



NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015

Le 30 mars 2016

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS	1
ABRÉVIATIONS ET CONVERSION	2
REMARQUES CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE	
INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL	3
REMARQUES SPÉCIALES CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	7
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR.....	8
TORC OIL & GAS LTD.	8
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ	9
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ	12
PRINCIPAUX TERRAINS.....	13
RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES.....	14
AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	19
AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	22
STRUCTURE DU CAPITAL	26
POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES	29
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	30
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	30
COMITÉ D'AUDIT	34
SITUATION DANS LE SECTEUR.....	35
FACTEURS DE RISQUE	50
POURSUITES	65
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS	
IMPORTANTES	65
AUDITEUR, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	65
CONTRATS IMPORTANTS.....	66
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	66
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	67
 Annexe A	 Charte du comité d'audit
 Annexe B	 Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant
 Annexe C	 Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz

DÉFINITIONS

Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente notice annuelle. Sauf indication contraire, « \$ » ou « dollars » renvoie au dollar canadien.

Entités

AcquisitionCo 1688763 Alberta Ltd.

actionnaires Les porteurs d'actions ordinaires de la société.

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

OIRPC L'Office d'investissement du régime de pensions du Canada.

SaleCos Les sociétés privées acquises par nous dans le cadre de l'acquisition de février 2015.

TORC, nous, notre ou la **société** TORC Oil & Gas Ltd.

Vero Vero Energy Inc.

Rapport technique indépendant

avis 51-324 des ACVM L'avis 51-324 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières — *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

manuel COGE Le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary chapter), en sa version modifiée à l'occasion.

McDaniel McDaniel & Associates Consultants Ltd., conseillers indépendants en pétrole de Calgary (Alberta).

rapport Sproule Le rapport technique indépendant, daté du 3 mars 2016, établi par Sproule qui évalue les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à tous les terrains de la société au 31 décembre 2015.

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

Sproule Sproule Associates Limited, conseillers indépendants en pétrole de Calgary (Alberta).

Titres

actions ordinaires Les actions ordinaires de la société, telles qu'elles sont actuellement constituées.

actions pré-regroupement Les actions ordinaires de la société compte tenu de la réalisation du plan d'arrangement en vertu de l'ABCA le 19 novembre 2012 avec Vero et AcquisitionCo, mais compte non tenu du regroupement.

actions privilégiées Les actions privilégiées de premier rang pouvant être émises en série de la société.

Autres

ABCA La loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) R.S.A. 2000, ch. B-9, en sa version modifiée, et son règlement d'application.

acquisition de février 2015 L'acquisition indirecte des actifs visés par l'acquisition de février 2015 réalisée par la société dans le cadre de l'acquisition des SaleCos et d'une société de personnes aux termes d'une convention d'achat

et de vente intervenue le 25 février 2015 entre la société, une société de personnes, les vendeurs des SaleCos et certains associés de la société de personnes.

acquisition importante de 2013 L'acquisition par la société des actifs visés par l'acquisition importante de 2013 auprès du vendeur des actifs visés par l'acquisition importante de 2013 moyennant une contrepartie en espèces de 510 millions de dollars avant rajustements du prix d'achat, conformément à une convention d'achat et de vente intervenue le 16 juillet 2013 entre le vendeur des actifs visés par l'acquisition importante de 2013 et la société.

acquisition importante de 2015 L'acquisition par la société des actifs visés par l'acquisition importante de 2015 auprès du vendeur des actifs visés par l'acquisition importante de 2015 moyennant une contrepartie en espèces de 430 millions de dollars avant rajustements du prix d'achat, conformément à une convention d'achat et de vente intervenue le 27 avril 2015 entre le vendeur des actifs visés par l'acquisition importante de 2015 et la société.

actifs visés par l'acquisition de février 2015 Les actifs de production de pétrole léger situés dans le sud-est de la Saskatchewan qui ont été acquis par la société dans le cadre de l'acquisition de février 2015.

actifs visés par l'acquisition importante de 2013 Les actifs associés à du pétrole léger situés au sud-est de la Saskatchewan que la société a acquis dans le cadre de l'acquisition importante de 2013.

actifs visés par l'acquisition importante de 2015 Les actifs associés à du pétrole léger situés au sud-est de la Saskatchewan et dans le sud-ouest du Manitoba que la société a acquis dans le cadre de l'acquisition importante de 2015.

facilité de crédit La facilité de crédit de 450 millions de dollars de la société. On trouvera de plus amples renseignements sur la facilité de crédit sous la rubrique *Structure du capital*.

opération d'échange de 2015 L'échange d'intérêts économiques directs visant certains de nos terrains inexploités faisant l'objet d'un intérêt économique direct situés dans le sud-est de la Saskatchewan qui a été conclu le 31 mars 2015.

regroupement Le regroupement des actions ordinaires de la société le 10 septembre 2013 à raison d'une action ordinaire pour chaque tranche de cinq actions pré-regroupement.

vendeur dans le cadre de l'acquisition importante de 2015 Société qui a vendu les actifs visés par l'acquisition importante de 2015.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSION

Les abréviations qui suivent s'appliquent à la présente notice annuelle :

Pétrole et liquides de gaz naturel		Gaz naturel	
b	baril ou barils	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	barils par jour	kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
kb	millier de barils	Mpi ³	million de pieds cubes
LGN	liquides de gaz naturel	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
		Mbtu	million d'unités thermiques britanniques

Le tableau suivant indique certaines mesures de conversion normalisées 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	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,293
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
miles	kilomètres	1,609
kilomètres	miles	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,50
gigajoules	MBTU	0,950
MBTU	gigajoules	1,0526

Autres

AECO	installation de stockage de gaz naturel située à Suffield, en Alberta
API	American Petroleum Institute
°API	expression de la densité du pétrole brut mesurée en fonction de l'échelle de densité API. Le pétrole liquide d'une densité spécifiée de 28° API ou plus est généralement mentionné en tant que pétrole brut léger
bep	baril(s) équivalent pétrole, calculé à l'aide du facteur de conversion selon lequel 6 kpi ³ de gaz naturel équivalent à 1 baril de pétrole
bep/j	baril(s) équivalent pétrole par jour
m ³	mètres cubes
kbep	millier de barils équivalent pétrole
WTI	West Texas Intermediate, le prix de référence payé en dollars américains à Cushing, en Oklahoma, pour le pétrole brut de qualité standard

REMARQUES CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

Mise en garde à l'égard de l'information concernant les réserves

La détermination de réserves de pétrole et de gaz naturel suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitudes. Les catégories de réserves prouvées et probables ont été définies pour indiquer le niveau de ces incertitudes et donner une idée de la probabilité de récupération. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier si les critères particuliers de classement des réserves sont remplis ou non. Il faut une connaissance des concepts comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterministes et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves.

Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel dans les présentes ne sont que des estimations. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations données dans les présentes. Les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs de la production des réserves de gaz naturel et de pétrole de la société ne représentent pas leur juste valeur marchande.

Mise en garde concernant les bep

Dans la présente notice annuelle, l'abréviation bep s'entend de baril équivalent pétrole en fonction d'un ratio de conversion du gaz naturel en bep de 1 b : 6 kpi³. **Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi³ : 1 b repose sur une méthode de conversion de**

l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de la valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur établi en fonction du prix en vigueur du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel est sensiblement différent du ratio de conversion d'équivalence énergétique de 6 kpi³ : 1, il pourrait être trompeur d'utiliser un ratio de conversion de 6 kpi³ : 1 comme indicateur de valeur.

Emplacements des forages

Dans la présente notice annuelle, les emplacements des forages sont présentés en fonction de trois catégories : i) les emplacements auxquels sont associées des ressources prouvées; ii) les emplacements auxquels sont associées des ressources probables; et iii) les emplacements non inscrits. Les emplacements auxquels sont associées des ressources prouvées et les emplacements auxquels sont associées des ressources probables ont été déterminés à la lumière du rapport Sproule et représentent des emplacements de forage auxquels sont associées des réserves prouvées et/ou probables, selon le cas. Les emplacements non inscrits ont été déterminés en fonction d'estimations internes fondées sur la superficie potentielle de nos terrains et le nombre hypothétique de puits pouvant être forés dans chaque parcelle, selon les pratiques du secteur et un examen interne. Aucune réserves n'ont été attribuées aux emplacements non inscrits. Les emplacements non inscrits ont été établis par la direction à la lumière de l'estimation de nos activités de forage sur une période de plusieurs années, cette estimation étant elle-même fondée sur l'évaluation de l'information géologique, sismique et technique et de l'information sur la production et les réserves. Rien ne garantit que nous effectuerons des forages à tous les emplacements non inscrits ni que les forages que nous effectuerons à des emplacements non inscrits se traduiront par une augmentation des réserves de pétrole et de gaz ou de la production. Les emplacements réels des forages dépendront de la disponibilité des capitaux, des approbations réglementaires, des restrictions saisonnières, des prix du pétrole et du gaz naturel, des coûts, des résultats des forages, de l'information supplémentaire sur les réservoirs et d'autres facteurs. L'incertitude associée à certains emplacements non inscrits a été atténuée en forant des puits existants relativement près de ces emplacements; toutefois, d'autres emplacements non inscrits sont plus éloignés des puits existants, de sorte que la direction possède moins d'information sur les caractéristiques du réservoir connexe et qu'il existe une plus grande incertitude quant à savoir si des puits seront forés à ces emplacements et si les puits forés à ces emplacements se traduiront par une augmentation des réserves de pétrole et de gaz ou de la production.

Définitions

Les définitions qui suivent s'appliquent à la description des réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz naturel dans la présente notice annuelle. Certains autres termes et certaines autres abréviations utilisés dans la présente notice annuelle, mais qui n'y sont par ailleurs pas définis ou décrits, s'entendent au sens du Règlement 51-101, de l'avis 51-324 des ACVM ou du manuel COGE, à moins que le contexte ne s'y oppose.

Réserves

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

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

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

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'estimation 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 :

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

Chacune des catégories de réserves (prouvées et probables) peut être subdivisée en deux, selon que les réserves sont développées ou non développées :

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

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

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

Les **réserves non développées** sont les 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.

Dans les gisements multipuits, 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 des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur leur état de développement ou de production respectif.

Participations dans les réserves, la production, les puits et les terrains

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 la participation directe (avec ou sans exploitation) de la société 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.

Net(te) : a) en ce qui concerne la participation de la société à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de la société 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 obtenu de la somme de 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.

Participation directe désigne le pourcentage de la participation indivise qu'a la société dans la concession pétrolière et/ou gazière ou dans le bail d'exploitation minière que lui a consenti le propriétaire des minéraux, la Couronne ou la propriété franche, participation qui donne à la société le droit d'effectuer sur le terrain (la

concession) des travaux d'exploration en vue du développement, de l'exploitation et de la commercialisation des matières louées.

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

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

Puits de développement Un 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 d'un horizon stratigraphique reconnue productive.

Frais d'exploration Les frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz naturel et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration. Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition ou après l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « **frais de prospection** ») du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la portion applicable des coûts opérationnels du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'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 lesdites études (collectivement parfois considérés comme étant des « **frais géologiques et géophysiques** »); b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur le revenu et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres et à la conservation des titres et des dossiers de concession; c) les contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits; d) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration; et e) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.

Puits d'exploration Un puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique.

Puits de service Un puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz 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.

REMARQUES SPÉCIALES CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient des énoncés prospectifs. On reconnaît la nature prospective d'un énoncé à l'emploi de verbes comme « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre », « pouvoir », « projeter » ou « croire », au futur ou au conditionnel, et à l'emploi de termes et expressions ayant un sens analogue. La présente notice annuelle contient notamment des énoncés prospectifs concernant :

- le calendrier prévu des dépenses que la société doit engager aux fins de ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
- l'incidence prévue de la législation et de la réglementation environnementale sur la société;
- les plans de la société quant au développement de ses réserves prouvées et probables non développées;
- l'expiration prévue des concessions des terrains de la société;
- les plans de la société quant au financement des frais de développement futurs;
- les coûts d'abandon et de remise en état prévus;
- les attentes de la société quant aux moyens de financement de ses obligations environnementales courantes;
- les estimations liées à l'impôt sur le bénéfice et l'horizon fiscal de la société;
- la stratégie d'entreprise, les priorités et les plans de la société;
- la politique de dividendes et les exigences de provisionnement des dividendes de la société;
- le taux de participation prévu au programme de dividendes en actions;
- les dépenses en immobilisations et activités de forage prévues de la société en 2016;
- les taux de déclin prévus;
- le prochain examen prévu de la limite d'emprunt aux termes de la facilité de crédit de la société;
- le nombre de forages;
- l'incidence prévue des facteurs décrits sous la rubrique *Conditions sectorielles* sur la société.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur certaines attentes et hypothèses fondamentales de la société, y compris, notamment :

- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- les prix des marchandises et cours du change;
- les conditions météorologiques courantes;
- la disponibilité de la main d'œuvre, des services et du matériel;
- le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations;
- la conjoncture économique en général et les conditions sur les marchés financiers;
- la réglementation gouvernementale en matière de fiscalité, de taux de redevances et de protection de l'environnement; et
- le succès des activités d'exploration et de développement de la société.

Bien que la société estime que les attentes et hypothèses sur lesquelles se fondent les énoncés prospectifs sont raisonnables, on ne saurait s'y fier outre mesure, rien ne garantissant qu'elles se révéleront exactes. Comme les énoncés prospectifs visent des événements et des conditions futurs, de par leur nature intrinsèque, ils supposent des risques et des incertitudes inhérents. Les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux actuellement prévus en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques, y compris, notamment :

- la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel;
- la volatilité des cours du change;
- les responsabilités inhérentes aux activités pétrolières et gazières;
- les incertitudes associées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- l'incapacité d'obtenir de la main-d'œuvre, des services et du matériel en temps utile ou à des conditions favorables;
- la concurrence, notamment quant aux acquisitions de réserves, aux terrains non développés et au personnel compétent;
- des conditions météorologiques défavorables;

- des évaluations inexactes de la valeur des acquisitions et des programmes d'exploration et de développement;
- des problèmes d'ordre géologique et technique dans le cadre du forage, de la production et du traitement;
- la disponibilité et le coût du capital;
- des modifications à la législation, notamment à la législation fiscale, aux taux de redevances et aux programmes d'encouragement dans le secteur pétrolier et gazier; et
- les autres facteurs décrits à la rubrique *Facteurs de risque*.

Les énoncés relatifs aux « réserves » sont réputés être des énoncés prospectifs, puisqu'ils supposent l'appréciation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, selon laquelle les réserves décrites peuvent être exploitées de façon rentable à l'avenir.

Le paiement et le montant des dividendes déclarés pour un mois seront à l'appréciation du conseil d'administration en fonction des perspectives de croissance, des besoins en immobilisations, des flux de trésorerie, des possibles occasions d'acquisitions et du niveau d'endettement de la société et d'autres conditions que le conseil d'administration de la société peut juger pertinentes au moment en cause. Le montant des dividendes en espèces futur, le cas échéant, peut aussi varier en fonction de différents facteurs, notamment les fluctuations des prix des marchandises et des écarts de prix, les niveaux de production, les besoins en immobilisations, les exigences du service de la dette, les coûts opérationnels, les charges de redevances et les cours du change.

Les lecteurs sont avertis que les listes de facteurs qui précèdent ne sont pas exhaustives. Les énoncés prospectifs que contient la présente notice annuelle sont donnés expressément sous réserve de la présente mise en garde. La société décline quelque obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement des énoncés prospectifs, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne l'y oblige.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

La présente notice annuelle contient les termes « flux de trésorerie » et « rentrées nettes », qui n'ont pas un sens normalisé aux termes des principes comptables généralement reconnus du Canada et qui peuvent donc ne pas être comparables à des mesures analogues calculées par d'autres sociétés. La société utilise les flux de trésorerie et les rentrées nettes pour analyser sa performance financière et opérationnelle. La société estime que ces références sont des mesures fondamentales de sa rentabilité et de sa viabilité en général. Ces deux termes sont couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Les flux de trésorerie et les rentrées nettes opérationnelles ne sont pas censés représenter le bénéfice d'exploitation ni ne doivent être considérés comme une mesure de remplacement des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, du bénéfice net ou d'autres mesures de performance financière calculées conformément aux principes généralement reconnus du Canada. Les flux de trésorerie correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, le règlement des obligations de démantèlement et les frais connexes d'opération. La société estime que le moment de l'encaissement, du paiement ou de la création de ces postes suppose un niveau élevé d'appréciation et peut à ce titre ne pas être utile aux fins de l'évaluation de la performance opérationnelle de la société. La société calcule les flux de trésorerie par action au moyen de la même méthode et des mêmes actions en circulation que celles utilisées dans le calcul du bénéfice par action. Le rapport de gestion de la société pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2015 contient un rapprochement des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes correspondent aux produits des activités ordinaires tirés du pétrole et du gaz, déduction faite des redevances, des frais d'exploitation et des frais de transport.

TORC OIL & GAS LTD.

Généralités

La société est l'entité issue de la prise de contrôle inversée de Vero et de la fusion ultérieure d'AcquisitionCo et de Vero le 19 novembre 2012 en vue de créer « TORC Oil & Gas Ltd. ». Voir la rubrique *Développement général de l'activité de la société*.

Vero a été initialement créée le 2 novembre 2005 dans le cadre de la fusion de Vero Energy Inc. et de sa filiale en propriété exclusive, Vero Finance Corp. en vertu de l'ABCA. Le 1^{er} janvier 2010, Vero a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive à ce moment, Vero Oil and Gas Ltd.

1525893 Alberta Ltd. a été constituée en société le 23 mars 2010 sous le régime de l'ABCA. Le 15 décembre 2010, la société a déposé des statuts de modification modifiant sa dénomination de 1525893 Alberta Ltd. à « TORC Oil & Gas Ltd. ». Le même jour, la société a apporté à ses statuts des modifications visant à retirer : i) certaines restrictions quant aux invitations au public à souscrire ses actions; et ii) des restrictions limitant le nombre d'actionnaires, à l'exclusion des employés, à moins de 50 actionnaires. Le 24 janvier 2011, la société a déposé des statuts de modification visant à retirer certaines restrictions quant au transfert de ses actions.

Le 1^{er} mai 2011, la société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive à ce moment, Shale Exploration Ltd., et la société issue de la fusion a été prorogée sous la dénomination « TORC Oil & Gas Ltd. ».

Le 19 novembre 2012, la société a fusionné avec AcquisitionCo et Vero conformément à un plan d'arrangement en vertu de l'ABCA, et la société issue de la fusion a été prorogée sous la dénomination « TORC Oil & Gas Ltd. ».

Le 10 septembre 2013, la société a déposé des statuts de modification aux fins d'effectuer le regroupement.

Le 25 février 2015, les SaleCos ont été fusionnées avec la société, et la société issue de la fusion a été prorogée sous la dénomination « TORC Oil & Gas Ltd. ».

Siège social et principal établissement

Le siège social et le principal établissement de la société sont respectivement situés au 525 – 8th Avenue S.W., bureau 1800, et bureau 2400, Calgary (Alberta). Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « TOG ». La société est un émetteur assujetti dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, d'Ontario, de Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve-et-Labrador.

Liens intersociétés

La société n'a aucune filiale importante.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ

Historique et développement

Le texte qui suit décrit sommairement le développement général de l'activité de la société au cours des trois dernières années.

Développements en 2013

Le 16 juillet 2013, la société a conclu une convention d'achat et de vente aux termes de laquelle elle a convenu d'acheter les actifs visés par l'acquisition importante de 2013 moyennant une contrepartie au comptant de 510 millions de dollars avant rajustements du prix d'achat. Le même jour, la société a conclu une convention de prise ferme avec un syndicat de placement visant un placement public de 153 870 000 reçus de souscription au prix de souscription de 1,57 \$, pour un produit brut total de 242 millions de dollars, y compris l'option de surallocation accordée aux preneurs fermes qu'ils ont intégralement exercée, ainsi qu'une convention avec l'OIRPC visant un placement privé de 108 300 000 reçus de souscription auprès de l'OIRPC au prix de souscription de 1,57 \$, pour un produit brut total de 170 millions de dollars. La clôture de ces placements a eu lieu le 6 août 2013 et le produit a été entiercé jusqu'à la clôture de l'acquisition importante de 2013.

Le 9 septembre 2013, la société a réalisé l'acquisition importante de 2013. Dans le cadre de la réalisation de l'acquisition importante de 2013, les reçus de souscription que la société avait émis ont été convertis au pair en

actions pré-regroupement et le produit des financements par reçus de souscription a été libéré de l'entiercement pour le financement d'une partie du prix d'achat de l'acquisition importante de 2013.

Conformément à l'entente de la société avec l'OIRPC, tant que l'OIRPC est propriétaire de plus de 10 % des actions ordinaires en circulation de la société, il a le droit de participer aux futurs placements de titres de la société, qu'il s'agisse d'un placement public ou d'un placement privé, y compris quelque placement d'actions ordinaires ou de titres permettant d'acquérir par voie de conversion ou d'échange des actions ordinaires, jusqu'à concurrence de sa participation proportionnelle immédiatement avant le placement dans le cas d'un placement public ou d'un placement privé auprès d'au moins cinq investisseurs, afin de maintenir sa participation proportionnelle dans la société, et jusqu'à concurrence de la totalité du placement dans le cas d'un placement privé auprès de moins de cinq investisseurs. L'OIRPC a aussi le droit de nommer deux candidats au conseil de la société tant qu'il est propriétaire de 20 % ou plus des actions ordinaires en circulation de la société. L'OIRPC détient actuellement environ 25,6 % des actions ordinaires en circulation de la société et son candidat désigné à notre conseil d'administration est M. R. Scott Lawrence.

Parallèlement à la clôture de l'acquisition importante de 2013, notre facilité de crédit a été portée à 350 millions de dollars. Voir la rubrique *Structure du capital – Facilité de crédit*.

Le 10 septembre 2013, la société a effectué le regroupement.

Après la réalisation de l'acquisition importante de 2013 le 9 septembre 2013 et la transition stratégique du modèle d'entreprise de la société, le conseil d'administration de la société a adopté une politique en matière de dividendes prévoyant le paiement de dividendes mensuels Voir les rubriques *Politique en matière de dividendes* et *Facteurs de risque* pour de plus amples renseignements sur les dividendes de la société.

Développements en 2014

En 2014, nous avons conclu une série d'acquisitions stratégiques dans nos zones principales moyennant un prix d'acquisition total d'environ 138 millions de dollars. Dans le cadre de quatorze opérations distinctes, nous avons ajouté plus de 1 500 bep/j (>85 % de pétrole léger et de liquides) dans nos zones principales de Cardium, dans le centre-ouest de l'Alberta, et du sud-est de la Saskatchewan. Les acquisitions incluaient des participations directes complémentaires dans un certain nombre de nos principaux terrains productifs, ainsi que l'acquisition de terrains adjacents stratégiques offrant des emplacements de forage de développement supplémentaires pour le pétrole léger.

La facilité de crédit a été portée à 375 millions de dollars le 23 avril 2014.

Le 29 octobre 2014, nous avons conclu un placement privé sans courtier dans le cadre duquel nous avons émis 1,4 million d'actions ordinaires en tant qu'« actions accréditatives » en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), pour un produit brut de 19,7 millions de dollars.

En date du 30 octobre 2014, nous avons majoré notre facilité de crédit de 375 millions de dollars à 425 millions de dollars.

Développements en 2015

Le 25 février 2015, nous avons conclu l'acquisition de février 2015, dans le cadre de laquelle nous avons acquis les actifs visés par l'acquisition de février 2015 composés de 1 550 bep/j de production (94 % de pétrole léger et de liquides) dont le taux de déclin moyen prévu est d'environ 20 %. Au moment de l'annonce de l'opération, la contrepartie totale payable dans le cadre de l'acquisition de février 2015 se chiffrait à environ 128 millions de dollars, avant les rajustements. Cette somme a été réglée au moyen de l'émission de 16,0 millions d'actions ordinaires.

Le 31 mars 2015, nous avons conclu l'opération d'échange de 2015, aux termes de laquelle nous avons vendu nos participations dans certains terrains non exploités dans le sud-est de la Saskatchewan en échange d'autres terrains, également situés dans le sud-est de la Saskatchewan. L'opération d'échange de 2015 visait une production d'environ

500 bep/j, et la production et les réserves échangées étaient similaires, de sorte que l'opération s'est traduite par un gain net ou une perte nette minimal. L'opération d'échange de 2015 a permis de consolider nos actifs dans le sud-est de la Saskatchewan et d'augmenter la production provenant d'actifs dont nous sommes l'exploitant dans cette zone.

Le 27 avril 2015, nous avons conclu une convention d'achat et de vente aux termes de laquelle nous avons convenu d'acheter les actifs visés par l'acquisition importante de 2015 moyennant une contrepartie en espèces de 430 millions de dollars avant rajustements du prix d'achat. Les actifs visés par l'acquisition importante de 2015 comprenaient 4 750 bep/j provenant d'actifs productifs de pétrole léger qui présentent de faibles taux de déclin et génèrent des rentrées nettes élevées situés dans le sud-est de la Saskatchewan et au Manitoba ainsi que la propriété d'un titre minier franc visant plus de 80 sections nettes de terrains dans le sud-est de la Saskatchewan. Le même jour, nous avons conclu une convention de prise ferme avec un syndicat de placement visant le placement public de 28 520 000 reçus de souscription au prix de souscription de 10,10 \$, pour un produit brut total d'environ 288 millions de dollars, y compris l'option de surallocation accordée aux preneurs fermes qu'ils ont intégralement exercée, ainsi qu'une convention avec l'OIRPC visant un placement privé de 14 850 000 reçus de souscription auprès de l'OIRPC au prix de souscription de 10,10 \$, pour un produit brut total d'environ 150 millions de dollars. La clôture de ces placements a eu lieu le 20 mai 2015 et le produit a été entiercé jusqu'à la clôture de l'acquisition importante de 2015.

Le 15 juin 2015, la société a réalisé l'acquisition importante de 2015. Dans le cadre de la réalisation de l'acquisition importante de 2015, les reçus de souscription que nous avons émis ont été convertis au pair en actions ordinaires et le produit des financements par reçus de souscription a été libéré de l'entiercement pour le financement d'une partie du prix d'achat de l'acquisition importante de 2015. Le solde du prix d'achat a été financé au moyen d'un prélèvement sur notre facilité de crédit. Après la clôture de l'acquisition importante de 2015, la limite d'emprunt aux termes de notre facilité de crédit est passée de 425 millions de dollars à 550 millions de dollars.

Le 31 octobre 2015, la facilité de crédit a été renouvelée et nous avons choisi de l'abaisser à 450 millions de dollars, composée d'une facilité d'exploitation de 55 millions de dollars et d'une facilité consortiale de 395 millions de dollars.

Faits nouveaux

Le 16 février 2016, nous avons annoncé l'approbation par notre conseil d'un dividende mensuel de 0,02 \$ l'action ordinaire devant être versé le 15 mars 2016 aux actionnaires inscrits le 29 février 2016, le versement de ce dividende devant être fait en espèces ou en actions ordinaires au choix de l'actionnaire. Le dividende déclaré est inférieur au dividende mensuel précédent de 0,045 \$ l'action ordinaire (0,54 \$ l'action ordinaire annuellement) en raison de la volatilité et de l'incertitude des prix des marchandises. La réduction du dividende aura pour effet de diminuer nos exigences de provisionnement de 48 millions de dollars sur une base annualisée (30 millions de dollars, déduction faite de notre programme de dividendes en actions).

Nous avons également annoncé ce jour-là que, compte tenu des efficacies d'exploitation réalisées à ce jour en 2016, nous révisons notre programme de dépenses en immobilisations de 2016 en transférant environ 10 millions de dollars du premier semestre au deuxième semestre de l'exercice. Nous prévoyons actuellement dépenser environ 25 millions de dollars au cours du premier semestre de 2016 et les 65 millions de dollars restants, qui représentent plus de 70 % de notre budget d'immobilisations de 2016, au cours du deuxième semestre de 2016.

Le programme d'immobilisations de 2016 sera principalement affecté dans nos zones principales au sud-est de la Saskatchewan et visera à la fois les occasions classiques et la zone émergente Torquay/Three Forks ainsi que la zone Cardium dans le centre de l'Alberta.

Nous avons la souplesse d'exploitation nécessaire pour ajuster notre budget d'immobilisations de 2016 afin de continuer à protéger de façon prudente notre souplesse financière dans un contexte de faiblesse des prix continue, mais également pour tirer profit d'une hausse éventuelle des prix des marchandises.

Acquisitions importantes

Si ce n'est de l'acquisition importante de 2015, nous n'avons réalisé aucune acquisition importante au cours de notre dernier exercice qui doit être divulguée conformément à la Partie 8 du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. Nous avons déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise à l'égard de l'acquisition importante de 2015 sous notre profil SEDAR à l'adresse www.sedar.com le 22 juin 2015.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ

Stratégie d'entreprise

La société est un producteur de pétrole léger intermédiaire qui verse des dividendes et qui vise une croissance par action rentable des réserves, de la production et des flux de trésorerie dans l'Ouest canadien.

La stratégie d'entreprise générale de la société consiste en une croissance par action rentable des réserves, de la production et des flux de trésorerie et en un dividende mensuel durable de la manière suivante :

- prioriser les zones d'intérêt contenant du pétrole léger de qualité supérieure;
- positionner la société en vue d'une bonne croissance et exposition dans des actifs de pétrole léger au moyen d'une stratégie en trois étapes consistant en l'acquisition et la délimitation des ressources et la croissance de la production;
- conserver un solide bilan; et
- recruter et fidéliser les meilleurs techniciens et dirigeants dont la compétence est reconnue.

Activités courantes d'acquisition et de disposition

Le conseil de la société peut, à son appréciation, approuver des acquisitions d'éléments d'actif ou d'entreprises ou des investissements qui ne s'inscrivent pas dans la stratégie dont il est question ci-dessus, selon son appréciation des aspects qualitatifs des biens visés, notamment le profil de risque, de l'apport technique, de la durée des réserves, de l'importance stratégique et de la qualité de l'actif. Voir les rubriques *Situation de l'industrie* et *Facteurs de risque*.

Concurrence

L'industrie pétrolière et gazière est concurrentielle à tous les niveaux. La société rivalise avec de nombreux autres intervenants pour l'acquisition, l'exploration et le développement de biens pétrolifères et gazéifères et pour la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Les concurrents de la société comprennent, notamment des sociétés du secteur des ressources qui disposent de ressources financières, d'effectifs et d'installations supérieurs à ceux de la société. La société est d'avis que sa position concurrentielle équivaut dans l'ensemble à celle d'autres producteurs pétroliers et gaziers de même taille et au même stade de développement. Voir les rubriques *Situation de l'industrie* et *Facteurs de risque*.

Politiques environnementales

La société appuie la protection de l'environnement et la santé et la sécurité de ses employés en intégrant des principes et des pratiques essentiels dans ses systèmes de gestion de l'environnement et programmes de santé et sécurité au travail. La société promeut la sécurité, la conscience écologique et la protection de l'environnement par la mise en œuvre et la communication de ses programmes, politiques et procédures de gestion de l'environnement et de santé et sécurité au travail. Dans le cadre de ses activités, la société crée des comités qui encouragent la participation des employés et l'élaboration de politiques et de programmes qui offrent aux employés une orientation professionnelle, de la formation, des directives et de la supervision propres à les aider à mener leurs activités d'une manière respectueuse de l'environnement et sécuritaire.

La société a mis sur pied des équipes d'intervention d'urgence et élaboré des plans de préparation aux urgences en collaboration avec les autorités, les services d'urgence et les collectivités locales dans lesquelles elle exerce ses activités afin de répondre efficacement à un éventuel incident environnemental. Des évaluations environnementales

sont entreprises à l'égard des nouveaux projets ou au moment de l'acquisition de nouveaux terrains ou de nouvelles installations afin de repérer, d'évaluer et de minimiser les risques environnementaux et opérationnels. La société mène des audits des activités visant à confirmer la conformité aux normes internes et à stimuler l'amélioration des pratiques au besoin. Toutes ces activités sont consignées dans des documents à des fins de l'obligation interne de rendre des comptes et qui permettent de mesurer la performance opérationnelle par rapport à des indicateurs sectoriels reconnus aux fins des objectifs des politiques et des programmes décrits ci-dessus.

La société est aussi exposée à des risques associés à l'environnement, à la santé et à la sécurité dans le cours normal de ses activités de manutention et d'entreposage de matières dangereuses. Les systèmes de gestion de l'environnement et de la santé et sécurité au travail sont conçus pour gérer ces risques dans l'entreprise de la société et prendre des mesures pour atténuer les possibles répercussions de ces activités sur l'environnement, la santé ou la sécurité. L'un des principaux aspects de ces systèmes est la performance des audits environnementaux et de santé et sécurité au travail annuels. Voir les rubriques *Situation de l'industrie* et *Facteurs de risque*.

Facteurs saisonniers

L'exploration et le développement de réserves de pétrole et de gaz naturel dépendent de l'accès aux zones où ces travaux doivent être exécutés. Des variations météorologiques saisonnières, notamment le gel et le dégel, perturbent l'accès dans certaines circonstances. Des conditions météorologiques défavorables imprévues, comme une inondation ou une période de dégel prolongée, peuvent avoir un effet défavorable important sur les activités et les coûts. Voir les rubriques *Situation de l'industrie* et *Facteurs de risque*.

Renégociation ou résiliation de contrats

En date des présentes, la société ne s'attend pas à ce que la renégociation ou la résiliation de contrats ait une incidence défavorable sur quelque aspect de son entreprise d'ici la fin de 2016.

Personnel

Au 31 décembre 2015, la société comptait 60 employés à son siège social et 20 employés sur le terrain.

PRINCIPAUX TERRAINS

Le texte qui suit décrit les principaux terrains pétrolières et gazéifères de la société productifs ou en cours de développement au 31 décembre 2015.

En ce qui a trait à la production actuelle, il s'agit de la production moyenne, déduction faite de la participation directe de la société, à moins d'indication contraire. **Le degré de confiance des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs d'un terrain donné peut être moindre que celui des estimations visant l'ensemble des terrains en raison de la totalisation.**

Terrains de la formation Cardium, dans le centre-ouest de l'Alberta

Les terrains de la formation Cardium, dans le centre-ouest de l'Alberta, consistent en une participation directe moyenne d'environ 68 % dans 191 279 acres bruts (130 343 acres nets) de terrains dans les zones Brazeau, Carrot Creek, Kaybob, Pembina, Pine Creek et Rosevear de la formation Cardium dans le centre-ouest de l'Alberta, toutes situées environ 150 à 250 kilomètres à l'ouest d'Edmonton. En 2015, la société a ciblé la formation Cardium, forant un total de 10 puits bruts (10,0 puits nets) de pétrole.

Les terrains comprennent 144 puits bruts (108,3 puits nets) de pétrole léger producteurs et 28 puits bruts (11,2 puits nets) de gaz producteurs. La société exploite deux grandes installations de production pétrolière dans les champs Kaybob et Pembina. La production quotidienne moyenne des terrains pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 s'est établie à 4 770 bep/j, soit 68 % de pétrole brut léger et de LGN. Au 31 décembre 2015, le rapport Sproule attribuait des réserves prouvées et probables de 20 494 kb de pétrole léger et de LGN et de 72 948 Mpi³ de gaz naturel aux terrains de la formation Cardium.

Monarch (Alberta)

Le terrain Monarch de la société consiste en une participation directe moyenne d'environ 98 % dans 129 906 acres bruts (127 122 acres nets) de terrains dans le système pétrolifère Alberta Bakken dans le sud de l'Alberta, situé environ 150 à 180 kilomètres au sud-est de Calgary. En 2015, aucun puits n'a été foré sur le terrain Monarch.

Le terrain comprend 17 puits bruts (17,0 puits nets) de pétrole léger producteurs. La société n'a aucune installation importante dans la région. La production quotidienne moyenne du terrain pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 s'est établie à 999 bep/j, soit 100 % de pétrole brut léger. Au 31 décembre 2015, le rapport Sproule attribuait des réserves prouvées et probables de 3 732 kb de pétrole léger et aucune réserve de LGN ou de gaz naturel au terrain Monarch.

Sud-est de la Saskatchewan et Manitoba

Nos actifs du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba consistent en une participation directe moyenne d'environ 68 % dans 520 103 acres bruts (355 847 acres nets) de terrains principalement dans les zones Mississipiennes de pétrole léger classique et dans la zone de pétrole léger émergente Torquay/Three Forks. En 2015, la société a ciblé les formations Frobisher, Midale et Ratcliffe, forant au total 18 puits bruts (13,8 puits nets) de pétrole léger classique. Également en 2015 la société a ciblé la formation Torquay/Three Forks, forant au total 8 puits bruts (6,0 puits nets) de pétrole léger non classique.

Les actifs du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba comprennent 1 565 puits bruts (806,5 puits nets) de pétrole léger producteurs. Les principales installations comprennent des installations de production de pétrole exploitées à Willmar et à Browning, en plus des installations récemment acquises à Steelman et à Wapella. La production quotidienne moyenne des terrains pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 s'est établie à 9 819 bep/j, soit 94 % de pétrole brut léger. Au 31 décembre 2015, le rapport Sproule attribuait des réserves prouvées et probables de 51 083 kb de pétrole léger et de LGN et de 18 869 Mpi³ de gaz naturel aux terrains du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba.

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz présenté ci-après est daté du 3 mars 2016. La date d'effet de l'information fournie dans le relevé est le 31 décembre 2015 et la date d'établissement du relevé est le 3 mars 2016. Le rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant selon l'annexe 51-101A2 et le rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz selon l'annexe 51-101A3 sont respectivement joints en annexe « B » et « C » à la présente notice annuelle.

Conformément au Règlement 51-101, Sproule a établi le rapport Sproule. Le rapport Sproule a évalué, au 31 décembre 2015, l'ensemble des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de la société.

Les tableaux qui suivent décrivent sommairement les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de la société et la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves, évalués dans le rapport Sproule en fonction d'hypothèses de prix et de coûts prévisionnels. Les tableaux présentent sommairement les données contenues dans le rapport Sproule et peuvent, par conséquent, contenir des chiffres légèrement différents de ceux de ce rapport en raison de leur arrondissement. Également en raison de l'arrondissement, le total de certaines colonnes peut ne pas correspondre exactement à la somme de leurs éléments.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves est indiquée compte non tenu des frais d'intérêt et des frais généraux et administratifs, mais compte tenu des redevances, des coûts de production, des frais de développement, des autres revenus, des dépenses en immobilisations futures et des frais d'abandon et de remise en état. Nul ne saurait supposer que les estimations de Sproule de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, sans actualisation ou au moyen d'un taux d'actualisation, représente la juste valeur marchande de ces réserves. D'autres hypothèses et réserves concernant les coûts, les prix de production future et d'autres questions sont

sommairement décrites dans les présentes. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel fournies dans les présentes ne sont que des estimations. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations fournies.

La société a calculé les produits des activités ordinaires nets futurs et la valeur actualisée des produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôt en fonction de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôt de Sproule et son estimation des charges d'impôt. Les estimations de la valeur des produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôt de la société ont été établies en fonction de l'information sur les réserves avant déduction des charges d'impôt et comprennent des hypothèses et des estimations des comptes fiscaux et de l'ordre et des taux de réclamation à l'égard de ces comptes fiscaux. Les valeurs indiquées peuvent ne pas être représentatives des obligations fiscales futures de l'horizon fiscal applicable ou de l'évaluation après impôts. La valeur actualisée nette après impôts des terrains pétroliers et gaziers de la société représente le fardeau fiscal de chacun des terrains de la société. Il ne s'agit pas d'une estimation de la valeur de la société en tant qu'entreprise, laquelle peut être sensiblement différente. Il y a lieu de consulter les états financiers de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 pour de plus amples renseignements concernant les charges d'impôt de la société.

Le rapport Sproule est fondé sur certaines données factuelles que la société a fournies et sur l'avis de Sproule quant aux pratiques raisonnables dans l'industrie. L'ampleur et la nature de la propriété et toutes les données factuelles concernant les terrains pétroliers et contrats (sauf certains renseignements du domaine public) ont été fournis à Sproule par la société. Sproule a accepté ces données telles qu'elles lui ont été présentées et n'a effectué aucune recherche de titres ni inspection sur le terrain.

Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

**RELEVÉ DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL
ET DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
AU 31 DÉCEMBRE 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES							
	RÉSERVES BRUTES				RÉSERVES NETTES			
	Pétrole brut léger et moyen (kb)	Liquides de gaz naturel (kb)	Gas naturel classique (Mpi ³)	Total des bep (kbep)	Pétrole brut léger et moyen (kb)	Liquides de gaz naturel (kb)	Gas naturel classique (Mpi ³)	Total des bep (kbep)
RÉSERVES PROUVÉES :								
Développées exploitées	31 226	1 834	30 531	38 149	27 766	1 519	26 847	33 760
Développées inexploitées	1 121	133	2 782	1 718	975	100	2 402	1 475
Non développées	14 749	1 101	24 983	20 014	13 196	863	22 300	17 776
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	47 097	3 067	58 296	59 880	41 937	2 482	51 449	53 011
RÉSERVES PROBABLES	23 497	1 581	33 190	30 610	20 414	1 215	28 761	26 423
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	70 594	4 648	91 487	90 490	62 351	3 697	80 311	79 433

**VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS
FUTURS AVANT CHARGES D'IMPÔTS AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/année)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (k \$)	5 % (k \$)	10 % (k \$)	15 % (k \$)	20 % (k \$)	Valeur unitaire avant charges d'impôts, actualisée au taux de 10 % par année ¹⁾ (\$/bep)
RÉSERVES PROUVÉES :						
Développées exploitées	1 267 845	971 505	783 340	656 361	565 794	23,20
Développées inexploitées	50 177	38 461	30 680	25 292	21 392	20,80
Non développées	524 937	359 186	255 013	186 122	138 376	14,35
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	1 842 960	1 369 152	1 069 033	867 775	725 562	20,17
RÉSERVES PROBABLES	1 163 952	684 858	453 682	324 678	244 713	17,17
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	3 006 911	2 054 010	1 522 715	1 192 453	970 275	19,17

Nota :

1) Les valeurs unitaires sont fondées sur des volumes nets.

**VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS
FUTURS APRÈS CHARGES D'IMPÔTS AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/année)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (k \$)	5 % (k \$)	10 % (k \$)	15 % (k \$)	20 % (k \$)
RÉSERVES PROUVÉES :					
Développées exploitées	1 267 845	971 505	783 340	656 361	565 794
Développées inexploitées	50 177	38 461	30 680	25 292	21 392
Non développées	422 092	294 960	213 042	157 657	118 468
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	1 740 115	1 304 926	1 027 063	839 311	705 654
RÉSERVES PROBABLES	855 544	499 187	329 492	235 621	177 753
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	2 595 659	1 804 113	1 356 555	1 074 931	883 407

**TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
(SANS ACTUALISATION)
AU 31 DÉCEMBRE 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS ¹⁾²⁾**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS (k \$)	REDEVANCES (k \$)	COÛTS OPÉRATIONNELS (k \$)	FRAIS DE DÉVELOPPEMENT (k \$)	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT (k \$)	PRODUIT DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT CHARGES D'IMPÔTS (k \$)	CHARGES D'IMPÔTS (k \$)	PRODUIT DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS APRÈS CHARGES D'IMPÔTS (k \$)
Total des réserves prouvées	4 381 716	587 365	1 502 631	350 985	97 775	1 842 960	102 845	1 740 115
Total des réserves prouvées et probables	6 950 508	971 807	2 324 470	529 979	117 340	3 006 911	411 252	2 595 659

Nota :

- 1) Le total des produits des activités ordinaires inclut les produits de la société avant les redevances, et les autres revenus.
- 2) Les redevances incluent les redevances à la Couronne, les redevances sur la production en propriété franche, les redevances dérogatoires, les impôts miniers et la majoration de l'impôt sur le capital de la Saskatchewan.

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
AU 31 DÉCEMBRE 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUIT DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT CHARGES D'IMPÔTS (actualisation au taux de 10 %/année) (k \$)	VALEUR UNITAIRE ¹⁾ (\$/b ou \$/kpi ³)
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen ²⁾	1 061 291	20,27
	Gaz naturel classique ³⁾	6 861	10,63
	ACG – capital ⁴⁾	881	–
	Total	1 069 033	
Prouvées et probables	Pétrole brut léger et moyen ²⁾	1 510 219	19,34
	Gaz naturel ³⁾	11 433	8,56
	ACG – capital ⁴⁾	1 063	–
	Total	1 522 715	

Nota :

- 1) Les valeurs unitaires sont fondées sur des volumes de réserves nets.
- 2) Y compris le gaz dissous et d'autres sous-produits.
- 3) Y compris les sous-produits, à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits provenant de puits de pétrole.
- 4) La composante totale de l'allocation du coût en capital admissible de l'allocation du coût du gaz (*Gas Cost Allowance* (« ACG »)) de l'Alberta liée à la valeur des installations de la société en Alberta.

Hypothèses de prix – Prix et coûts prévisionnels

Sproule s'est servi des hypothèses suivantes quant au prix, au cours du change et au taux d'inflation au 31 décembre 2015 dans le rapport Sproule aux fins de l'estimation des données relatives aux réserves en fonction de prix et coûts prévisionnels. Les prix historiques moyens pondérés de référence pour 2015 sont aussi indiqués dans le tableau suivant.

SOMMAIRE DES PRIX HISTORIQUES MOYENS PONDÉRÉS POUR 2015 ET HYPOTHÈSES DE PRIX ET DE TAUX D'INFLATION PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS ¹⁾

ANNÉE	PÉTROLE BRUT MOYEN ET LÉGER			GAZ NATUREL	LIQUIDES DE GAZ NATUREL		Taux d'inflation des coûts en capital (%/année) ²⁾	Taux d'inflation des frais d'exploitation (%/année) ²⁾	Cours du change (\$US/\$) ²⁾
	WTI à Cushing Oklahoma 40° API (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	Pétrole de densité moyenne à Cromer 35° API (\$/b)	Prix au comptant AECO-C (\$/MBTU)	Butane à Edmonton (\$/b)	Pentanes Plus (\$/b)			
2015 réel	48,80	57,45	56,51	2,70	36,81	61,45	-19,7	1,4	0,783
2016	45,00	55,20	54,20	2,25	39,09	59,10	0,0	0,0	0,750
2017	60,00	69,00	68,00	2,95	51,43	73,88	4,0	0,0	0,800
2018	70,00	78,43	77,43	3,42	58,46	83,98	4,0	1,5	0,830
2019	80,00	89,41	88,41	3,91	66,64	95,73	1,5	1,5	0,850
2020	81,20	91,71	90,71	4,20	68,35	98,19	1,5	1,5	0,850
2021	82,42	93,08	92,08	4,28	69,38	99,66	1,5	1,5	0,850
2022	83,65	94,48	93,48	4,35	70,42	101,16	1,5	1,5	0,850
2023	84,91	95,90	94,90	4,43	71,48	102,68	1,5	1,5	0,850
2024	86,18	97,34	96,34	4,51	72,55	104,22	1,5	1,5	0,850
2025	87,48	98,80	97,80	4,59	73,64	105,78	1,5	1,5	0,850
2026	88,79	100,28	99,28	4,67	74,74	107,37	1,5	1,5	0,850

Indexation à 1,5 % par année par la suite

Nota :

- 1) Au 1^{er} janvier 2016.
- 2) Le taux d'inflation des coûts en capital et des frais d'exploitation.
- 3) Cours du change utilisé pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

Variation des réserves

Le tableau suivant présente une variation des réserves brutes de la société au 31 décembre 2015, d'après le rapport Sproule au moyen d'estimations de prix et coûts prévisionnels, par rapport aux réserves brutes de la société au 31 décembre 2014.

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

RÉSERVES PROUVÉES	PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN (kb)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL (kb)	GAZ NATUREL CLASSIQUE (Mpi ³)	TOTAL ÉQUIVALENT PÉTROLE (Kbep)
31 décembre 2014	29 872	2 100	42 818	39 108
Acquisitions ¹⁾	19 865	710	7 517	21 827
Aliénations	(1 392)	(86)	(475)	(1 558)
Découvertes	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	1 411	80	1 788	1 789
Forages intercalaires	466	78	1 919	864
Révisions techniques	2 443	470	11 719	4 866
Facteurs économiques	(748)	(112)	(2 807)	(1 327)
Production	(4 820)	(172)	(4 183)	(5 690)
31 décembre 2015	47 097	3 067	58 296	59 880

Nota :

- 1) Le montant des acquisitions correspond à l'estimation des réserves au 31 décembre 2015, majoré de toute production depuis les dates d'acquisition.

RÉSERVES PROBABLES	PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN (kb)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL (kb)	GAZ NATUREL CLASSIQUE (Mpi³)	TOTAL ÉQUIVALENT PÉTROLE (Kbep)
31 décembre 2014	14 888	1 128	25 195	20 125
Acquisitions ¹⁾	9 360	274	2 901	10 118
Aliénations	(581)	(40)	(222)	(658)
Découvertes	–	–	–	–
Extensions et récupération améliorée	1 414	33	674	1 559
Forages intercalaires	201	58	1 357	485
Révisions techniques	(1 653)	92	2 328	(1 174)
Facteurs économiques	(132)	38	957	65
Production	–	–	–	–
31 décembre 2015	23 497	1 581	33 190	30 610

Nota :

- 1) Le montant des acquisitions correspond à l'estimation des réserves au 31 décembre 2015, majoré de toute production depuis les dates d'acquisition.

RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN (kb)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL (kb)	GAZ NATUREL CLASSIQUE (Mpi³)	TOTAL ÉQUIVALENT PÉTROLE (Kbep)
31 décembre 2014	44 761	3 227	68 013	59 323
Acquisitions ¹⁾	29 225	984	10 418	31 945
Aliénations	(1 973)	(126)	(697)	(2 216)
Découvertes	–	–	–	–
Extensions et récupération améliorée	2 825	113	2 461	3 348
Forages intercalaires	668	136	3 276	1 349
Révisions techniques	790	562	14 047	3 692
Facteurs économiques	(880)	(74)	(1 850)	(1 262)
Production	(4 820)	(172)	(4 183)	(5 690)
31 décembre 2015	70 594	4 648	91 486	90 490

Nota :

- 1) Le montant des acquisitions correspond à l'estimation des réserves au 31 décembre 2015, majoré de toute production depuis les dates d'acquisition.

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Réserves non développées

Sproule attribue des réserves non développées conformément aux normes et aux procédures contenues dans le manuel COGE. Les réserves prouvées non développées sont en général les réserves liées à des puits intercalaires qui n'ont pas encore été forés ou à des puits plus éloignés des réseaux collecteurs dont la mise en production exige des dépenses en immobilisation relativement élevées. Les réserves probables non développées sont en général des réserves vérifiées ou indiquées comme étant productives par analogie, des emplacements de forage intercalaire et des terrains contigus à la production. Elles comprennent aussi la partie des réserves probables non développées des terrains prouvés non développés.

La société compte actuellement poursuivre le développement de ses réserves prouvées et probables non développées au cours des deux prochains exercices, dans le cadre normal des dépenses en immobilisations. Dans certains cas, il faudra plus de deux ans pour développer ces réserves; la société s'attend néanmoins à ce que la grande majorité de ses projets non développés prévus soient réalisés dans un délai de deux ans. Le développement pourrait être retardé ou annulé en raison de nombreux facteurs, dont les suivants : i) des dépenses prioritaires plus élevées; ii) des variations de la conjoncture économique (en raison de la fluctuation des prix, des coûts opérationnels et des dépenses en immobilisations); iii) de nouvelles conditions techniques (notamment des anomalies de production, comme une infiltration d'eau ou un épuisement accéléré); iv) des développements multizones (par exemple, la complétion d'une formation prometteuse peut être retardée jusqu'à ce que la complétion initiale ne soit plus

rentable); v) un programme de développement plus large échelonné sur plusieurs années peut se révéler nécessaire pour optimiser l'affectation des capitaux et l'utilisation de l'installation; et vi) des questions d'exploitation à ciel ouvert (notamment celles concernant les propriétaires fonciers, les conditions météorologiques et les approbations réglementaires). Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique *Facteurs de risque*.

Réserves prouvées non développées

Le tableau suivant présente, pour chaque type de produit, les volumes des réserves prouvées non développées qui ont été attribués au départ dans chacun des trois derniers exercices.

Année	Pétrole brut léger et moyen (kb)		Gaz naturel classique (Mpi ³)		LGN (kb)	
	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
2013	3 352	6 303	4 612	12 337	161	443
2014	2 486	9 625	1 967	17 488	78	701
2015	940	14 749	2 018	24 983	87	1 101

Des réserves prouvées non développées ont été attribuées dans des zones où les réserves peuvent être estimées avec un degré élevé de certitude. Dans la plupart des cas, des réserves prouvées non développées seront attribuées à des terrains à la limite immédiate de puits producteurs existants dans le même gisement. Sproule a attribué 20,0 Mbep de réserves prouvées non développées dans le rapport Sproule et des immobilisations non actualisées connexes de 347,5 millions de dollars, dont 169,9 millions de dollars devraient être engagés dans les deux premières années.

Réserves probables non développées

Le tableau suivant présente, pour chaque type de produit, les volumes des réserves probables non développées qui ont été attribués au départ dans chacun des trois derniers exercices et, globalement, avant cette période.

Année	Pétrole brut léger et moyen (kb)		Gaz naturel classique (Mpi ³)		LGN (kb)	
	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
2013	4 027	6 297	5 404	13 655	196	513
2014	2 033	7 912	1 727	16 962	71	673
2015	1 401	13 520	1 508	23 948	68	1 014

Des réserves probables non développées ont été attribuées dans des zones où les réserves peuvent être estimées avec un degré de certitude inférieur à celui des réserves prouvées non développées. 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. Dans la plupart des cas, des réserves probables non développées ont été attribuées à des terrains dans la zone de puits producteurs existants, mais à l'égard desquels il existe une certaine incertitude quant à savoir s'ils peuvent être directement liés par analogie au gisement producteur. Sproule a attribué 18,5 Mbep de réserves probables non développées dans le rapport Sproule et des immobilisations non actualisées connexes de 178,0 millions de dollars, dont 80,9 millions de dollars devraient être engagés dans les deux premières années.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

La variation des prix des marchandises futurs par rapport aux prévisions décrites ci-dessus à la rubrique « *Hypothèses de prix* » pourrait avoir une incidence défavorable sur les réserves de la société et, plus particulièrement, sur le développement de ses réserves non développées, à moins que les frais de développement futurs ne soient rajustés simultanément. Les fluctuations des dépenses en immobilisations, des coûts opérationnels, des régimes de redevances, des coûts d'abandon et de remise en état ainsi que du rendement des puits, qui sont

indépendantes de la volonté de la société, pourraient également avoir une incidence défavorable importante sur les réserves de la société. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Coûts d'abandon et de remise en état

Les coûts globaux d'abandon et de remise en état de la société sont fondés sur les coûts d'abandon et de remise en état des trous de forage et les coûts associés à des responsabilités comme la remise en état des fosses de brûlage et le déclassement et la remise en état d'installations. La société a estimé ces coûts en utilisant son expérience des programmes d'abandon et de remise en état. La société examine les trous de forage non exploités ou inactifs afin d'évaluer la possibilité de les réactiver, de les reconditionner ou de les vendre, et elle procède à des programmes d'abandon systématique pour les trous de forage qui ne respectent pas ses critères. Une partie de ses responsabilités est atteinte à chaque année et les installations sont déclassées lorsque tous les puits s'y rattachant ont été abandonnés. Tous les programmes de réduction des responsabilités de la société tiennent compte de l'accès saisonnier, des questions prioritaires, des questions soulevées par les parties intéressées et des occasions de réaliser des économies en menant des programmes couvrant de multiples emplacements.

Dans le rapport Sproule, Sproule a inclus des coûts d'abandon et de remise en état de puits pour 1 286,4 puits nets (2 354 puits bruts) et emplacements de forage dans la catégorie des réserves prouvées de 97,8 millions de dollars sans actualisation (14,4 millions de dollars au taux d'actualisation de 10 %), dont on estime qu'aucun ne sera engagé de 2016 à 2020. Sproule a inclus dans le rapport Sproule des coûts d'abandon et de remise en état de puits pour 1 371 puits nets (2 473 puits bruts) et emplacements de forage dans la catégorie du total des réserves prouvées et des réserves probables de 117,3 millions de dollars sans actualisation (11,6 millions de dollars au taux d'actualisation de 10 %), dont on estime qu'aucun ne sera engagé de 2016 à 2020.

Les coûts d'abandon et de remise en état de puits ci-dessus tirés du rapport Sproule comprennent 20,0 millions de dollars sans actualisation (1,8 million de dollars au taux d'actualisation de 10 %), pour les 206,8 emplacements nets (283 emplacements bruts) de forages de développement de réserves prouvées futurs, et 32,2 millions de dollars sans actualisation (1,7 million de dollars au taux d'actualisation de 10 %), pour les 287,1 emplacements nets (394 emplacements bruts) de forages de développement de réserves prouvées et probables futurs.

Les produits des activités ordinaires nets futurs déclarés dans la présente notice annuelle, qui sont fondés sur le rapport Sproule, n'incluent pas de provision au titre des coûts de récupération, d'abandon et de remise en état associés aux concessions de surface, aux installations et aux pipelines, ni n'incluent des coûts d'abandon et de débranchement pour des puits sans réserves attribuées (c.-à-d. des puits fermés, des puits dont l'exploitation est suspendue, des puits d'injection et/ou des puits de service).

La société estime des coûts additionnels d'abandon et de remise en état sans actualisation de 162,8 millions de dollars pour des puits et des installations non inclus dans le rapport Sproule. La société sera responsable de sa part des obligations environnementales courantes et à terme de la remise en état des terrains qu'elle détient au moment de leur abandon. Les obligations environnementales courantes devraient être financées au moyen des flux de trésorerie.

Frais de développement futurs

Le tableau suivant présente le total des frais de développement déduits dans l'estimation dans le rapport Sproule des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables de la société (prix et coûts prévisionnels).

Année	PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS	
	Réserves prouvées (k \$)	Réserves prouvées et probables (k \$)
2016	70 960	94 170
2017	100 214	158 680
2018	126 486	165 568
2019	42 470	110 678
2020 et par la suite	855	883
TOTAL SANS ACTUALISATION	350 985	529 979

La société dispose de trois sources de financement pour financer les frais de développement futurs : les flux de trésorerie provenant de l'exploitation interne, le financement par emprunt et le financement par actions. La société prévoit actuellement financer les frais de développement futurs essentiellement au moyen des flux de trésorerie, mais peut compter, dans une certaine mesure, sur le financement par emprunt au moyen de prélèvements sur sa facilité de crédit et sur le financement par actions au moyen de l'émission d'actions ordinaires supplémentaires, selon les prix des marchandises en vigueur, les conditions de marché, l'opportunité d'accélérer son programme de dépenses en immobilisations et l'offre de financement à des conditions favorables.

L'intérêt et les autres frais de financement externes ne sont pas inclus dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs de la société et réduiraient les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs jusqu'à un certain point selon les sources de financement utilisées. Le coût de la dette pour le financement des frais de développement futurs devrait être minime et ne devrait pas avoir une incidence importante sur les réserves ou les produits des activités ordinaires nets futurs déclarés.

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant présente le nombre et l'état des puits de la société au 31 décembre 2015.

	PUITS PRODUCTEURS				PUITS NON PRODUCTEURS			
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	161	118,4	29	11,4	135	100,2	15	6,8
Saskatchewan	1 761	865,7	–	–	285	189,6	–	–
Manitoba	51	43,3	–	–	36	35,5	–	–
TOTAL	1 973	1 027,4	29	11,4	456	325,3	15	6,8

Du nombre de puits non producteurs, 1 puits brut (0,75 puits net) foré en 2015 pouvait être mis en production et avait des réserves attribuées. En date de la présente notice annuelle, ce puits n'a pas été mis en production.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente sommairement, au 31 décembre 2015, le nombre d'acres bruts et d'acres nets des terrains non développés dans lesquels la société détient une participation ainsi que le nombre d'acres nets à l'égard desquels les droits d'exploration, de développement ou d'exploitation pourraient expirer dans un délai d'un an.

	ACRES BRUTS	ACRES NETS	ACRES NETS DONT LES DROITS EXPIRENT DANS UN DÉLAI D'UN AN
Alberta	297 767	246 314	99 495
Saskatchewan	293 106	199 601	46 165
Manitoba	10 541	10 501	6 493
TOTAL	601 414	456 416	152 153

Facteurs ou incertitudes significatifs inhérents aux terrains sans réserves attribuées

La société ne s'attend pas à ce que des facteurs économiques significatifs ou des incertitudes significatives influent sur des éléments particuliers de ses terrains sans réserves attribuées. Les variations des prix des produits, les dépenses en immobilisations, les frais d'exploitation et les régimes de redevances, qui sont indépendantes de la volonté de la société, pourraient toutefois avoir une incidence importante sur la décision de la société de développer ses terrains sans réserves attribuées. Aucun coût d'abandon et de remise en état important inhabituel n'est associé aux terrains sans réserves attribuées de la société. Voir les rubriques « *Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves – Coûts d'abandon et de remise en état* » et « *Facteurs de risque* ».

Contrats à livrer

La société est exposée aux risques associés aux fluctuations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt dans le cours normal de ses activités. La société a recours à l'occasion à divers instruments dérivés pour atténuer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et des cours du change. La société pourrait par ailleurs subir des pertes en cas de défaut des contreparties à ces instruments dérivés. La société gère ce risque en diversifiant son portefeuille d'instruments dérivés parmi un certain nombre de contreparties solvables.

Au 31 décembre 2015, aucun contrat à terme de marchandises n'était en vigueur.

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

Horizon fiscal

D'après les prévisions de production de Sproule, les dépenses en immobilisations prévues et les prix des marchandises prévisionnels utilisés dans le rapport Sproule, la société estime qu'elle n'aura pas à payer de charges d'impôts exigibles avant au moins 2019.

Frais engagés

Le tableau suivant présente sommairement les dépenses en immobilisations que la société a engagées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2015.

	COÛTS D'ACQUISITION DE TERRAINS		Frais d'exploration	Frais de développement
	Terrains prouvés	Terrains non prouvés		
TOTAL (M)	590,6 \$	Néant	16,7 \$	82,6 \$

Activités de forage

Le tableau suivant présente les puits d'exploration et de développement bruts et nets que la société a forés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2015. Tous les puits ont été forés au Canada.

	PUITS D'EXPLORATION		PUITS DE DÉVELOPPEMENT	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole brut léger et moyen	3	2,0	33	27,8
Gaz naturel	-	-	-	-
Puits de service	-	-	-	-
Puits d'essai stratigraphique	-	-	-	-
Puits secs	-	-	-	-
TOTAL	3	2,0	33	27,8

Dépenses en immobilisation prévues

En décembre 2015, la société a annoncé pour 2016 un budget de dépenses en immobilisations prévues de 90 millions de dollars qui cible principalement le développement de projets de pétrole léger et sera consacré en majeure partie aux activités de forage, de complétion et de raccordement (plus de 75 %) et le reste à l'optimisation des installations et de l'exploitation afin de maximiser l'efficacité de la production. Ce budget inclut le forage de 31 puits de pétrole classique bruts (23,2 puits nets) dans le sud-est de la Saskatchewan, 6 puits bruts (5,0 puits nets) dans la formation Torquay/Three Forks et 10 puits bruts (9,1 puits nets) dans l'ensemble de ses terrains dans la formation Cardium.

Production estimative

Le tableau suivant présente pour chaque type de produit le volume total de production que Sproule a estimé dans le rapport Sproule pour 2016 dans les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées brutes et des réserves prouvées et probables brutes indiquées ci-dessus.

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	LGN (b/j)	Gaz naturel classique (kpi ³ /j)	Total équivalent pétrole (bep/j)	%
RÉSERVES PROUVÉES					
Alberta					
Cardium	3 206	451	11 269	5 535	30
Monarch	562	—	—	562	3
Saskatchewan	10 399	359	4 140	11 448	62
Manitoba	911	—	—	911	5
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	15 078	810	15 409	18 456	100
RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES					
Alberta					
Cardium	3 505	493	12 339	6 055	30
Monarch	611	—	—	611	3
Saskatchewan	11 273	396	4 497	12 419	62
Manitoba	1 041	—	—	1 041	5
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	16 430	889	16 836	20 126	100

Production antérieure

Le tableau suivant présente, pour chaque trimestre de l'exercice terminé le 31 décembre 2015, certaines données sur la production, les prix des produits reçus, les redevances payées, les frais d'exploitation et les rentrées nettes.

	Trimestres terminés en 2015				Exercice terminé le 31 décembre 2015
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Production quotidienne moyenne ¹⁾					
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	10 264	11 655	15 181	15 641	13 206
Liquides de gaz naturel (b/j)	519	456	466	447	472
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	10 533	10 796	12 371	12 118	11 461
Combinés (bep/j)	12 539	13 910	17 709	18 108	15 588
Prix nets moyens reçus sur la production					
Pétrole brut léger et moyen (\$/b)	46,94	62,03	50,88	47,84	51,67
Liquides de gaz naturel (\$/b)	25,17	15,14	12,31	15,36	17,21
Gaz naturel classique (\$/Mpi ³)	2,89	2,59	2,47	2,21	2,52
Combinés (\$/bep)	41,89	54,48	45,67	43,18	46,15
Redevances payées					
Pétrole brut léger et moyen (\$/b)	8,19	11,43	9,32	8,81	9,41
Liquides de gaz naturel (\$/b)	4,39	2,79	2,25	2,83	3,13
Gaz naturel classique (\$/Mpi ³)	0,50	0,48	0,45	0,41	0,46
Combinés (\$/bep)	7,31	10,04	8,36	7,95	8,40
Frais de production ²⁾³⁾					
Pétrole brut léger et moyen (\$/b)	17,36	17,86	17,37	16,89	17,34
Liquides de gaz naturel (\$/b)	9,31	4,36	4,20	5,42	5,78
Gaz naturel classique (\$/Mpi ³)	1,07	0,75	0,84	0,78	0,85
Combinés (\$/bep)	15,49	15,68	15,60	15,24	15,49
Rentrées nettes reçues ⁴⁾					
Pétrole brut léger et moyen (\$/b)	21,40	32,75	24,20	22,15	24,92
Liquides de gaz naturel (\$/b)	11,47	7,99	5,85	7,11	8,30
Gaz naturel classique (\$/Mpi ³)	1,31	1,37	1,18	1,02	1,22
Combinés (\$/bep)	10,09	28,76	21,71	19,99	22,26

Nota :

- 1) Avant déduction des redevances.
- 2) Les frais de production se composent des frais directs engagés pour l'exploitation des puits de pétrole et des puits de gaz. Il est nécessaire de poser un certain nombre d'hypothèses pour répartir ces frais entre les types de produits.
- 3) Les frais d'exploitation recouvrés associés aux terrains exploités sont imputés aux frais de production et comptabilisés comme une réduction des frais généraux et administratifs.
- 4) On obtient les rentrées nettes déduisant les redevances payées et les frais de production, y compris les frais de transport, des prix reçus, exclusion faite de l'effet des opérations de couverture. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

Volume de production par champ

Le tableau suivant présente la production nette quotidienne moyenne des champs de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 :

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	LGN (b/j)	Gaz naturel classique (kpi ³ /j)	Total équivalent pétrole (bep/j)	Pourcentage (%)
Alberta					
Cadium	2 947	318	9 031	4 770	31
Monarch	999	—	—	999	6
Saskatchewan	8 808	154	2 430	9 367	60
Manitoba	452	—	—	452	3
TOTAL	13 206	472	11 461	15 588	100

STRUCTURE DU CAPITAL

Facilité de crédit

La facilité de crédit de la société est une facilité de crédit d'une limite d'emprunt de 450 millions de dollars, composée d'une facilité d'exploitation de 55 millions de dollars auprès du prêteur à l'exploitation de la société (la « **facilité d'exploitation** ») et d'une facilité consortiale de 395 millions de dollars auprès d'un consortium de banques (la « **facilité consortiale** »). Les avances aux termes de la facilité de crédit peuvent être versées au moyen d'avances directes, d'acceptations bancaires et de lettres de crédit/de garanties de soutien. Les avances directes portent intérêt au taux préférentiel, au taux de base américain ou au taux Libor, selon le cas, majoré d'une marge qui est fonction du ratio de la dette par rapport aux flux de trésorerie mobiles de la société. Les acceptations bancaires portent intérêt au taux des acceptations bancaires applicable majoré d'une commission d'acceptation, en fonction du ratio de la dette par rapport aux flux de trésorerie mobiles de la société.

La facilité consortiale et la facilité d'exploitation sont renouvelables jusqu'au 28 avril 2016. Au plus tard le 28 avril 2016, à la demande de la société et sous réserve de l'approbation du consortium de prêteurs, la facilité de crédit peut être prolongée d'une autre période de 364 jours. En cas de non-prolongation, la tranche non prélevée de la facilité de crédit sera annulée et l'encours sera converti en une facilité à terme non renouvelable de 364 jours, le remboursement de la facilité de crédit étant exigible le 28 avril 2017. La facilité de crédit est garantie par une débenture à charge fixe et variable grevant la totalité de l'actif de la société.

La limite d'emprunt aux termes de la facilité de crédit de la société est essentiellement fondée sur les réserves et les prix des marchandises estimés par les prêteurs. Les prêteurs révisent et recalculent la limite d'emprunt de la facilité de crédit de la société semestriellement et en cas de changement concernant les terrains de la société servant à l'établissement de la limite d'emprunt (y compris, notamment par suite d'une aliénation d'actifs au-delà de certaines limites déterminées ou un changement qui donne lieu à un effet défavorable important, à l'appréciation des prêteurs). Dans le cours normal, la prochaine révision de la limite d'emprunt est prévue au plus tard le 28 avril 2016, et rien ne garantit que la limite d'emprunt actuelle sera maintenue. Voir la rubrique *Facteurs de risque – Arrangements relatifs à la facilité de crédit*.

Conformément aux dispositions de la facilité de crédit, la société est autorisée à verser des dividendes dans la mesure où il n'en résulte pas un dépassement de la limite d'emprunt, un défaut ou un cas de défaut aux termes de la facilité de crédit, et un défaut ou un cas de défaut raisonnablement prévisible.

Capital-actions

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées. Le capital-actions de la société est plus amplement décrit ci-après. Pour une description complète du capital-actions de la société, il y a lieu de se reporter aux statuts de la société, dont une copie a été déposée sous le profil SEDAR de la société à l'adresse www.sedar.com.

Actions ordinaires

Les actions ordinaires sont assorties des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions suivants :

Droits de vote : Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir un avis de convocation à quelque assemblée des actionnaires de la société (sauf les assemblées d'une autre catégorie ou série d'actions que les actions ordinaires) et d'y exprimer une voix par action qu'ils détiennent.

Dividendes : Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes que le conseil d'administration peut déclarer sur les actions ordinaires en tant que catégorie, sous réserve du règlement prioritaire de tous les droits privilégiés à recevoir des dividendes rattachés aux autres catégories d'actions prenant rang avant les actions ordinaires quant au versement de dividendes.

Rang : En cas de liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de la société, ou de quelque autre partage de l'actif de la société entre ses actionnaires aux fins de liquider ses affaires, et sous réserve du règlement prioritaire de tous les droits privilégiés de remboursement de capital en cas de dissolution rattachés à toutes les autres catégories d'actions prenant rang avant les actions ordinaires quant au remboursement de capital en cas de dissolution, les porteurs d'actions ordinaires ont droit au partage proportionnel, avec les porteurs d'actions de quelque autre catégorie d'actions prenant rang égal avec les actions ordinaires, quant au remboursement de capital en cas de dissolution, du reliquat de l'actif de la société.

Si le conseil d'administration de la société déclare un dividende sur les actions ordinaires payable en totalité ou en partie en actions ordinaires entièrement libérées (la tranche du dividende payable en actions ordinaires étant appelée un « dividende-actions »), les dispositions qui suivent s'appliquent :

- a) à moins que le conseil d'administration n'en décide autrement à l'égard d'un dividende-actions en particulier : i) le nombre d'actions ordinaires (y compris quelque fraction d'action ordinaire) à émettre en règlement du dividende-actions correspond au quotient obtenu de la division A) du montant en dollars du dividende-actions visé, par B) 95 % du « cours moyen » d'une action ordinaire à la Bourse de Toronto, le « cours moyen » correspondant au quotient obtenu de la division de la valeur totale des actions ordinaires inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (ou si les actions ordinaires ne sont pas inscrites à la cote de la Bourse de Toronto, quelque autre Bourse de valeurs ou marché reconnu à la cote duquel les actions ordinaires sont inscrites) par le volume total des opérations sur les actions ordinaires à la Bourse de Toronto (ou si les actions ordinaires ne sont pas inscrites à la cote de la Bourse de Toronto, quelque autre Bourse de valeurs ou marché reconnu à la cote duquel les actions ordinaires sont inscrites) sur la période de cinq jours de séance qui précède la date de paiement du dividende-actions applicable sur les actions ordinaires; et ii) la valeur d'une action ordinaire à émettre aux fins de chaque dividende-actions que le conseil d'administration a déclaré est réputée correspondre au cours moyen d'une action ordinaire;
- b) si un dividende-actions versé sur les actions ordinaires correspond à une ou plusieurs actions ordinaires entières payables à un porteur inscrit d'actions ordinaires, ces actions ordinaires entières sont immatriculées au nom de ce porteur. Les actions ordinaires correspondant à la somme de toutes les fractions d'actions totalisant moins d'une action ordinaire entière qui aurait par ailleurs été payable aux porteurs inscrits d'actions ordinaires dans le cadre de ce dividende-actions sont émises à l'agent des transferts de la société en sa qualité de mandataire de ces porteurs inscrits d'actions ordinaires. L'agent des transferts de la société porte au crédit d'un compte pour chacun de ces porteurs inscrits la totalité des fractions d'une action ordinaire totalisant moins d'une action entière émise par la société dans le cadre du dividende-actions à l'égard des actions ordinaires immatriculées au nom de ce porteur. De temps à autre, lorsque les participations fractionnaires dans une action ordinaire détenues par l'agent des transferts de la société pour le compte d'un porteur inscrit d'actions ordinaires sont égales ou supérieures globalement à une action ordinaire entière supplémentaire, l'agent des transferts veille à ce que cette action ordinaire supplémentaire soit immatriculée au nom de ce porteur inscrit, et l'agent des transferts ne détient dès lors que la participation fractionnaire excédentaire, s'il en est, pour le compte de ce porteur inscrit. Les droits de vote rattachés aux actions ordinaires que détient l'agent des transferts et représentant des participations fractionnaires ne sont pas exercés;
- c) si à quelque moment la société a des motifs de croire qu'un impôt doit être retenu et remis à une administration fiscale à l'égard de quelque dividende-actions payé ou payable en actions ordinaires à un actionnaire, la société a le droit de vendre, ou d'enjoindre à son agent des transferts, dans chaque cas en sa qualité de mandataire de cet actionnaire, de vendre la totalité ou une partie des actions ordinaires ou quelque fraction d'action ordinaire émises à ce porteur en paiement de ce dividende-actions ou d'un ou de plusieurs dividendes-actions ultérieurs, par l'intermédiaire des services de la Bourse de Toronto ou de quelque autre Bourse de valeurs à la cote de laquelle les actions ordinaires sont inscrites, et d'enjoindre à son agent des transferts de remettre le produit en espèces de cette vente à l'administration fiscale compétente (plutôt qu'à ce porteur) en règlement de cet impôt devant être retenu. Ce droit de vendre peut être exercé moyennant un avis de la société à ce porteur et à la société ou à son agent des transferts, indiquant

le nom du porteur, le nombre d'actions ordinaires à vendre et le montant de l'impôt qui de l'avis de la société doit être retenu. Dès réception de cet avis, l'agent des transferts, à moins qu'un certificat ou une autre preuve de la propriété inscrite des actions ordinaires n'ait au moment applicable été émis au nom du porteur, vend les actions ordinaires de la manière susmentionnée et TORC ou son agent des transferts, selon le cas, est réputé à toutes fins être le mandataire dûment autorisé du porteur avec pleins pouvoirs au nom de ce porteur pour effectuer la vente de ces actions ordinaires et en remettre le produit à l'administration fiscale compétente pour le compte de la société. Le solde du produit en espèces de la vente, s'il en est, qui n'est pas remis par la société en règlement de l'impôt devant être retenu est payable au porteur dont les actions ordinaires ont été ainsi vendues par l'agent des transferts;

- d) si à quelque moment la société a des motifs de croire que le paiement d'un dividende-actions à un porteur qui est un résident ou qui est par ailleurs assujéti à la législation d'un territoire à l'extérieur du Canada pourrait contrevenir à la législation ou à la réglementation de ce territoire, ou pourrait exposer la société à une pénalité en vertu de cette législation ou réglementation ou à quelque obligation législative ou réglementaire à laquelle elle n'est par ailleurs pas assujéti, la société a le droit de vendre, ou d'enjoindre à son agent des transferts, dans chaque cas en sa qualité de mandataire de cet actionnaire, de vendre par l'intermédiaire des services de la Bourse de Toronto ou de quelque autre Bourse de valeurs à la cote de laquelle les actions ordinaires sont inscrites, les actions ordinaires ou quelque fraction d'action ordinaire ainsi émises, et de veiller à ce que l'agent des transferts paie le produit en espèces de cette vente à ce porteur. Le droit de vendre est exercé de la manière prévue à l'alinéa c) ci-dessus, si ce n'est que l'avis doit indiquer, au lieu du montant de l'impôt devant être retenu, la nature de la législation ou de la réglementation à laquelle la société pourrait contrevenir ou qui pourrait l'exposer à une pénalité ou une obligation législative ou réglementaire. Dès réception de l'avis, la société ou son agent des transferts, à moins qu'un certificat ou quelque autre preuve de la propriété inscrite des actions ordinaires n'ait au moment applicable été émis au nom du porteur, vend les actions ordinaires de la manière susmentionnée et la société ou son agent des transferts, selon le cas, est réputé à toutes fins être le mandataire dûment autorisé du porteur avec pleins pouvoirs au nom de ce porteur pour effectuer la vente de ces actions ordinaires et en remettre le produit à ce porteur;
- e) dès qu'un porteur inscrit d'actions ordinaires cesse d'être un porteur inscrit d'une ou de plusieurs actions ordinaires, ce porteur a le droit de recevoir de l'agent des transferts de la société, et l'agent des transferts paie dans les meilleurs délais à ce porteur, un montant en espèces correspondant au pourcentage de la valeur d'une action ordinaire que représente la fraction d'une action ordinaire entière à ce moment détenue par l'agent des transferts de la société pour le compte de ce porteur et, aux fins du calcul de cette valeur, chaque action ordinaire est réputée avoir une valeur correspondant au cours moyen à l'égard du dernier dividende-actions payé par la société qui précède la date de ce paiement; et
- f) pour l'application de ce qui précède : i) le calcul d'une fraction d'une action ordinaire payable à un actionnaire par voie d'un dividende-actions et le calcul du cours moyen sont effectués à six décimales, et arrondis à la sixième décimale la plus près; et ii) ni la société ni son agent des transferts n'a quelque obligation d'immatriculer une action ordinaire au nom d'une personne, de livrer un certificat ou quelque autre document représentant des actions ordinaires immatriculées au nom d'un actionnaire ou de verser un paiement en espèces pour des fractions d'une action ordinaire, à moins que la législation et la réglementation applicables auxquelles la société et/ou son agent des transferts sont, ou peuvent être par suite de cette mesure, assujéti, aient, à leur appréciation raisonnable, été respectées.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en séries et le conseil d'administration de la société fixe la désignation et les droits ou privilèges, restrictions et conditions se rattachant à quelque série d'actions privilégiées avant leur émission. Les actions privilégiées prennent rang avant les actions ordinaires et quelque autre catégorie d'actions de la société prenant rang après les actions privilégiées quant au versement de dividendes et au partage de l'actif de la

société en cas de liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de la société ou de quelque autre partage de l'actif de la société entre ses actionnaires aux fins de liquider ses affaires. Aucune série d'actions privilégiées n'a été désignée à ce jour et aucune action privilégiée n'est en circulation.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Dividendes et politique en matière de dividendes

Les dividendes en espèces déclarés sont versés le 15 (ou s'il ne s'agit pas d'un jour ouvrable, le jour ouvrable suivant) qui suit la fin de chaque mois civil aux actionnaires inscrits le dernier jour de ce mois civil ou à quelque autre date que la société peut, le cas échéant, fixer.

Le tableau suivant fait état des dividendes en espèces mensuels sur les actions ordinaires que la société a déclarés pour les périodes indiquées :

Mois	Dividendes par action ordinaires (\$)		
	2016	2015	2014
Janvier	0,045	0,045	0,045
Février	0,020	0,045	0,045
Mars	0,020	0,045	0,045
Avril		0,045	0,045
Mai		0,045	0,045
Juin		0,045	0,045
Juillet		0,045	0,045
Août		0,045	0,045
Septembre		0,045	0,045
Octobre		0,045	0,045
Novembre		0,045	0,045
Décembre		0,045	0,045
Total	<u>0,085</u>	<u>0,540</u>	<u>0,540</u>

La société surveille de près l'incidence de toutes les questions touchant son entreprise et la nécessité de rajuster son dividende mensuel et ses programmes d'immobilisations en fonction de la conjoncture. Les dividendes sont normalement approuvés au préalable chaque trimestre compte tenu des prix des marchandises en vigueur et prévus et reconfirmés au moment de leur déclaration. En période de volatilité des prix des marchandises, la société peut modifier son taux de dividende mensuel. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité de la société – Faits nouveaux* ».

La société a pour objectif à long terme d'établir une politique en matière de dividendes conservatrice tout en veillant à assurer une croissance par action ordinaire rentable des réserves, de la production et des flux de trésorerie dans l'Ouest canadien ce qui devrait procurer des flux de trésorerie plus solides permettant le versement de dividendes constants et homogènes dans l'avenir. La politique en matière de dividendes de la société est revue mensuellement et est fondée sur un certain nombre de facteurs, notamment les prix des marchandises et cours du change actuels et futurs, et le programme de couverture du risque de fluctuation des prix des marchandises, les activités courantes et les occasions d'investissement de la société.

Les facilités de crédit de la société contiennent des clauses restrictives quant à la capacité de la société de verser des dividendes dans certaines circonstances. De plus, le versement de dividendes par une société est régi par des critères de liquidité et de solvabilité décrits dans l'ABCA. Aux termes de l'ABCA, après le versement d'un dividende, la société doit être en mesure de payer son passif à échéance et la valeur de réalisation de son actif doit être supérieure à la somme de son passif et du capital déclaré légal de ses titres en circulation.

Les dividendes en espèces ne sont pas garantis. Les dividendes en espèces versés de la société ne sont pas un gage de dividendes en espèces futurs, lesquels seront à l'appréciation du conseil d'administration de la société compte tenu de la situation financière de la société au moment applicable. Bien que la société ait l'intention de verser son encaisse disponible en dividendes à ses actionnaires, elle peut réduire le montant de ces dividendes en espèces ou en interrompre le versement. Le montant effectivement distribué dépendra d'un certain nombre de facteurs et de conditions au moment pertinent, notamment les variations des prix des marchandises, les niveaux de production, les besoins en immobilisations, les exigences du service de la dette, les coûts opérationnels, les redevances à payer, les cours du change et les critères de solvabilité prescrits par l'ABCA pour la déclaration et le versement de dividendes et d'autres facteurs indépendants de la volonté de la société. Voir *Facteurs de risque — Dividendes*.

Sauf indication contraire, tous les dividendes que la société a versés ou doit verser sont désignés comme des « dividendes déterminés » pour l'application de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada).

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole boursier « TOG ». Le tableau suivant fait état de la variation du cours des actions ordinaires de la société et du volume des opérations sur celles-ci à la cote de la Bourse de Toronto pour les périodes indiquées.

Période	Variation du cours (\$)		Volume des opérations
	Bas	Haut	
2015			
Janvier	6,48	8,30	14 270 512
Février	8,19	9,95	17 815 181
Mars	8,61	10,67	19 278 062
Avril	9,83	11,57	22 261 197
Mai	9,38	10,66	18 746 993
Juin	8,67	10,00	14 935 887
Juillet	6,45	9,00	14 463 000
Août	4,41	7,41	20 895 785
Septembre	5,46	6,67	26 804 290
Octobre	5,56	7,89	23 989 307
Novembre	6,03	7,66	18 073 481
Décembre	4,37	6,69	32 424 114
2016			
Janvier	3,71	5,63	40 450 129
Février	4,58	6,40	37 013 389
Mars (jusqu'au 24 mars)	6,10	7,82	24 860 923

Pendant la période de douze mois allant du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015, aux termes de son régime incitatif d'attributions d'actions, la société a accordé à ses dirigeants, administrateurs et employés et à certains consultants 1 812 158 attributions d'actions incitatives qui peuvent être réglées en actions ordinaires.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le tableau qui suit donne le nom et la municipalité de résidence de chacun des administrateurs et des membres de la haute direction de la société, les fonctions principales qu'ils ont respectivement exercées au cours des cinq dernières années et le poste qu'ils occupent respectivement auprès de la société :

Nom et municipalité de résidence	Poste	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
David Johnson ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Président du conseil et administrateur	M. Johnson est un homme d'affaires indépendant qui compte plus de 35 années d'expérience diversifiée dans l'industrie pétrolière et gazière. M. Johnson a été président du conseil de Progress Energy Resources Corp. de juillet 2004 jusqu'à sa vente à PETRONAS en 2012.

Nom et municipalité de résidence	Poste	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
John Brussa ³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Brussa est vice-président, et un associé depuis 1987, du cabinet d'avocats Burnet, Duckworth & Palmer LLP.
Raymond Chan ¹⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Chan a été nommé président du conseil de Baytex Energy Corp. en juin 2014 et est administrateur de Baytex depuis octobre 1998. Depuis qu'il s'est joint à Baytex, M. Chan a occupé les postes suivants : premier vice-président et chef des finances (d'octobre 1998 à août 2003); président et chef de la direction (de septembre 2003 à novembre 2007); chef de la direction (de décembre 2007 à décembre 2008); chef de la direction par intérim (de mai 2012 à septembre 2012) et président-directeur du conseil (de janvier 2009 à mai 2014).
M. Bruce Chernoff ¹⁾⁵⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Chernoff est président et administrateur de Caribou Capital Corp. (une société de gestion de placements fermée) depuis juin 1999 et président-directeur du conseil et chef de la direction et administrateur de PetroShale Inc. M. Chernoff a été président du conseil d'Harvest Energy Trust de 2002 jusqu'à sa vente à Korean National Oil Corporation en décembre 2009. M. Chernoff est administrateur de Maxim Power Corp. depuis janvier 2005 et en est le président du conseil.
Brett Herman ⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur, président et chef de la direction	M. Herman est président et chef de la direction et administrateur de la société. M. Herman a été président et chef de la direction et administrateur de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et président et chef de la direction et administrateur de TriStar Oil & Gas Ltd. d'août 2006 à octobre 2009.
R. Scott Lawrence ¹⁾ Toronto, Ontario	Administrateur	M. Lawrence est directeur général, Chef des placements relationnels de l'OIRPC depuis mars 2009. Auparavant, M. Lawrence a été directeur principal, Placements privés, et Infrastructure de l'OIRPC de septembre 2005 à février 2009. Auparavant, M. Lawrence a été associé principal d'Onex Corporation et spécialiste en finances auprès de GE Plastics et de GE Capital Real Estate.
Dale Shwed ²⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Shwed est président et chef de la direction et administrateur de Crew Energy Inc. depuis juin 2003.
Hank Swartout ²⁾⁵⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Swartout est un homme d'affaires indépendant qui compte plus de 30 années d'expérience dans le secteur des services pétroliers.
Jason Zabinsky ⁴⁾ Calgary (Alberta)	Vice-président, Finances et chef des finances	M. Zabinsky est vice-président et chef des finances de la société. M. Zabinsky a été vice-président et chef des finances de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et vice-président et chef des finances de TriStar Oil & Gas Ltd. de janvier 2006 à octobre 2009.
Sandy Brown Calgary (Alberta)	Vice-président, Géosciences	M. Brown est vice-président, Géosciences de la société. M. Brown a été gestionnaire des nouvelles entreprises/conseiller géologique principal au sein d'Apache Canada de novembre 2007 à novembre 2014 et vice-président, Exploration de Rock Energy Inc. de janvier 2003 à octobre 2007.
Shane Manchester Calgary (Alberta)	Vice-président, Activités	M. Manchester est vice-président, Activités de la société. M. Manchester a été vice-président, Activités de Vero Energy Inc. de mars 2006 à novembre 2013.

Nom et municipalité de résidence	Poste	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Eric Strachan Okotoks (Alberta)	Vice-président, Exploration	M. Strachan est vice-président, Exploration de la société. M. Strachan a été vice-président, Exploration de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et vice-président, Exploration de TriStar Oil & Gas Ltd. de janvier 2006 à octobre 2009.
Jeremy Wallis Calgary (Alberta)	Vice-président, Terrains	M. Wallis est vice-président, Terrains de la société. M. Wallis a été vice-président, Terrains de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et vice-président, Terrains de TriStar Oil & Gas Ltd. de janvier 2006 à octobre 2009.
Mike Wihak Calgary (Alberta)	Vice-président, Production	M. Wihak est vice-président, Production de la société. M. Wihak a été vice-président, Activités de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et vice-président, Activités de TriStar Oil & Gas Ltd. de janvier 2008 à octobre 2009.
Marvin Tang Calgary (Alberta)	Contrôleur adjoint	M. Tang est contrôleur adjoint de la société. Il sera promu au poste de contrôleur de la société le 31 mars 2016. M. Tang est contrôleur adjoint de la société depuis avril 2013. Il a été directeur de l'information financière de Result Energy Inc. de novembre 2009 à avril 2010 et directeur de l'information financière de TriStar Oil & Gas Ltd. de mai 2008 à octobre 2009.

Nota :

- 1) Membre du comité d'audit de la société.
- 2) Membre du comité des réserves de la société.
- 3) Membre du comité de gouvernance et de rémunération de la société.
- 4) Membre du comité d'information de la société.
- 5) J. Swartout ne sera pas candidat à la réélection lors de l'assemblée des actionnaires 2016 de la société. M. Chernoff sera nommé au comité des réserves après l'assemblée.

Chacun des administrateurs de la société a été nommé le 16 décembre 2010, sauf M. Lawrence qui a été nommé le 10 septembre 2013, et exerce son mandat jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires de la société ou jusqu'à ce qu'un successeur soit dûment élu ou nommé, à moins que son siège ne devienne vacant avant conformément aux statuts ou règlements administratifs de la société.

En tant que groupe, les administrateurs et membres de la haute direction de la société exercent un droit de propriété véritable, un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, sur 7,3 millions d'actions ordinaires, soit environ 4,5 % des actions ordinaires en circulation de la société. De plus, M. Lawrence est directeur général, Chef des placements relationnels de l'OIRPC, qui détient 41 622 061 actions ordinaires.

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

À notre connaissance, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction (ni aucune société de portefeuille personnelle de l'une ou l'autre de ces personnes) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société (y compris la société) qui a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations (y compris une ordonnance d'interdiction d'opérations limitée aux dirigeants), d'une ordonnance assimilable à une ordonnance d'interdiction d'opérations ou d'une ordonnance lui interdisant de se prévaloir de dispenses prévues par la législation en valeurs mobilières, qui, dans chacun des cas, a été en vigueur plus de 30 jours consécutifs (collectivement, une « **ordonnance** ») et a été prononcée pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, ou qui a fait l'objet d'une ordonnance prononcée après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions.

À l'exception de ce qui est indiqués ci-après, à notre connaissance, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction (ni aucune société de portefeuille personnelle de l'une ou l'autre de ces personnes), ni aucun actionnaire détenant suffisamment de nos titres pour influencer de façon importante sur le contrôle de notre société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, 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, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, ou intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

M. Swartout siégeait auparavant au conseil de Resort at Copper Point Ltd. (société de promotion immobilière fermée), qui a été mise sous séquestre en février 2009. M. Swartout a démissionné de son poste d'administrateur de Resort at Copper Point Ltd. le 4 mars 2009. MM. Brussa, Chernoff et Swartout ont siégé au conseil (M. Swartout en qualité de président du conseil) de Calmena Energy Services Inc. (société ouverte du secteur des services pétroliers), qui a été mise sous séquestre le 20 janvier 2015. M. Brussa a démissionné de son poste d'administrateur de Calmena le 30 juin 2014 et MM. Chernoff et Swartout ont démissionné en date du 15 janvier 2015. M. Brussa a siégé au conseil d'Enseco Energy Services Corp., société de services pétroliers ouverte, qui a été mise sous séquestre le 14 octobre 2015. M. Brussa a démissionné de son poste d'administrateur d'Enseco le 14 octobre 2015. Le 21 décembre 2015, Enseco a été déclarée faillie par le séquestre. M. Brussa siège au conseil d'Argent Energy Ltd. qui est l'administrateur d'Argent Energy Trust. Le 17 février 2016, Argent Energy Trust et ses sociétés de portefeuille canadiennes et américaines (collectivement, « **Argent** ») ont introduit une instance en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) en vue d'obtenir une suspension des procédures jusqu'au 19 mars 2016. À la même date, Argent a volontairement déposé des demandes de redressement en vertu du Chapitre 15 de la loi des États-Unis intitulée *United States Bankruptcy Code*. Le 9 mars 2016, la suspension des procédures aux termes de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* a été prolongée jusqu'au 17 mai 2016. Le 10 mars 2016, la Bankruptcy Court des États-Unis a en outre approuvé une ordonnance reconnaissant l'instance canadienne comme instance principale étrangère en vertu du Chapitre 15 de la loi intitulée *United States Bankruptcy Code*.

À notre connaissance, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction (ni aucune société de portefeuille personnelle de l'une ou l'autre de ces personnes), ni aucun actionnaire détenant suffisamment de nos titres pour influencer de façon importante sur le contrôle de notre société n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers ou intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ni n'a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens.

À notre connaissance, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction (ni aucune société de portefeuille personnelle de l'une ou l'autre de ces personnes), ni aucun actionnaire détenant suffisamment de nos titres pour influencer de façon importante sur le contrôle de notre société ne s'est vu imposer d'amendes ou de sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, n'a conclu un règlement amiable avec une autorité en valeurs mobilières, 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

Nos administrateurs et membres de la haute direction peuvent à l'occasion participer aux affaires et aux activités d'autres émetteurs du secteur du pétrole et du gaz naturel et ainsi se retrouver en situation de conflit d'intérêts. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Dans certaines circonstances, des membres de notre conseil d'administration pourraient être membres du conseil ou de la direction de sociétés qui sont en concurrence avec nous. Rien ne garantit qu'ils nous feront part des occasions qu'ils auront repérées.

Sauf disposition contraire, l'ABCA exige que l'administrateur qui a un intérêt dans un contrat ou un contrat projeté divulgue son intérêt et s'abstienne de voter à l'égard de toute question relative à ce contrat, sauf disposition contraire de l'ABCA. Tout conflit d'intérêts sera résolu conformément aux dispositions de l'ABCA.

COMITÉ D'AUDIT

Composition du comité d'audit, charte et examen des services

Les membres du comité d'audit sont MM. Raymond Chan, Bruce Chernoff et R. Scott Lawrence. M. Raymond Chan est le président du comité d'audit.

Le comité d'audit est régi par une charte écrite qui énonce ses responsabilités et des exigences quant à sa composition. Un exemplaire de la charte est joint en annexe A à la présente notice annuelle.

La charte du comité d'audit dispose que tous les membres du comité d'audit doivent posséder des compétences financières et être indépendants au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Tous les membres actuels du comité d'audit respectent ces exigences.

La charte du comité d'audit dispose que les services non liés à l'audit de l'auditeur de la société doivent être approuvés au préalable par le comité d'audit.

Formation et expérience des membres

Le texte qui suit décrit la formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités.

Raymond Chan (président)

M. Raymond Chan est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de la Saskatchewan et est comptable agréé. M. Chan est actuellement président du conseil de Baytex Energy Corp. M. Chan possède une vaste expérience des finances et de la comptabilité qu'il a acquise dans des postes de haute direction dans l'industrie pétrolière et gazière canadienne depuis 1982, notamment : chef de la direction de Baytex Energy Ltd.; Tarragon Oil and Gas Limited; American Eagle Petroleum Ltd.; et Gane Energy Corporation.

M. Bruce Chernoff

M. Bruce Chernoff est titulaire d'un baccalauréat ès sciences appliquées en génie chimique de l'Université Queen's. M. Chernoff est un ingénieur qui possède plus de 20 années d'expérience dans l'industrie pétrolière et gazière. Il a occupé divers postes de haute direction, notamment vice-président à la direction et chef des finances de Pacalta Resources Ltd. M. Chernoff est président de Caribou Capital Corp., président-directeur du conseil et chef de la direction de PetroShale Inc. et administrateur de plusieurs autres sociétés ouvertes et fermées.

R. Scott Lawrence

M. R. Scott Lawrence est titulaire d'un MBA de la Harvard Business School et d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université Queen's. M. Lawrence est directeur général, Chef des placements relationnels de l'OIRPC depuis mars 2009. Auparavant, il a été directeur principal, Placements privés, et Infrastructure de l'OIRPC de septembre 2005 à février 2009. Auparavant, M. Lawrence a été associé principal d'Onex Corporation de juin 2001 à mai 2004.

Honoraires de l'auditeur

L'auditeur de la société est KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. Le tableau suivant fait état du total des honoraires que KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a facturés à la société au cours de chacun des deux derniers exercices.

Exercice	Honoraires d'audit ¹⁾	Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	Honoraires pour services fiscaux ³⁾	Autres honoraires
2015	387 000 \$	60 000 \$	Néant	Néant
2014	198 500 \$	48 000 \$	Néant	Néant

Nota :

- 1) Les honoraires d'audit correspondent aux honoraires liés à l'audit des états financiers ou aux services qui sont en général rendus dans le cadre des dépôts prévus par la législation et la réglementation et des missions. Les services rendus dans cette catégorie comprennent les honoraires d'examens trimestriels.
- 2) Les honoraires pour services liés à l'audit correspondent aux honoraires 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 qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit. Les services rendus dans cette catégorie comprennent l'examen de questions comptables et liées à l'audit, l'examen des contrôles internes et la traduction.
- 3) Les honoraires pour services fiscaux correspondent aux honoraires pour les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale.

SITUATION DANS LE SECTEUR

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, la valorisation, le transport et la commercialisation) qui sont imposés par divers paliers de gouvernement en ce qui a trait à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba, que les personnes qui investissent dans le secteur du pétrole et du gaz devraient évaluer soigneusement. Toute la législation actuelle est du domaine public et nous ne saurions 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 pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien.

Établissement des prix et commercialisation

Pétrole

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 les prix du pétrole; toutefois, des considérations régionales relatives au marché et au transport peuvent aussi influencer sur les prix. Les prix spécifiques sont en partie tributaires de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la distance par rapport aux marchés, de la disponibilité des transports, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des modalités contractuelles. Les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation dont la durée n'excède pas un an, dans le cas du pétrole brut léger, et deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd, à la condition d'avoir obtenu une ordonnance d'exportation de l'Office national de l'énergie du Canada (l'« ONE »). L'exportateur qui veut exporter du pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) doit obtenir une licence d'exportation de l'ONE. L'ONE mène actuellement un processus de consultation en vue de mettre à jour la législation actuelle régissant la délivrance de licences d'exportation. Ce processus de mise à jour est rendu nécessaire pour répondre aux critères énoncés dans la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* (Canada) (la « **Loi sur la prospérité** »), qui a reçu la sanction royale le 29 juin 2012. Pour la période de transition, l'ONE a publié et applique actuellement les « Directives provisoires concernant les demandes d'exportation de pétrole et de gaz et les demandes d'importation de gaz » en vertu de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada).

Gaz naturel

Le marché du gaz naturel au Canada est déréglementé depuis 1985. L'offre et la demande déterminent le prix du gaz naturel, qui est calculé au point de vente, c'est-à-dire à la tête du puits, au point de vente d'une usine de transformation, au réseau de collecte et de distribution de gaz, aux installations de stockage, à l'entrée d'un réseau de services publics ou au point de réception chez le consommateur. Le prix du gaz naturel est donc tributaire des arrangements que prend le producteur (contrats à court ou long terme et point de vente déterminé). Le gaz naturel se négocie également sur des plateformes de négociation comme le Natural Gas Exchange, l'Intercontinental Exchange ou le New York Mercantile Exchange aux États-Unis, à des prix au comptant et à terme fluctuant aussi en fonction de l'offre et de la demande sur ces marchés. L'exportation de gaz naturel du Canada est assujettie à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier les prix et d'autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (à l'exception du propane, du butane et de l'éthane) dont la durée est inférieure à deux ans ou s'échelonne sur deux à 20 ans (pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m³/j) nécessitent une ordonnance de l'ONE. Les exportations de gaz naturel aux termes de contrats de plus longue durée (jusqu'à concurrence de 40 ans) ou portant sur de plus grandes quantités nécessitent une licence de l'ONE.

Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« **ALÉNA** ») intervenu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. 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 en ce produit de la partie qui maintient la restriction comparativement 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.

Il est interdit aux trois pays signataires, dans les circonstances où toute autre forme de restriction quantitative est prohibée, d'imposer des prescriptions de prix minimaux ou maximaux à l'exportation. Il leur est également interdit d'imposer des prescriptions de prix minimaux ou maximaux à l'importation, sauf dans la mesure autorisée pour l'exécution d'ordonnances et d'engagements en matière de droits antidumping et de droits compensateurs. L'ALÉNA exige également que les organismes de réglementation de l'énergie veillent à la mise en œuvre ordonnée et équitable de tout changement réglementaire et évitent, dans toute la mesure possible, 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. 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.

Redevances et mesures incitatives

Généralités

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 des projets d'exploitation de sables bitumineux, de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de soufre et de gaz naturel. Les redevances à payer à l'égard de la production provenant de terres n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire franc des droits miniers et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances à l'égard de la production provenant de terres de la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles est généralement fondé en partie sur les prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date de la découverte du gisement, la méthode de récupération et le type ou la qualité du produit pétrolier produit. D'autres redevances et droits assimilables à des redevances sont à l'occasion

prélevés sur la participation du propriétaire de l'intérêt économique direct 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 créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des réductions du taux de redevances, des exonérations temporaires de redevances ou des crédits d'impôt au titre des redevances et sont généralement mis en œuvre lorsque le prix des marchandises est bas. Ils sont destinés à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur en améliorant le bénéfice et les flux de trésorerie au sein du secteur.

Le gouvernement fédéral a indiqué qu'il allait entre autres supprimer progressivement les subventions à l'industrie pétrolière et gazière, notamment ne permettre l'utilisation de la déduction fiscale des frais d'exploration au Canada que dans les cas où l'exploration est fructueuse, mettre en œuvre des examens plus rigoureux des pipelines et établir un cadre pancanadien de lutte contre les changements climatiques. Ces changements pourraient avoir une incidence sur le bénéfice des sociétés de l'industrie pétrolière et gazière.

Alberta

Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a publié et accepté les recommandations du Royalty Review Advisory Panel, qui exposaient généralement la mise en œuvre d'un régime de redevances moderne (*Modernized Royalty Framework*) pour l'Alberta (le « **MRF** »). Le MRF prendra effet le 1^{er} janvier 2017. Les puits forés avant le 1^{er} janvier 2017 seront toujours régis par l'« *Alberta Royalty Framework* » actuel pour une période de dix ans jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Le MRF est structuré en trois phases : i) paiement avant le seuil de récupération (*Pre-Payout*); ii) mi-vie (*Mid-Life*); et iii) maturité (*Mature*). Pendant la phase de paiement préalable, une redevance de 5 % fixe s'appliquera jusqu'à ce que le puits atteigne le seuil de récupération. Un puits atteint le seuil de récupération lorsque les produits des activités ordinaires cumulatifs tirés d'un puits sont égaux à la provision pour les coûts de forage et de complétion (calculée au moyen d'une formule qui fait une approximation des coûts de forage et de complétion des puits en fonction de la profondeur, de la longueur et des coûts historiques). Le nouveau taux de redevances sera payable sur le produit des activités ordinaires brut provenant de toutes les sources de production (pétrole, gaz et liquides de gaz naturel), éliminant ainsi le besoin d'indiquer qu'il s'agit d'un puits de « pétrole » ou d'un puits de « gaz ». Après le seuil de récupération, la phase de mi-vie s'appliquera à un taux de redevances plus élevé que la phase avant la récupération. Bien que les paramètres de calcul de la redevance de la phase à mi-vie n'aient pas encore été publiés, le taux sera établi en fonction du prix des marchandises et est censé, en moyenne, donner le même taux de rendement interne que dans le cadre de l'*Alberta Royalty Framework* actuel. À la phase de maturité, lorsque le puits atteint la fin de son cycle et que la production tombe en dessous du seuil à maturité, actuellement estimé à 20 b/j de pétrole et à 200 kpi³/j de gaz, le taux de redevances variera sur une échelle mobile (en fonction du volume et du prix), sous réserve d'un taux de redevances minimum de 5 %. L'ajustement à la baisse du taux de redevances à la phase de maturité vise à prendre en compte le coût fixe par unité plus élevé de l'exploitation d'un vieux puits. Des précisions concernant le MRF, notamment les taux de redevances et formules applicables, devraient être publiées d'ici le 21 avril 2016.

Les projets de sables bitumineux sont également assujettis au régime de redevances de l'Alberta. Le MRF ne modifie pas le régime de redevances applicable aux sables bitumineux; toutefois, le mode et les paramètres de calcul des redevances seront rendus publics. Pendant le délai de récupération du coût d'un projet de sables bitumineux, la redevance est payable sur son revenu brut. Les taux de la redevance sur le revenu brut varient de 1 % à 9 % en fonction du prix du pétrole sur le marché, 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 sur le marché est égal ou inférieur à 55 \$ le baril et augmente pour chaque dollar en sus de ce prix, jusqu'à concurrence de 9 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 \$. Après le délai de récupération, la redevance payable correspond à la redevance sur le revenu brut fondée sur le taux de la redevance sur le revenu brut de 1 % à 9 % ou, si elle est plus élevée, à la redevance sur le revenu net fondée sur le taux de la redevance sur le revenu net. Les taux de la redevance sur le revenu net commencent à 25 % et augmentent pour chaque dollar en sus de 55 \$ pour atteindre 40 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 \$.

Actuellement, les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de l'Alberta sont tenus de verser un loyer annuel, au taux de 3,50 \$ l'hectare, et des redevances mensuelles sur le pétrole et le gaz produits.

Pour les puits forés avant le 1^{er} janvier 2017, les redevances sont payées conformément au nouveau régime de redevances (*The New Royalty Framework*) (mis en œuvre par la loi intitulée *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008*) et au régime de redevances de l'Alberta (*Alberta Royalty Framework*) jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Les taux de redevances applicables au pétrole classique sont fixés au moyen d'une formule unique à taux mobile qui est appliquée mensuellement et intègre des variables distinctes qui tiennent compte des taux de production et des prix qui ont cours sur le marché. La redevance maximale payable dans le cadre du régime de redevances est fixée à 40 %. Les taux de redevances applicables au gaz naturel dans le cadre du régime de redevances sont fixés de façon similaire au moyen d'une formule unique à taux mobile, le taux de redevances maximal payable aux termes du régime de redevances étant fixé à 36 %.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant de terres en propriété franche en Alberta doivent payer un impôt minier sur leur production en propriété franche (*freehold mineral tax*). Il s'agit d'un impôt prélevé par le gouvernement de l'Alberta sur la valeur de la production de pétrole et de gaz naturel tirée de terrains privés en vertu de la loi intitulée *Freehold Mineral Rights Tax Act* (Alberta). L'impôt minier sur la production en propriété franche est prélevé annuellement sur la production de l'année civile en fonction d'une formule fiscale qui tient compte, notamment, du volume de production, des heures de production, de la valeur de chaque unité de production, du taux d'imposition et des pourcentages que les propriétaires détiennent dans le titre. La formule de base pour le calcul de l'impôt minier sur la production en propriété franche s'établit comme suit : la valeur par unité de production égale le quotient obtenu de la division des produits des activités ordinaires moins les coûts attribuables, c.-à-d. les produits des activités ordinaires nets, par la production à la tête du puits. Dans le cas de débiteurs qui ne veulent pas déposer des valeurs unitaires individuelles, la Couronne fixe un prix par défaut. En moyenne, l'impôt prélevé correspond à 4 % des produits des activités ordinaires déclarés provenant de terrains miniers détenus en fief simple.

Le gouvernement de l'Alberta a à l'occasion mis en œuvre des programmes de crédits de forage, d'encouragement ou de redevances transitoires qui encouragent le développement pétrolier et gazier et le forage de nouveaux puits. Par exemple, le programme de technologies énergétiques novatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) (le « **PTEI** ») a pour objectif d'accroître la récupération des gisements de pétrole et de gaz, de trouver des solutions techniques pour l'extraction du bitume recouvert de nappes de gaz, d'améliorer la récupération du bitume in situ ainsi que les techniques d'extraction et d'accroître la récupération de gaz naturel dans les filons de houille. Le PTEI prévoit des rajustements de redevances pour certains projets pilotes et de démonstration qui appliquent de nouvelles technologies ou des technologies novatrices pour accroître la récupération de réserves existantes.

De plus, le gouvernement de l'Alberta a pris certaines mesures visant à accélérer le développement technologique et à faciliter la mise en valeur de ressources non classiques (les « **mesures visant les ressources et les technologies émergentes** »). Ces mesures s'appliquent aux puits forés avant le 1^{er} janvier 2017, pour une période de dix ans, jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Ces mesures prévoient notamment ce qui suit :

- un taux de redevances maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de méthane entrés en production à compter du 1^{er} mai 2010, sur 36 mois de production à l'égard d'un volume de production maximal de 750 Mpi³;
- un taux de redevances maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de gaz de schiste entrés en production à compter du 1^{er} mai 2010, sur 36 mois de production et sans limites quant au volume de production;
- un taux de redevances maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de gaz horizontaux dont le forage a commencé à compter du 1^{er} mai 2010, sur 18 mois de production à l'égard d'un volume de production maximal de 500 Mpi³;
- un taux de redevances 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 1^{er} 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 intéressements, dont il est question ci-dessus, pour les puits forés après le 31 décembre 2016, le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à créer un programme de déductions pour amortissement pour les mécanismes de récupération assistée 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 taxes (la « **surtaxe sur les ressources** ») et des redevances s'appliquent aux produits d'exploitation des sociétés pétrolières et gazières.

Une surtaxe sur les ressources est perçue sur la valeur des ventes de pétrole, de gaz naturel, de potasse, d'uranium et de charbon en Saskatchewan aux termes de la loi intitulée *The Corporation Capital Tax Act*. Pour les sociétés du secteur des ressources, la surtaxe sur les ressources est de 3 % de la valeur des ventes de la totalité de la potasse, de l'uranium et du charbon produits en Saskatchewan et de la valeur des ventes de pétrole et de gaz naturel provenant de puits forés en Saskatchewan avant le 1^{er} octobre 2002. Pour le pétrole et le gaz naturel provenant de puits forés en Saskatchewan après le 30 septembre 2002, la surtaxe sur les ressources est de 1,7 % de la valeur des ventes. La surcharge sur les ressources s'applique à la fois aux fiducies et 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 de l'âge du pétrole, du type de pétrole, 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 des redevances à la Couronne et des taxes sur la production en propriété franche, le pétrole classique est divisé en types, soit le « pétrole lourd », le « pétrole désigné du sud-ouest » ou le « pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest ». L'âge du pétrole, soit « pétrole de quatrième niveau », « pétrole de troisième niveau », « pétrole nouveau » ou « pétrole ancien », est déterminé en fonction de la date d'achèvement du forage du puits et s'applique aux trois types de pétrole brut de façon légèrement différente. Le pétrole lourd est classé dans la catégorie de pétrole de troisième niveau (provenant d'un puits vertical dont le forage s'est achevé à compter du 1^{er} janvier 1994 et avant le 1^{er} octobre 2002 ou le pétrole supplémentaire provenant de projets de récupération par injection d'eau nouveaux ou étendus dont la date de commencement est postérieure au 1^{er} janvier 1994, inclusivement, mais antérieure au 1^{er} octobre 2002, exclusivement), de pétrole de quatrième niveau (pour les puits dont le forage s'est achevé à compter du 1^{er} octobre 2002 ou pour le pétrole supplémentaire provenant de projets de récupération par injection d'eau nouveaux ou étendus dont la date de commencement est postérieure au 1^{er} octobre 2002, inclusivement) ou de pétrole nouveau (pour le pétrole classique qui n'est pas classé dans la catégorie de pétrole de troisième niveau ou de pétrole de quatrième niveau). Le pétrole désigné du sud-ouest utilise la même définition de pétrole de quatrième niveau; toutefois, le pétrole de troisième niveau est défini comme du pétrole classique provenant d'un puits vertical dont le forage s'est achevé à compter du 9 février 1998, inclusivement, et avant le 1^{er} octobre 2002, exclusivement, ou du pétrole supplémentaire provenant de projets de récupération par injection d'eau nouveaux ou étendus dont la date de commencement est postérieure au 9 février 1998, inclusivement, mais antérieure au 1^{er} octobre 2002, exclusivement, et le pétrole nouveau est défini comme étant du pétrole classique extrait de puits horizontaux dont le forage s'est achevé à compter du 9 février 1998, inclusivement, et avant le 1^{er} octobre 2002, exclusivement. Dans le cas du pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest, la même classification que pour le pétrole lourd s'applique, mais le pétrole nouveau est défini comme étant du pétrole classique extrait de puits verticaux complétés après 1973 et dont le forage s'est achevé avant 1994, du pétrole classique extrait de puits horizontaux dont le forage s'est achevé à compter du 1^{er} avril 1991, inclusivement, et avant le 1^{er} octobre 2002, exclusivement, ou du pétrole supplémentaire provenant de projets de récupération par injection d'eau nouveaux ou étendus dont la date de commencement est postérieure au 1^{er} janvier 1974, inclusivement, mais antérieure à 1994, tandis que le pétrole ancien est défini comme étant du pétrole classique qui n'est pas classé comme pétrole de quatrième niveau, pétrole de troisième niveau ou pétrole nouveau. Les taux de la taxe sur la production en propriété franche correspondent au taux de la redevance à la Couronne déduction faite du facteur de la taxe sur la production (« **FTP** ») applicable à chaque catégorie. Actuellement, le FTP est fixé à 6,9 pour le « pétrole ancien », à 10,0 pour le « pétrole nouveau » et le « pétrole de

troisième niveau » et à 12,5 pour le « pétrole de quatrième niveau ». Le taux minimal applicable à la production en propriété franche est de zéro.

Les prix de base sont utilisés pour établir les limites inférieures de la structure de redevances sensibles aux prix pour le pétrole classique et s'appliquent à un taux de production de référence de 100 m^3 pour le « pétrole ancien », le « pétrole nouveau » et le « pétrole de troisième niveau », et de 250 m^3 par mois pour le « pétrole de quatrième niveau ». Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont inférieurs aux prix de base établis de 100 \$ par m^3 pour le pétrole de troisième niveau et le pétrole de quatrième niveau et de 50 \$ par m^3 pour le pétrole ancien et le pétrole nouveau, les taux de redevances de base s'appliquent. Les taux de redevances 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 pétrole nouveau, de 12,5 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, de 15 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et de 20 % pour le pétrole ancien. Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont supérieurs à ces prix de base, les taux de redevances marginaux s'appliquent à la proportion de la production qui est supérieure au prix de base du pétrole. Les taux de redevances 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 pétrole nouveau, de 35 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, de 35 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et de 45 % pour le pétrole ancien.

Le montant de la redevance payable 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 selon une formule d'échelle mobile fondée sur le prix du gaz moyen provincial mensuel publié par le gouvernement de la Saskatchewan, la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel et la classification de celui-ci. Tout comme le pétrole classique, le gaz naturel peut être classé comme « gaz non associé » (gaz extrait de puits de gaz) ou de « gaz associé » (gaz extrait de puits de pétrole) et les taux de redevances sont établis en fonction de la date de l'achèvement du forage de chaque puits. Le gaz non associé est classé comme gaz nouveau (pour les puits dont le forage s'est achevé avant le 9 février 1998 et qui ont été mis en production à compter du 1^{er} octobre 1976, inclusivement), comme gaz de troisième niveau (pour les puits dont le forage s'est achevé à compter du 9 février 1998, inclusivement, et avant le 1^{er} octobre 2002, exclusivement), comme gaz de quatrième niveau (pour les puits dont le forage s'est achevé à compter du 1^{er} octobre 2002, inclusivement) et comme gaz ancien (qui n'est pas classé comme gaz de quatrième niveau, gaz de troisième niveau ou gaz nouveau). Une classification similaire est utilisée pour le gaz associé, sauf que la classification de gaz ancien n'est pas utilisée, que la définition du gaz de quatrième niveau comprend également la production provenant de puits de pétrole dont le forage s'est achevé avant le 1^{er} octobre 2002 dans les cas où le puits de pétrole a un ratio de production gaz-pétrole mensuel d'au moins $3\,500 \text{ m}^3$ de gaz pour chaque m^3 de pétrole, et que le gaz nouveau est défini comme étant du pétrole provenant de puits dont le forage s'est achevé avant le 9 février 1998 et qui a reçu l'approbation spéciale, avant le 1^{er} octobre 2002, de produire du pétrole et du gaz simultanément sans pénalité de ratio gaz-pétrole.

Le 9 décembre 2010, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté la loi intitulée *Freehold Oil and Gas Production Tax Act, 2010* dans le but de faciliter le paiement efficient des taxes sur la production en propriété franche par industrie. Deux nouveaux règlements ont été pris en application de cette loi : i) *The Freehold Oil and Gas Production Tax Regulations, 2012*, qui énonce les conditions dans lesquelles les taxes sont calculées et payées et ii) *The Recovered Crude Oil Tax Regulations, 2012*, qui énonce les conditions dans lesquelles les taxes sur le pétrole brut récupéré provenant d'une installation de récupération de pétrole brut à compter du 1^{er} mars 2012 doivent être calculées et payées.

Tout comme dans le cas de la production de pétrole classique, des prix de base fondés sur un taux de référence de $250\,10^3 \text{ m}^3/\text{mois}$ 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 gaz nouveau et le gaz ancien, les taux de redevances 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 gaz nouveau et de 20 % pour le gaz ancien. Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont supérieurs aux prix de base précités, des taux de redevances marginaux sont appliqués à la proportion de la production qui est supérieure au prix de base du gaz. Les taux de redevances marginaux sont de 30 % pour tout le gaz de quatrième niveau, de 35 % pour le gaz de troisième niveau et le gaz

nouveau et de 45 % pour le gaz ancien. Les règlements actuels comportent certaines différences en ce qui a trait à l'administration du gaz de quatrième niveau qui est du gaz associé.

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 redevances et de taxe applicable aux puits de pétrole verticaux forés à compter du 1^{er} octobre 2002 (Royalty/Tax Incentive Volumes for Vertical Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002)* prévoyant une réduction de la redevance à la Couronne (soit un taux correspondant au taux de redevances à la Couronne pour le pétrole de quatrième niveau soit, s'il est moins élevé, un taux de 2,5 %) et du taux de la taxe sur la production en propriété franche (soit un taux de taxe sur la production en propriété franche de 0 %) sur des volumes incitatifs de 8 000 m³ pour les puits de pétrole verticaux de mise en valeur de grande profondeur, de 4 000 m³ pour les puits de pétrole verticaux d'exploration de faible grande profondeur et de 16 000 m³ pour les puits de pétrole verticaux d'exploration de grande profondeur (plus de 1 700 mètres ou dans certaines formations); après que le volume incitatif a été atteint, le pétrole est assujéti au taux de la redevance sur le pétrole de quatrième niveau;
- *Programme de volumes incitatifs et de taux de redevances et de taxe applicable aux puits de gaz d'exploration forés à compter du 1^{er} octobre 2002 (Royalty/Tax Incentive Volumes for Exploratory Gas Wells Drilled on or after October 1, 2002)* prévoyant une réduction de la redevance à la Couronne (soit un taux correspondant au taux de la redevance à la Couronne pour le pétrole de quatrième niveau soit, s'il est inférieur, un taux de 2,5 %) et des taux de la taxe sur la production en propriété franche (soit un taux de taxe sur la production en propriété franche de 0 %) sur les volumes de 25 000 000 m³ pour les puits de gaz d'exploration admissibles;
- *Programme de volumes incitatifs et de taux de redevances et de taxe applicable aux puits de gaz de pétrole horizontaux forés à compter du 1^{er} octobre 2002 (Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002)* prévoyant une réduction de la redevance à la Couronne (soit un taux correspondant au taux de la redevance à la Couronne pour le pétrole de quatrième niveau, soit, s'il est inférieur, un taux de 2,5 %) et des taux de la taxe sur la production en propriété franche (soit un taux de taxe sur la production en propriété franche de 0 %) sur les volumes de 6 000 m³ pour les puits de pétrole horizontaux de faible profondeur et de 16 000 m³ pour les puits de pétrole horizontaux de grande profondeur (plus de 1 700 mètres de profondeur verticale totale ou dans certaines formations); après que le volume incitatif a été atteint, le pétrole est assujéti au taux de la redevance sur le pétrole de quatrième niveau;
- *Programme de volumes incitatifs et de taux de redevances et de taxe applicable aux puits de gaz horizontaux forés à compter du 1^{er} juin 2010 et avant le 1^{er} avril 2013 (Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Gas Wells drilled on or after June 1, 2010 and before April 1, 2013)* prévoyant le classement du puits comme puits de gaz d'exploration admissible et résultant en une réduction de la redevance à la Couronne (soit un taux correspondant au taux de la redevance à la Couronne sur le pétrole de quatrième niveau soit, s'il est inférieur, un taux de 2,5 %) et des taux de taxe sur la production en propriété franche (soit un taux de taxe sur la production en propriété franche de 0 %) sur les volumes de 25 000 000 m³ pour les puits de gaz horizontaux; après que le volume incitatif a été atteint, le gaz produit est assujéti au taux de la redevance sur le pétrole de quatrième niveau;
- *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 1^{er} octobre 2002 (Royalty/Tax Regime for Incremental Oil Produced from New or Expanded Waterflood Projects Implemented on or after October 1, 2002)* dans le cadre duquel la production supplémentaire des projets approuvés d'expansion par injection d'eau est assimilée à du pétrole de quatrième niveau pour l'application de la redevance à la Couronne et de la taxe sur la production en propriété franche;

- *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 1^{er} avril 2005 (Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing prior to April 1, 2005)* prévoyant une redevance à la Couronne ou une taxe sur la production en propriété franche moins élevée fondée en partie sur la rentabilité du projet de récupération de pétrole 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 assistée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris à compter du 1^{er} avril 2005 (Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing on or after April 1, 2005)* prévoyant une redevance à la Couronne de 1 % sur le revenu brut des projets de récupération du pétrole assistée pendant le délai de récupération des coûts du projet et de 20 % du bénéfice d'exploitation du projet après le délai de récupération et une taxe sur la production en propriété franche de 0 % avant le délai de récupération et de 8 % sur le bénéfice d'exploitation du projet après le délai de récupération;
- *Régime de redevances et de taxe pour les puits de pétrole à forte teneur en eau (Royalty/Tax Regime for High Water-Cut Oil Wells)* destiné à prolonger la durée de vie et à améliorer les taux de récupération des puits de pétrole à forte teneur en eau moyennant un crédit au titre des ressources de la Saskatchewan de 2,5 % des taux de la redevance/de la taxe sur le pétrole de troisième niveau pour le pétrole extrait avant avril 2013 et de 2,25 % pour le pétrole extrait depuis le 1^{er} avril 2013, inclusivement, applicable 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 intitulé *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 leur mise en œuvre a commencé le 1^{er} juillet 2012 pour les nouveaux puits et les nouvelles installations autorisés à compter de cette date. Les nouvelles normes s'appliquent aux puits et aux installations autorisés existants à compter du 1^{er} juillet 2015.

Avec effet le 1^{er} avril 2014, le ministère de l'Économie de la Saskatchewan a simplifié les droits associés aux permis et aux demandes de permis dans le secteur pétrolier et gazier en éliminant 11 droits de permis, qui représentaient 20 000 paiements de droits par année, et en les remplaçant par un droit annuel unique fondé sur la production et le nombre de puits d'une société. Des approbations doivent toutefois encore être obtenues à l'égard des activités visées par ce droit. Ces changements au barème de droits font partie d'une série de mesures mises en œuvre par le gouvernement de la Saskatchewan pour faciliter les processus d'attribution de licences, de réglementation et de surveillance dans le secteur pétrolier et gazier.

Manitoba

Au Manitoba, le montant de la redevance payable sur le pétrole tiré des terres de la Couronne dépend de la catégorie dans laquelle est classé le pétrole, soit le « pétrole ancien » (extrait d'un puits foré avant le 1^{er} avril 1974 qui ne rentre pas dans la catégorie du pétrole nouveau ou du pétrole de troisième niveau); le « pétrole nouveau » (qui n'est pas du pétrole de troisième niveau et qui est extrait d'un puits foré à compter du 1^{er} avril 1974 mais avant le 1^{er} avril 1999, d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une reprise durant cette période, d'un puits de pétrole ancien qui résulte d'un projet de récupération assistée mis en œuvre durant cette période ou d'un puits horizontal); le « pétrole de troisième niveau » (extrait d'un puits vertical foré après le 1^{er} avril 1999, d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une reprise après cette date, d'un puits vertical inactif qui est réactivé après cette date, d'un puits marginal ayant subi un reconditionnement important ou d'un puits de pétrole ancien ou d'un puits de pétrole nouveau qui résulte d'un projet de récupération assistée mis en œuvre après cette date); ou le « pétrole exempté » (soit le pétrole pour lequel n'est exigible aucune redevance ou ni aucun impôt). Les taux de redevance sont établis selon une échelle mobile, en fonction de la production de pétrole mensuelle attribuable à une surface unitaire ou la production de pétrole attribuable à une parcelle unitaire aux termes d'un accord d'union ou d'un arrêté d'union. En ce qui concerne

les puits horizontaux, la redevance imposée sur le pétrole produit à partir de terres de la Couronne est établie d'après la production de pétrole attribuée à une surface unitaire conformément à la réglementation applicable.

La redevance payable sur la production de gaz naturel extrait des terres de la Couronne correspond à 12,5 % du volume du gaz naturel vendu, calculé pour chaque mois de production.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel extraits des terres en propriété franche du Manitoba doivent verser chaque mois l'impôt sur la production en propriété franche. L'impôt sur la production de pétrole extrait des terres en propriété franche est établi d'après une échelle mobile, selon le volume de production mensuel et la catégorie dans laquelle le pétrole est classé, soit le pétrole ancien, le pétrole nouveau, le pétrole de troisième niveau et le pétrole exempté. Les producteurs de gaz naturel extrait de terres en propriété franche au Manitoba doivent verser chaque mois un impôt sur la production en propriété franche correspondant à 1,2 % du volume vendu, calculé pour chaque mois de production. Aucun impôt n'est payable sur la production de gaz extrait de terres en propriété franche qui est utilisé comme carburant.

Le gouvernement du Manitoba offre un programme d'encouragement au forage (*Drilling Incentive Program*) (le « **programme** ») visant à encourager les investissements dans le développement durable des ressources de pétrole. Le programme confère au titulaire de permis visant des puits récemment forés, ou des puits admissibles qui ont fait l'objet d'un reconditionnement important, un certain « volume de pétrole exempté »; ainsi, aucune redevance de la Couronne ni aucun impôt sur la production en propriété franche ne sont payables avant que le volume de pétrole exempté n'ait été produit. Le volume de pétrole exempté doit être produit dans les dix ans de la date de fin de forage ou de la date d'achèvement du reconditionnement important.

Les puits qui sont forés ou qui bénéficient d'une mesure d'encouragement à la suite d'un reconditionnement important de puits marginaux après le 31 décembre 2013 et avant le 1^{er} janvier 2009 sont assujettis à une redevance minimale de 3 % sur la production tirée des terres de la Couronne ou à un impôt minimal de 1 % sur la production en propriété franche. Les puits qui bénéficient d'une mesure d'encouragement visant un projet de recompression (comme il est indiqué ci-après) ne sont pas assujettis à la redevance minimale ni à l'impôt minimal.

Les puits forés à des fins d'injection ou les puits convertis en puits d'injection dans le cadre d'un projet de récupération assistée du pétrole sont admissibles à une exemption de un an à l'égard de certaines parties du projet.

Le programme comporte les éléments suivants, qui sont assujettis à certaines dispositions du *Règlement sur les redevances pétrolières de la Couronne et les mesures d'encouragement du secteur pétrolier* :

- une mesure d'encouragement visant les puits verticaux (*Vertical Well Incentive*) qui permet aux titulaires de permis visant des puits verticaux de développement ou d'exploration récemment forés après le 31 décembre 2013 et avant le 1^{er} janvier 2019 de bénéficier d'un volume de pétrole exempté (« **VPE** ») de 500 m³. Pour y être admissible, le puits doit se situer à moins de 1,6 kilomètre du puits tubé le plus près pour une production de la même zone ou d'une zone plus profonde;
- une mesure d'encouragement visant les puits d'exploration et profonds (*Exploration and Deep Well Incentive*) qui prévoit un VPE pour les puits d'exploration ou les puits de pétrole profonds forés après le 31 décembre 2013 et avant le 1^{er} janvier 2019 selon les modalités suivantes :
 - o les puits d'exploration peu profonds forés à plus de 1,6 kilomètre d'un puits tubé pour la production de la même zone ou d'une zone plus profonde bénéficient d'un VPE de 4 000 m³;
 - o les puits d'exploration profonds forés sous la formation Birdbear bénéficient d'un VPE de 8 000 m³; et
 - o les puits de développement profonds complétés pour la production dans la formation ou sous la formation Birdbear bénéficient d'un VPE de 8 000 m³;

- une mesure d'encouragement visant les puits horizontaux (*Horizontal Well Incentive*) qui prévoient un VPE de 8 000 m³ pour les puits horizontaux forés après le 31 décembre 2013 et avant le 1^{er} janvier 2019 dont l'angle de forage est d'au moins 80° sur une distance minimale de 100 mètres;
- une mesure d'encouragement visant le reconditionnement important de puits marginaux (*Marginal Well Major Workover Incentive*) qui prévoit un VPE de 500 m³ pour les puits marginaux ayant fait l'objet d'un reconditionnement important avant le 1^{er} janvier 2019. Un puits de pétrole marginal est défini comme un puits abandonné ou un puits qui n'était pas exploité au cours des 12 mois précédents ou dont la production s'établissait en moyenne à moins de 3 m³ par jour d'exploitation;
- une mesure d'encouragement visant un projet de recompression (*Pressure Maintenance Project Incentive*) qui prévoit une exemption d'un an à l'égard du versement de redevances à la Couronne ou de l'impôt sur la production en propriété franche attribuée à une parcelle unitaire dans laquelle un puits d'injection est foré ou un puits est converti dans le but d'y injecter de l'eau. Cette exemption s'applique à la parcelle unitaire dans laquelle le puits d'injection vertical est situé et, dans le cas d'un puits d'injection horizontal, à un nombre maximal de quatre parcelles unitaires sur l'unité de drainage du puits. Dans le cas d'un puits converti en puits d'injection après le 31 décembre 2013 et avant le 21 janvier 2019 dont une partie du VPE n'a pas été utilisée, la période d'exemption sera prolongée de 18 mois; et
- une mesure d'encouragement visant la conservation du gaz dissous (*Solution Gas Conservation Incentive*) qui prévoit une dispense de redevances et d'impôts sur le gaz jusqu'au 31 décembre 2018 pour les projets de captage de gaz dissous mis en œuvre après le 31 décembre 2013.

Le compte de volume de pétrole exempté, qui permettait le transfert du VPE entre des puits dans certaines conditions, a été aboli le 1^{er} janvier 2015. Auparavant, le titulaire d'un compte existant pouvait transférer, en une seule fois, un volume de 2 000 m³ à un puits foré du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014.

Régime foncier

Dans les provinces de l'Ouest, les droits au pétrole brut et au gaz naturel appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces, à l'exception du Manitoba, où environ 80 % des droits sur le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans la partie sud-ouest de la province appartiennent à des intérêts privés. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de concessions, 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 concessions dont les modalités sont négociées.

L'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba ont toutes 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'une concession ou d'un permis.

L'Alberta a elle aussi adopté 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 concessions et les permis émis après le 1^{er} janvier 2009 à la fin de la durée initiale de la concession ou du permis.

Réglementation des activités de production et d'exploitation

Au Canada, le secteur pétrolier et gazier est très réglementé et assujéti à de nombreuses mesures de contrôle par les organismes de réglementation provinciaux. Des approbations réglementaires sont requises, notamment, pour 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 substances et l'abandon et la remise en état des emplacements des puits. Pour exercer des activités pétrolières et gazières tout en demeurant en règle aux yeux de l'organisme de réglementation provincial compétent, la société doit respecter les lois, les règlements, les ordonnances, les directives et les autres instructions

applicables (qui sont tous assujettis à la surveillance du gouvernement, qui peut les modifier à l'occasion). Le respect de ces lois, règlements, ordonnances, directives et autres instructions peut être onéreux, et leur violation peut entraîner des amendes ou d'autres pénalités.

Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à des règlements prévus par diverses lois environnementales provinciales et fédérales, lesquelles sont assujetties à l'examen et à la révision du gouvernement à l'occasion. Ces lois et règlements prévoient, notamment des restrictions et des interdictions quant aux déversements, aux rejets ou aux émissions de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, telles que le dioxyde de soufre et l'oxyde nitreux. En outre, ces lois prévoient les exigences relatives au traitement et au stockage des déchets des champs pétrolifères, à la protection de l'habitat et à l'exploitation, à l'entretien, à l'abandon et à la remise en état satisfaisants des puits et des installations. La conformité à ces lois et règlements peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences pourrait entraîner la suspension ou la révocation des permis, licences et autorisations nécessaires, une responsabilité civile et l'imposition d'amendes, de pénalités et de sanctions lourdes.

Réglementation fédérale

Conformément à la *Loi sur la prospérité*, le gouvernement du Canada a modifié ou abrogé plusieurs textes législatifs fédéraux en matière d'environnement et a de plus créé un nouveau régime fédéral d'évaluation environnementale qui est entré en vigueur le 6 juillet 2012. Les changements apportés à la législation environnementale en vertu de la *Loi sur la prospérité* visent à prévoir des évaluations environnementales plus efficaces et rapides de projets qui faisaient auparavant l'objet de chevauchement de compétences législatives.

Alberta

L'*Alberta Energy Regulator* (l'« **AER** ») est l'unique autorité de réglementation responsable du développement du secteur de l'énergie en Alberta. L'AER veille au développement sécuritaire, efficace, ordonné et écologique des ressources d'hydrocarbures, notamment l'affectation et la conservation des ressources en eau, la gestion des terres publiques et la protection de l'environnement. Les responsabilités de l'AER excluent les fonctions de l'*Alberta Utilities Commission* et du *Surface Rights Board*, et la responsabilité d'*Alberta Energy* en matière de titres miniers. Le regroupement au sein d'une seule autorité de réglementation vise à créer un régime réglementaire amélioré qui soit efficace et intéressant pour le secteur et les investisseurs et qui contribue à assurer la sécurité du public, la gestion environnementale et la conservation des ressources dans le respect des droits des propriétaires fonciers.

Le gouvernement de l'Alberta mise sur une planification régionale pour atteindre ses objectifs de développement responsable des ressources. Les cadres, plans et politiques décrits ci-après jettent les bases du système de gestion des ressources intégré (*Integrated Resource Management System*) (« **IRMS** ») de l'Alberta. La méthode IRMS de gestion des ressources naturelles prévoit la participation et la consultation des parties prenantes et du public. Bien que l'AER soit l'autorité de réglementation principale pour le développement du secteur de l'énergie, plusieurs ministères et agences gouvernementaux peuvent s'occuper de questions d'utilisation des terres, notamment l'Alberta Environment and Parks, l'Alberta Energy, l'AER, l'Alberta Environmental Monitoring, l'Evaluation and Reporting Agency, le Policy Management Office, l'Aboriginal Consultation Office et le Land Use Secretariat.

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

Promulguée le 1^{er} octobre 2009 en Alberta, la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« **ALSA** ») confère au gouvernement de l'Alberta le pouvoir législatif de mettre en œuvre les politiques prévues dans l'ALUF. Les plans

régionaux qui ont été établis aux termes de l'ALSA sont réputés être des documents législatifs qui équivalent à des règlements et qui lieront le gouvernement de l'Alberta et les organismes de réglementation provinciaux, y compris ceux qui régissent le secteur pétrolier et gazier. En cas de conflit ou de contradiction entre un plan régional et un autre règlement, document réglementaire ou consentement prévu par la loi, le plan régional prévaut. En outre, l'ALSA oblige les gouvernements locaux et les ministères, les agences, les organismes administratifs et les tribunaux provinciaux à revoir leurs documents réglementaires et à y apporter les modifications nécessaires afin de s'assurer qu'ils soient conformes au plan régional qui a été adopté. L'ALSA prévoit également la modification ou l'abolition de consentements prévus par la loi donnés antérieurement, tels que les permis, les licences, les inscriptions, les enregistrements, les approbations et les autorisations réglementaires, afin d'atteindre un objectif ou de maintenir un objectif ou une politique résultant de la mise en œuvre d'un plan régional. Les objectifs des plans régionaux qui sont énoncés dans l'ALSA sont appuyés par des mesures comme les servitudes de conservation, qui peuvent être accordées aux fins de la protection, de la conservation et de l'amélioration des terres, et des directives en matière de conservation, qui sont des déclarations explicites prévues dans un plan régional qui visent à mettre en réserve des terres désignées en vue de protéger, de conserver, de gérer et d'améliorer l'environnement.

Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le *Lower Athabasca Regional Plan* (le « **LARP** ») qui est entré en vigueur le 1^{er} septembre 2012. Le LARP est le premier des sept plans régionaux élaborés dans le cadre de l'ALUF. Le LARP couvre une région dans le nord-est de l'Alberta d'une superficie d'environ 93 212 km². La région comprend une partie importante de la zone des sables bitumineux de l'Athabasca, laquelle renferme environ 82 % des ressources en sables bitumineux de la province et une grande partie de la zone des sables bitumineux de Cold Lake.

Le LARP établit six nouvelles zones de conservation et neuf nouvelles zones récréatives provinciales. Dans les zones de conservation et zones récréatives provinciales, les sociétés pétrolières et gazières classiques qui y détiennent déjà des tenures peuvent poursuivre leurs activités. Les nouvelles tenures pétrolières et gazières dans les zones de conservation et zones récréatives provinciales comporteront une restriction qui interdit l'exploitation à ciel ouvert. En revanche, les tenures des sociétés de sables bitumineux ont été (ou seront) annulées dans les zones de conservation et aucune nouvelle tenure pour l'exploitation des sables bitumineux ne sera délivrée. Bien que de nouvelles tenures pour l'exploitation des sables bitumineux seront délivrées dans les zones récréatives provinciales, les tenures, tant nouvelles qu'existantes, interdiront l'exploitation à ciel ouvert.

En juillet 2014, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le *South Saskatchewan Regional Plan* (le « **SSRP** »), qui est entré en vigueur le 1^{er} septembre 2014. Le SSRP est le deuxième plan régional élaboré aux termes de l'ALUF. Il couvre environ 83 764 km² et 44 % de la population de la province.

Le SSRP crée quatre nouvelles zones de conservation et agrandit quatre zones de conservation existantes, en plus de créer deux nouveaux parcs provinciaux et zones récréatives et d'en agrandir six autres. À l'instar du LARP, le SSRP honorera les concessions pétrolières et gazières situées dans les zones de conservation et les zones récréatives. Toutefois, l'accès en surface sera interdit à l'égard des nouvelles concessions pétrolières et gazières vendues dans des zones de conservation, des parcs provinciaux ou des zones récréatives. Les sociétés pétrolières et gazières sont cependant tenues de minimiser les répercussions des activités d'exploration, de mise en valeur et d'extraction sur le paysage naturel, les ressources historiques, la faune, le poisson et la végétation. Les droits miniers en tenure franche ne sont pas assujettis à cette restriction.

Saskatchewan

En mai 2011, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté des modifications à la loi intitulée *The Oil and Gas Conservation Act* (la « **SKOGCA** »), la loi régissant les opérations de mise en valeur des ressources dans la province. Bien que le projet de loi connexe ait reçu la sanction royale le 18 mai 2011, il n'a pas été proclamé en vigueur avant le 1^{er} avril 2012, dans le cadre de la publication des règlements intitulés *The Oil and Gas Conservation Regulations, 2012* (l'« **OGCR** ») et *The Petroleum Registry and Electronic Documents Regulations* (les « **règlements sur le registre** »). L'objet des modifications à apporter à la SKOGCA, et des règlements connexes, est d'offrir aux sociétés exploitantes de ressources investissant dans les secteurs des ressources et de l'énergie en Saskatchewan les meilleurs services de soutien et les meilleurs systèmes commerciaux et réglementaires disponibles. À la suite de l'adoption des règlements sur le registre et de l'OGCR, le gouvernement de la Saskatchewan a mis en œuvre divers aspects opérationnels, y compris la demande accrue de tenues de dossiers, des

exigences accrues en matière d'essais pour les puits d'injection et des pouvoirs accrus d'enquête et de contrainte; ainsi que des aspects procéduraux, notamment ceux qui ont trait à la participation de la Saskatchewan à titre de partenaire du *Petroleum Registry of Alberta*.

Manitoba

Au Manitoba, la *Petroleum Branch of Innovation, Energy and Mines* élabore, recommande, met en œuvre et applique des politiques et des lois ayant pour objet de faire en sorte que les ressources de pétrole brut et de gaz naturel soient exploitées de façon durable, ordonnée, sécuritaire et efficace. L'exploration, le développement, la production et le transport du pétrole et du gaz sont régis par la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel* (la « **LPGN** ») et la *Loi de la taxe sur la production de pétrole et de gaz* ainsi que par les règlements et les lignes directrices connexes.

Programmes de notation de la gestion du passif

Alberta

En Alberta, l'AER a instauré un programme de notation du passif des titulaires de permis intitulé *Licensee Liability Rating Program* (le « **programme ABLLR** »). Le programme ABLLR est un programme de gestion du passif qui régit la plupart des puits, des installations et des pipelines pétroliers et gaziers en amont classiques. La loi de l'Alberta intitulée *Oil and Gas Conservation Act* crée un fonds orphelin (le « **fonds orphelin** ») visant à payer les frais d'interruption, d'abandon, de restauration et de remise en état d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline inclus dans le programme ABLLR en cas de liquidation du titulaire de permis ou du propriétaire de participations directes (« **PPD** »). Le fonds orphelin est capitalisé par les titulaires de permis inscrits au programme ABLLR au moyen d'une cotisation administrée par l'AER. Le programme ABLLR vise à atténuer le risque que le passif non capitalisé des titulaires de permis fait peser sur le fonds orphelin et à éviter que les contribuables de l'Alberta assument les frais d'interruption, de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines. Aux termes du programme ABLLR, un titulaire de permis dont le passif réputé dépasse son actif réputé doit fournir un dépôt de garantie à l'AER. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est calculé une fois par mois et le titulaire de permis qui omet de fournir le dépôt de garantie requis est passible de l'introduction d'une mesure coercitive par l'AER.

L'AER a apporté d'importantes modifications au programme ABLLR (les « **modifications** »), qui ont été mises en œuvre en trois phases du 1^{er} mai 2013 au 1^{er} août 2015 et qui ont entraîné une hausse notable du nombre de sociétés pétrolières et gazières en Alberta tenues de fournir un dépôt de garantie. Les modifications influent sur les paramètres et coûts réputés utilisés dans la formule de calcul du ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé dans le cadre du programme ABLLR, augmentant le passif réputé d'un titulaire de permis et rendant le facteur des rentrées nettes moyennes sectorielles plus sensible aux variations de la valeur de l'actif. Ces changements sont devenus nécessaires en raison de la sous-estimation marquée du passif environnemental des titulaires de permis dans le cadre de l'ancien régime.

L'AER a instauré un programme de conformité des puits inactifs (le « **PCPI** ») afin de gérer le nombre de plus en plus élevé de puits inactifs en Alberta et accroître les mesures de surveillance et de conformité de l'AER aux termes de la *Directive 013: Suspension Requirements for Wells* (la « **Directive 013** »). Le PCPI s'applique à tous les puits inactifs qui n'étaient pas conformes à la Directive 013 en date du 1^{er} avril 2015. L'objectif est de faire en sorte que tous les puits inactifs non conformes visés par le PCPI deviennent conformes aux exigences de la Directive 013 d'ici cinq ans. Depuis le 1^{er} avril 2015, chaque titulaire de licence est tenu de rendre 20 % de ses puits inactifs conformes à la Directive 013 chaque année, soit en les réactivant ou en suspendant leur exploitation conformément à la Directive 013 ou en les abandonnant conformément à la *Directive 020: Well Abandonment*. La liste des puits actuels assujettis au PCPI peut être consultée sur le système de soumission de données numériques de l'AER.

Saskatchewan

En Saskatchewan, le ministère de l'Économie est chargé de l'application du programme de notation de la gestion du passif des titulaires de permis intitulé *Licensee Liability Rating Program* (le « **programme SKLLR** »). Le programme SKLLR vise à évaluer et à gérer le risque financier que le passif en matière d'abandon et de remise en

état de puits et d'installations d'un titulaire de permis fait peser sur un fonds orphelin (le « **fonds orphelin pétrolier et gazier** ») créé en vertu de la SKOGCA. Le fonds orphelin pétrolier et gazier est responsable de l'abandon et de la remise en état des puits et des installations inscrits au programme SKLLR en cas de liquidation ou de disparition du titulaire de permis ou du PPD. Aux termes du programme SKLLR, le titulaire de permis dont le passif réputé dépasse son actif réputé doit déposer un dépôt de garantie. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est évalué à chaque mois pour tous les titulaires de permis d'exploitation de puits de pétrole, de gaz et de service et d'installations pétrolières et gazières en amont.

Manitoba

À ce jour, le gouvernement du Manitoba n'a mis en œuvre aucun programme de notation de la gestion du passif semblable à ceux adoptés dans les autres provinces de l'Ouest. Toutefois, les exploitants de puits visés par des permis de cette province sont tenus de fournir un dépôt d'exécution afin de garantir que l'exploitation et l'abandon des puits ainsi que la remise en état des emplacements s'effectuent conformément à la LPGN et au *Règlement sur le forage et la production de pétrole*. Dans certains cas, le dépôt d'exécution peut être remboursé. La LPGN crée en outre le fonds de réserve pour l'abandon (le « **fonds pour l'abandon** »). Le fonds pour l'abandon est une source de fonds pouvant être affectés à l'exploitation ou à l'abandon d'un puits lorsque le titulaire de permis ou de licence ne respecte pas la LPGN. Le fonds pour l'abandon peut également être utilisé pour remettre en état l'emplacement d'un puits abandonné ou d'une installation abandonnée ou pour les frais relatifs aux conséquences néfastes sur les biens créées par un puits ou une installation. Les sommes déposées dans le fonds pour l'abandon se composent de cotisations non remboursables imposées au moment de la délivrance ou du transfert de certains permis ainsi que de cotisations annuelles dans le cas des puits et des batteries inactifs.

Réglementation sur les changements climatiques

Réglementation fédérale

La réglementation sur les changements climatiques aux niveaux fédéral et provincial pourrait avoir une incidence importante sur le cadre réglementaire du secteur pétrolier et gazier au Canada. Cette réglementation, qui est examinée brièvement ci-dessous, impose certains coûts et risques au secteur.

Le gouvernement du Canada est un signataire de la *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques* (la « **CCNUCC** ») et un participant à l'*Accord de Copenhague* (un accord non contraignant conclu dans le cadre de la CCNUCC qui représente un large consensus politique et renforce les engagements quant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« **GES** »)). Le 29 janvier 2010, le Canada a inscrit dans le cadre de l'*Accord de Copenhague* sa cible globale de réduction des émissions de GES de 17 % d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2005. Cette cible est comparable à celle des États-Unis. Dans un rapport daté d'octobre 2013, le gouvernement fédéral a indiqué que cette cible représente un défi considérable dans un contexte de forte croissance économique (l'économie du Canada devrait être environ 31 % plus importante en 2020 qu'en 2005).

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a publié le plan « *Prendre le virage : Un plan d'action pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique* » (le « **plan d'action** »), qui prévoit la réglementation encadrant les GES et la pollution atmosphérique. Le 10 mars 2008, il a publié une mise à jour du plan d'action, intitulée « *Prendre le virage : Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de GES* » (le « **plan d'action révisé** »). Le plan d'action révisé présente des cibles d'intensité des émissions qui s'appliquent aux secteurs réglementés en fonction de chaque installation, à l'échelle du secteur ou en fonction de chaque entreprise. Même si les projets de règlements visant à mettre en œuvre le plan d'action révisé devaient être exécutoires le 1^{er} janvier 2010, les seuls règlements mis en œuvre visent les secteurs du transport et de l'électricité. Le gouvernement fédéral indique qu'il adopte une approche de réglementation de la réduction des émissions de GES secteur par secteur et qu'il travaille actuellement à l'élaboration d'une réglementation pour les autres secteurs. Des représentants du gouvernement canadien ont indiqué récemment que les propositions énoncées dans le plan d'action révisé seraient modifiées afin de s'assurer que celui-ci soit conforme à la démarche qu'adopteront les États-Unis en matière de réglementation des émissions de GES. En juin 2012, le deuxième plan d'action dans le cadre du dialogue États-Unis-Canada sur l'énergie propre a été rendu public. Le plan d'action renouvelle les efforts pour renforcer la collaboration bilatérale quant au développement de technologies d'énergie propre visant à réduire les émissions de GES.

Le 12 décembre 2015, la CCNUCC a adopté l'Accord de Paris dont le Canada est un participant. L'Accord de Paris dispose que tous les pays doivent travailler ensemble à contenir l'élévation de la température de la planète résultant des émissions de GES à moins de 2° Celsius et à poursuivre l'action menée pour limiter l'élévation des températures à moins de 1,5° Celsius, au moyen de contributions déterminées au niveau national successives. Les détails techniques n'ont pas encore été rendus publics, mais le gouvernement du Canada devrait annoncer ses recommandations pour un cadre de lutte aux changements climatiques en octobre 2016, qui élèvera sensiblement les cibles de réduction des émissions de GES du Canada.

Alberta

Dans le cadre de ses initiatives de réduction des émissions de GES, l'Alberta a adopté une législation régissant les émissions de GES intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* (la « **CCEMA** ») le 4 décembre 2003, laquelle a été modifiée par la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act*, qui a reçu la sanction royale le 4 novembre 2008. Son règlement d'application comprend le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (le « **SGER** »), qui impose des limites d'émissions de GES et le règlement intitulé *Specified Gas Reporting Regulation*, qui impose des obligations de déclaration des émissions de GES. L'Alberta est le premier territoire en Amérique du Nord à adopter des règlements obligeant les grandes installations de différents secteurs à réduire leurs émissions de GES. Le SGER s'applique aux installations qui ont émis plus de 100 000 tonnes de GES en 2003 ou dans quelque année ultérieure (les « **émetteurs réglementés** ») et exige des réductions de l'intensité des émissions de GES (p. ex., la quantité d'émissions de GES par unité de production) par rapport à des intensités d'émission de référence établies conformément au SGER.

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a renouvelé le SGER pour une période de deux ans avec d'importantes modifications, alors que le nouveau comité consultatif sur le climat (*Climate Advisory Panel*) a mené un examen exhaustif des politiques en matière de changements climatiques de la province. En 2015, les émetteurs réglementés sont tenus de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la quatrième année d'exploitation commerciale, de 4 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la cinquième année, de 6 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la sixième année, de 8 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la septième année, de 10 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la huitième année et de 12 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la neuvième année ou des années ultérieures. Ces cibles de réduction augmenteront, de sorte que les émetteurs réglementés dans leur neuvième année ou dans les années ultérieures d'exploitation commerciale doivent réduire l'intensité de leurs émissions par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence de 15 % en 2016 et de 20 % en 2017.

Les émetteurs réglementés peuvent atteindre leurs cibles d'intensité des émissions de plusieurs manières, notamment : 1) en produisant leurs produits avec moins d'intrants de carbone, 2) en achetant des crédits de compensation des émissions auprès d'émetteurs non réglementés (provenant d'activités qui donnent lieu à des réductions d'émissions conformément aux protocoles établis), 3) en achetant des crédits de résultats d'émissions auprès d'émetteurs réglementés qui ont gagné des crédits par la réduction de leurs émissions en dessous du seuil de 100 000 tonnes, 4) en apportant des ajustements de cogénération et 5) en cotisant au Fonds de gestion des émissions et des changements climatiques (*Climate Change and Emissions Management Fund*, le « **fonds** »). Les contributions au fonds sont faites au taux de 15 \$ la tonne d'émissions de GES, passant à 20 \$ la tonne d'émissions de GES en 2016 et à 30 \$ la tonne d'émissions de GES en 2017. Les produits du fonds sont affectés à l'essai et à la mise en œuvre de nouvelles technologies d'écologisation de la production d'énergie.

Le 22 novembre 2015, après la publication du rapport du Climate Advisory Panel intitulé *Climate Leadership*, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son plan de leadership en matière de climat (*Climate Leadership Plan*) qui propose l'imposition d'un impôt sur les émissions de carbone à tous les émetteurs. Un prélèvement généralisé à l'ensemble de l'économie de 30 \$ la tonne d'émissions de GES sera progressivement instauré, à partir de janvier 2017 à 20 \$ la tonne, passant à 30 \$ la tonne en janvier 2018. Une méthode propre à l'exploitation des sables bitumineux a été proposée en remplacement du prélèvement de 30 \$ la tonne d'émissions de GES afin de réduire davantage les émissions et de promouvoir la compétitivité du carbone, plutôt que de récompenser les niveaux d'intensité antérieurs. Une limite de 100 mégatonnes par année d'émissions de GES a été proposée pour les activités d'exploitation des sables bitumineux, qui émettent actuellement environ 70 mégatonnes par année. Ce plafond dispense les nouvelles installations modernisées et de cogénération qui ont une limite distincte de 10 mégatonnes. Le

SGER existant sera remplacé pour les grandes installations industrielles par le Carbon Competitiveness Regulation (« **CCR** »), secteur qui bénéficiera d'allocations d'émissions de carbone fondées sur le débit particulières pour en assurer la compétitivité.

L'Alberta est aussi le premier territoire en Amérique du Nord à affecter directement des fonds dédiés au déploiement de technologies de captage et de stockage du carbone dans tous les secteurs industriels. L'Alberta s'est engagée à investir 1,24 milliard de dollars sur 15 ans pour financer deux projets de capture et de stockage du carbone à grande échelle dont la commercialisation de la technologie commencera à une échelle propre à en assurer la réussite. Le 2 décembre 2010, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée *Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010*. Celle-ci considère l'espace interstitiel situé en dessous de tous les terrains en Alberta comme étant, et comme ayant toujours été, la propriété de la Couronne et prévoit la prise en charge du passif à long terme pour les projets de capture du carbone par la Couronne, sous réserve du respect de certaines conditions.

Saskatchewan

Le 11 mai 2009, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé la loi intitulée *The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act* (la « **MRGGA** ») visant à réglementer les émissions de GES dans la province. La MRGGA a reçu la sanction royale le 20 mai 2010 et entrera en vigueur au moment où elle sera promulguée. La MRGGA établit un cadre pour atteindre l'objectif provincial de réduction des émissions de GES de 20 % par rapport aux niveaux de 2006 d'ici 2020. La MRGGA et son règlement d'application n'ont pas encore été promulgués, mais les versions préliminaires indiquent que le gouvernement de la Saskatchewan permettra l'utilisation de crédits d'investissement certifiés au préalable, de crédits pour des mesures d'action précoce et de crédits d'émission, similaires aux mesures en matière de changements climatiques qui ont été adoptées par le gouvernement fédéral. On ne sait pas encore si le mécanisme mis en œuvre aux termes de la MRGGA sera fondé sur l'intensité des émissions ou sur le plafonnement absolu des émissions.

Manitoba

En 2010, le gouvernement du Manitoba a entrepris des consultations publiques relativement à la mise en œuvre d'un système de plafonnement et d'échange des droits d'émission afin de réduire les émissions de GES. L'adoption de la *Loi sur les changements climatiques et la réduction des émissions de gaz à effet de serre* (Manitoba) fixe des objectifs de réduction des émissions, en date du 31 décembre 2012, à un taux inférieur de 6 % à celui des émissions de 1990 et décrit les engagements du gouvernement du Manitoba pour mettre en œuvre diverses initiatives afin de réduire les émissions de GES. Le 3 décembre 2015, le gouvernement du Manitoba a annoncé le plan d'action sur les changements climatiques et l'énergie verte du Manitoba (*Manitoba's Climate Change and Green Energy Action Plan*) qui vise à lutter contre les changements climatiques et à créer des emplois verts. Un élément de ce plan consiste à réduire d'ici 2030 les émissions de GES d'un tiers par rapport aux émissions de 2005, notamment en mettant sur pied un programme de plafonnement et d'échange des droits d'émission pour les grands émetteurs. Après cette annonce, le gouvernement du Manitoba a annoncé le 7 décembre 2015 la signature d'un protocole d'entente avec l'Ontario et le Québec en vue d'officialiser leur intention de lier leurs systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission respectifs. Toutefois, aucune loi n'a été adoptée pour mettre en œuvre les initiatives indiquées dans le plan d'action sur les changements climatiques et l'énergie verte du Manitoba ou dans le protocole d'entente.

FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans des actions ordinaires de la société comporte différents risques, notamment les risques inhérents à l'industrie dans laquelle la société exerce son activité. Si l'un de ces risques devait se produire, la production, les produits tirés des activités ordinaires et la situation financière de la société pourraient en souffrir lourdement, et il pourrait en résulter une baisse des dividendes sur les actions ordinaires ou du cours des actions ordinaires. Ainsi, le cours des actions ordinaires de la société pourrait baisser, et vous pourriez perdre la totalité ou une partie de votre placement. Les dividendes en espèces aux actionnaires ne sont pas assurés ni garantis.

Avant de décider d'investir ou non dans des actions ordinaires, les investisseurs devraient examiner attentivement les risques décrits ci-après. Si l'un de ces risques décrits ci-après devait se matérialiser, l'entreprise, la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société pourraient en souffrir lourdement. D'autres risques et

incertitudes dont la société n'a actuellement pas connaissance ou qu'elle estime actuellement négligeables peuvent aussi avoir un effet défavorable et important sur son entreprise, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation.

L'information donnée ci-après renferme des « énoncés prospectifs », qui sont formulés expressément sous réserve de l'information sous la rubrique de la présente notice annuelle intitulée *Remarques spéciales concernant les énoncés prospectifs*.

Prix, marchés et commercialisation

De nombreux facteurs indépendants de notre volonté ont et continueront d'avoir une incidence sur la qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel que nous acquérons ou découvrons. Notre capacité à commercialiser notre pétrole et notre gaz naturel pourrait dépendre de notre aptitude à acquérir des volumes dans les pipelines qui acheminent le gaz naturel jusqu'aux marchés commerciaux ou des contrats de livraison du pétrole brut par train. Notre capacité de livraison pourrait également être assujettie à des incertitudes en raison de la distance séparant nos réserves des pipelines, des lignes ferroviaires et des installations de traitement et de stockage, de problèmes opérationnels touchant les pipelines, les lignes ferroviaires 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 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 notre volonté. Ces facteurs incluent la conjoncture économique aux États-Unis, au Canada, en Europe, en Chine et dans les marchés émergents, les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), la réglementation gouvernementale, l'instabilité politique au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et dans d'autres régions, l'offre et la demande 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. Les prix du pétrole et du gaz naturel dépendent également de la disponibilité de marchés étrangers et de notre capacité d'accéder à ces marchés. Les prix du pétrole devraient demeurer volatils et pourraient baisser dans un proche avenir en raison de l'offre mondiale excédentaire due, notamment, à l'accroissement de la production de pétrole de schiste aux États-Unis, à la baisse de la demande mondiale de pétrole brut exporté et aux récentes décisions de l'OPEP relativement à la production de pétrole brut de ses membres. Une baisse importante des prix pourrait entraîner une diminution de nos produits des activités ordinaires de production nets. L'intérêt économique d'exploiter certains puits pourrait changer en raison d'une baisse des prix, ce qui pourrait se traduire par une réduction de notre production de pétrole ou de gaz naturel ou du volume et de la valeur de nos réserves. Nous pourrions également choisir de ne pas exploiter certains puits à la suite d'une baisse des prix.

Tous ces facteurs pourraient entraîner une baisse importante de nos produits des activités ordinaires de production nets prévus, de même qu'une diminution de nos activités d'acquisition, de développement et d'exploration liées au pétrole et au gaz naturel. Toute baisse importante et soutenue des prix du pétrole et du gaz naturel aurait un effet défavorable sur la valeur comptable de nos réserves, notre capacité d'emprunt, nos produits des activités ordinaires, notre rentabilité et nos flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Les prix du pétrole ont reculé considérablement au deuxième semestre de 2014 et en 2015. 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, les sanctions imposées à certains pays producteurs de pétrole par d'autres pays 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'acquisitions et de développement et d'exploitation.

Si les prix des marchandises, et plus particulièrement les prix du pétrole, devaient rester faibles ou volatils pendant une longue période, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité à atteindre nos objectifs, à poursuivre nos activités ou à respecter toutes nos obligations financières et entraîner le report ou

l'annulation de programmes de forage, de développement ou de construction actuels ou futurs, la réduction ou l'élimination des dividendes sur nos actions ordinaires, la non-utilisation de capacité de transport à long terme à l'égard de laquelle des engagements ont été conclus et une réduction de la valeur et du volume des réserves de la société. Nous évaluons la valeur comptable de nos actifs conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La baisse des prix prévisionnels du pétrole brut ou du gaz naturel pourrait entraîner une révision à la baisse de la valeur comptable de nos actifs et avoir une incidence défavorable sur notre résultat net.

Risques associés aux prix prévisionnels

Nos réserves au 31 décembre 2015 sont estimées au moyen de prix prévisionnels, comme il est indiqué sous la rubrique *Relevé des données relatives aux réserves – Prix et coûts prévisionnels*. Ces prix sont sensiblement plus élevés que les prix actuels du pétrole et du gaz naturel. Si les prix du pétrole et du gaz naturel demeurent aux niveaux actuels, nos réserves pourraient être considérablement réduites, puisque les limites de rentabilité des réserves mises en valeur seront atteintes plus rapidement et que l'exploitation de réserves non mises en valeur pourrait devenir non rentable. Même si l'exploitation de certaines réserves demeure rentable malgré des prix plus bas, si les prix demeurent faibles pendant une longue période, nous pourrions être obligés de réévaluer nos plans de développement et de réduire ou annuler divers projets à la limite de la rentabilité.

Installations de collecte et de traitement et réseaux pipeliniers et ferroviaires

Nous livrons nos produits au moyen d'installations de collecte et de traitement et de réseaux de pipelines, dont certains ne nous appartiennent pas. La quantité de pétrole et de gaz naturel que nous pouvons produire et vendre est tributaire de l'accessibilité à ces installations de collecte et de traitement et réseaux pipeliniers et ferroviaires et de leur disponibilité, proximité et capacité. Un manque de disponibilité de la capacité de l'une de ces installations de collecte et de traitement ou de l'un de ces réseaux pipeliniers et ferroviaires, notamment des installations de traitement, pourrait nous empêcher de réaliser le plein potentiel économique de notre production ou entraîner une réduction du prix offert pour notre production. L'absence d'une capacité ferme nuit toujours au secteur pétrolier et gazier et limite la capacité de produire du pétrole et du gaz naturel et d'en commercialiser la production. En outre, le contingentement de la capacité des réseaux pipeliniers interprovinciaux continue de nuire aux possibilités d'exportation du pétrole et du gaz naturel. Des fermetures ou des réductions de capacité imprévues de pipelines pour des travaux d'entretien ou d'intégrité ou en raison de mesures prises par des autorités de réglementation pourraient aussi nuire à notre production, à nos activités et à nos résultats financiers. De plus, les producteurs se tournent de plus en plus vers le chemin de fer comme moyen de transport de rechange. Au cours des dernières années, le volume de pétrole brut expédié par train en Amérique du Nord a énormément augmenté. Tout changement important dans les facteurs liés au marché ou d'autres conditions ayant une incidence sur ces réseaux et installations, et tout retard dans la construction de nouveaux réseaux et de nouvelles installations, pourraient nuire à notre entreprise et, par conséquent, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie. Le gouvernement fédéral a indiqué qu'il avait l'intention de revoir le processus d'approbation des grands projets de l'Office national de l'énergie, ce qui pourrait prolonger le délai d'approbation des demandes de projets actuelles et futures.

Après les accidents dramatiques à Lac-Mégantic (Québec) et dans le Dakota du Nord, le Bureau de la sécurité des transports du Canada et le *National Transportation Board* des États-Unis ont recommandé une plus grande réglementation pour les wagons-citernes transportant du pétrole brut. En juin 2015, par suite de ces recommandations, le gouvernement du Canada a adopté la *Loi sur la sécurité et l'imputabilité en matière ferroviaire* qui relève les obligations d'assurance pour le transport ferroviaire de pétrole brut, impose une contribution associée au transport ferroviaire de pétrole brut de 1,65 \$ par tonne visant le dédommagement des victimes et la dépollution environnementale en cas d'accident ferroviaire. En plus de cette législation, on a instauré par règlement la nouvelle norme TC-117 pour tous les wagons-citernes pour le transport de liquides inflammables qui officialise l'engagement de mise à niveau et, à terme, de retrait progressif des wagons-citernes DOT-111 de transport de pétrole brut. Cette réglementation plus rigoureuse du transport par train pourrait nuire à la capacité des lignes ferroviaires d'atténuer les problèmes de capacité des réseaux pipeliniers et entraîner des frais supplémentaires pour le transport du pétrole brut par train.

Une partie de notre production peut, le cas échéant, être transformée dans des installations appartenant à des tiers et sur lesquelles nous n'avons aucun contrôle. Ces installations peuvent cesser ou diminuer leurs activités soit dans le cadre d'entretiens prévus, soit par suite d'événements imprévus. Une interruption ou diminution des activités

pourrait avoir un effet défavorable important sur notre capacité de transformation de notre production et de livraison de cette production en vue de sa vente.

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. Notre succès commercial à long terme dépend de notre 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, nos réserves existantes et la production provenant de celles-ci s'amenuiseront au fur et à mesure de l'exploitation de ces réserves. L'augmentation future de nos réserves dépendra de notre capacité à explorer et à développer nos terrains existants ainsi que de notre capacité à choisir et à acquérir des terrains productifs ou prometteurs convenables. Rien ne garantit que nous pourrions continuer à repérer des terrains convenant à une acquisition ou à une prise de participation. En outre, notre équipe de direction pourrait déterminer que la conjoncture du marché, les modalités d'acquisition, la participation ou le prix rendent l'acquisition ou la participation éventuelle non rentable. En outre, rien ne garantit que nous découvrirons ou que nous acquerrons d'autres quantités commerciales de pétrole et de gaz naturel.

L'exploration future liée au pétrole et au gaz naturel pourrait ne pas être rentable en raison du forage de puits secs de même que de puits productifs dont la production est insuffisante pour générer un bénéfice après déduction des coûts, notamment des coûts de forage et de complétion (y compris de fracturation hydraulique) et des coûts opérationnels. La complétion d'un puits ne garantit pas de rendement du capital investi ni le recouvrement des coûts de forage et de complétion et des coûts opérationnels.

Les dangers liés au forage, les dommages causés à l'environnement et diverses conditions d'exploitation des champs pourraient fortement alourdir les coûts opérationnels et 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 en raison de conditions météorologiques extrêmes, l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres conditions géologiques ou mécaniques. Bien que la surveillance étroite et l'entretien efficace des puits peuvent contribuer à maximiser la production au fil du temps, 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 des activités ordinaires et les flux de trésorerie.

Les activités d'exploration, de développement et de production du pétrole et du 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, de déversements et d'autres risques environnementaux. Ces risques et ces dangers inhérents peuvent entraîner des blessures ou des dommages importants aux puits, aux installations de production, à d'autres biens et à l'environnement. Plus particulièrement, dans certaines zones, nous pouvons faire la prospection de gaz naturel acide et en produire. Une fuite accidentelle de gaz naturel acide pourrait causer des blessures, des décès et des dommages matériels et nécessiter l'évacuation de secteurs à forte densité de population, ce qui pourrait engager notre responsabilité.

Les activités de production du pétrole et du 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 nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Conformément aux pratiques du secteur, nous ne sommes pas pleinement assurés contre tous les risques, qui ne sont d'ailleurs pas tous assurables. Nous souscrivons une assurance responsabilité d'un montant que nous jugeons conforme aux pratiques du secteur, mais notre responsabilité à l'égard de certains risques pourrait être supérieure aux limites des polices ou ne pas être couverte. Dans l'une ou l'autre des éventualités, nous pourrions engager des coûts importants.

Faiblesse du secteur du pétrole et du gaz

Les récents événements et récentes conditions de marché, notamment l'offre excédentaire mondiale de pétrole et de gaz, les dernières mesures prises par l'OPEP, le ralentissement de la croissance de la Chine et d'autres économies émergentes, la volatilité et les perturbations du marché en Asie et les niveaux de la dette souveraine de différents pays, ont provoqué la forte baisse et volatilité des prix des marchandises. Ces événements et conditions ont entraîné une nette baisse de la valeur des sociétés pétrolières et gazières et une perte de confiance dans l'industrie pétrolière et gazière. Ces difficultés ont été exacerbées au Canada par le récent changement de gouvernement au niveau fédéral et, dans le cas de l'Alberta, au niveau provincial, et l'incertitude en résultant quant aux modifications de la réglementation, de la fiscalité et des régimes de redevances que peuvent mettre en œuvre ces nouveaux gouvernements. L'incapacité d'obtenir les approbations nécessaires pour construire des pipelines et d'autres installations en vue de donner à l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien un meilleur accès aux marchés a aussi ajouté à l'incertitude et à la perte de confiance dans l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien. La faiblesse des prix des marchandises peut également avoir une incidence sur le volume et la valeur des réserves de la société, particulièrement au fur et à mesure que certaines réserves deviennent non rentables. De plus, la faiblesse des prix des marchandises a restreint et devrait continuer de restreindre les flux de trésorerie de la société et par le fait même son budget d'immobilisations. La société pourrait donc ne pas être en mesure de remplacer sa production avec des réserves additionnelles et sa production et ses réserves pourraient diminuer d'une année à l'autre. Toute diminution de la valeur des réserves de la société pourrait réduire la limite d'emprunt de la société aux termes de sa facilité de crédit ce qui, selon le niveau d'endettement de la société, pourrait l'obliger à rembourser une partie de sa dette. Compte tenu des conditions de marché actuelles et la perte de confiance dans l'industrie pétrolière et gazière canadienne, la société pourrait éprouver de la difficulté à réunir des fonds supplémentaires, notamment à des conditions favorables et n'ayant pas un effet de dilution important. Rien ne garantit qu'un financement par action ou titre sera disponible et, le cas échéant, qui le sera à des modalités satisfaisantes.

Risques liés aux projets

Dans le cadre de nos activités, nous gérons divers projets de petite et de grande envergure. Des retards dans la réalisation de projets pourraient retarder la rentrée des produits des activités ordinaires prévus de l'exploitation. Des dépassements de coûts importants pourraient rendre des projets non rentables. Notre capacité d'exécuter des projets et de commercialiser le pétrole et le gaz naturel dépend de nombreux facteurs indépendants de notre volonté, notamment les suivants :

- la disponibilité de la capacité de traitement;
- la disponibilité et la proximité de pipelines;
- la disponibilité de la capacité de stockage;
- la disponibilité de sources d'approvisionnement en eau nécessaires pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique, et la capacité d'acquérir de telles sources d'approvisionnement, ou notre capacité d'éliminer l'eau utilisée ou retirée des couches rocheuses à un coût raisonnable et conformément à la réglementation environnementale applicable;
- l'incidence de conditions météorologiques défavorables;
- la disponibilité de matériel de forage et de matériel connexe;
- les augmentations de coûts imprévues;
- les accidents;
- les fluctuations des taux de change;
- les modifications de la réglementation;
- la disponibilité et la productivité d'une main-d'œuvre compétente;
- la réglementation du secteur du pétrole et du gaz naturel par divers paliers de gouvernement et organismes gouvernementaux.

En raison de ces facteurs, nous pourrions être incapables d'exécuter des projets, ou de les exécuter dans les délais ou selon le budget prévus, ou de commercialiser le pétrole et le gaz naturel que nous produisons.

Couverture

Nous pouvons conclure à l'occasion des conventions en vue de recevoir des prix fixes pour notre production de pétrole et de gaz naturel afin de compenser le risque de pertes de produits des activités ordinaires en cas de baisse des prix des marchandises. Toutefois, dans la mesure où nous exerçons des activités de gestion du risque de prix pour nous protéger contre une baisse des prix des marchandises, nous pouvons également perdre la possibilité de bénéficier pleinement de l'augmentation des prix au-delà du niveau des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de prix. En outre, nos accords de couverture peuvent nous exposer au risque de pertes financières dans certains cas, notamment les suivants :

- une production inférieure aux volumes couverts ou des prix considérablement inférieurs aux prévisions;
- un différentiel de prix grandissant entre les points de livraison de la production et le point de livraison prévu dans l'accord de couverture;
- un manquement des contreparties à leurs obligations aux termes des accords de couverture ou d'autres contrats de gestion du risque de prix;
- une incidence importante d'un événement soudain et imprévu sur les prix du pétrole et du gaz naturel.

Nous pouvons également conclure à l'occasion des conventions en vue de fixer le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour compenser le risque de perte de produits des activités ordinaires en cas d'augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. Toutefois, si la valeur du dollar canadien baisse par rapport au dollar américain, nous ne bénéficierons pas des fluctuations du taux de change.

Cours des actions ordinaires

Le cours des titres d'émetteurs du secteur du pétrole et du gaz naturel est sujet à une grande volatilité qui, souvent, est attribuable à des facteurs ayant ou non des liens avec la performance financière ou les perspectives de ces émetteurs. Par exemple, la réalité macroéconomique nationale, nord-américaine ou mondiale, le prix des marchandises au niveau national et au niveau mondial ou la manière dont est perçu le marché du pétrole et du gaz naturel sont des facteurs qui n'ont pas de lien avec notre performance. De la même manière, le cours de nos actions ordinaires pourrait subir des fluctuations marquées en raison de la variation de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de notre liquidité et d'autres facteurs internes. On ne peut donc pas prévoir avec exactitude le cours auquel nos actions ordinaires seront négociées.

Réglementation

Les activités pétrolières et gazières (notamment, l'exploration, le développement, la mise en valeur, la production, la tarification, la commercialisation et le transport) font l'objet d'abondants contrôles et règlements émanant des différents paliers de gouvernement. Les gouvernements peuvent adopter des règlements ou prendre des mesures visant les activités d'exploration et de production, les prix, les taxes et impôts, les redevances et l'exportation de pétrole et de gaz naturel. La conjoncture économique ou politique peut dicter des modifications de ces contrôles et règlements. Voir *Situation de l'industrie*. La mise en œuvre de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants visant l'industrie pétrolière et gazière pourrait entraîner une baisse de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et une hausse de nos frais, autant de facteurs susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. Dans le cadre de nos activités pétrolières et gazières, nous devons obtenir des permis, des licences, des enregistrements, des approbations et des autorisations réglementaires auprès de différents organismes gouvernementaux. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir l'ensemble des permis, des licences, des enregistrements, des approbations et des autorisations dont nous pouvons avoir besoin pour exercer les activités que nous pouvons envisager d'entreprendre. En plus des exigences réglementaires visant la production, la commercialisation et la vente de pétrole et de gaz naturel décrites ci-dessus, la législation fédérale visant, notamment, l'investissement étranger, par voie d'une législation comme la *Loi sur la concurrence* (Canada) et la *Loi sur l'investissement Canada* (Canada) pourrait avoir une incidence sur notre entreprise et notre situation financière.

Besoins en capital considérables

Nous prévoyons effectuer des dépenses en immobilisations considérables en vue de l'acquisition, de l'exploration, du développement et de la mise en production de réserves de pétrole et de gaz naturel. Étant donné que nous financerons nos futures dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'emprunts et d'éventuelles ventes de titres de capitaux propres, notre capacité de le faire dépendra, entre autres choses, des facteurs suivants :

- l'état général des marchés financiers;
- notre note de crédit (le cas échéant);
- les prix des marchandises;
- les taux d'intérêt;
- les taux de redevances;
- la charge fiscale résultant de la législation fiscale actuelle et future;
- l'intérêt des investisseurs à l'égard du secteur énergétique et plus particulièrement à l'égard de nos titres.

En outre, si nos produits des activités ordinaires ou nos réserves diminuent, nous pourrions être dans l'incapacité d'obtenir les capitaux nécessaires à l'exécution ou à l'achèvement de nos programmes de forage futurs. Les conditions actuelles dans l'industrie pétrolière et gazière nuisent à la capacité des sociétés pétrolières et gazières d'avoir accès à du financement additionnel. Rien ne garantit que le financement par emprunt ou par capitaux propres ou les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles seront suffisants pour satisfaire ces besoins ou pour servir à d'autres fins, ni que les modalités d'un financement par emprunt ou par capitaux propres nous seraient acceptables. Nous pourrions être tenus d'obtenir un financement par capitaux propres additionnel selon des modalités entraînant un effet dilutif important pour les actionnaires existants. Notre incapacité à réunir suffisamment de capitaux pour financer nos activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Arrangements relatifs à la facilité de crédit

La facilité de crédit et le montant qui y est autorisé dépend de la limite d'emprunt déterminée par nos prêteurs. La facilité de crédit contient des clauses restrictives qui limitent, notamment, notre capacité de contracter une dette supplémentaire, de fusionner, d'aliéner des éléments d'actif ou de payer des dividendes dans certaines circonstances. En outre, la facilité de crédit renferme certains ratios financiers qui peuvent avoir à l'occasion une incidence sur nos frais de service de la dette. Si nous ne respectons pas ces clauses restrictives, notre accès au capital pourrait être restreint et nous pourrions être tenus de rembourser notre dette. Des événements indépendants de notre volonté pourraient entraîner un manquement de notre part à ces engagements. Un manquement aux engagements pourrait entraîner une augmentation des frais de service de la dette ou constituer un défaut aux termes de notre facilité de crédit, auquel cas nous pourrions être tenus de rembourser les sommes dues aux termes de celle-ci. L'avancement de l'échéance de notre dette aux termes d'une convention pourrait permettre l'avancement de l'échéance de la dette aux termes d'autres conventions qui contiennent des clauses de défaillance croisée ou de déchéance du terme croisée.

Rien ne garantit que l'échéance de la facilité de crédit sera reportée à notre demande aux montants demandés ou à des conditions que nous jugeons acceptables.

Nos prêteurs utilisent nos réserves, les prix des marchandises, le taux d'actualisation applicable et d'autres facteurs pour déterminer périodiquement notre limite d'emprunt. Les prix des marchandises demeurent faibles et ont chuté de façon importante depuis 2014. La question de savoir si les prix des marchandises augmenteront et le moment où ils augmenteront demeure incertaine. La faiblesse des prix des marchandises pourrait réduire notre limite d'emprunt et, par conséquent, les fonds à notre disposition aux termes de notre facilité de crédit, ce qui pourrait nous obliger à rembourser une partie ou la totalité de notre dette.

Si nos prêteurs exigent le remboursement de tout ou partie des montants impayés aux termes de la facilité de crédit pour quelque motif, notamment la violation d'un engagement ou la réduction d'une limite d'emprunt, rien ne garantit que nous serons en mesure de faire ce remboursement. Même si nous étions capables d'obtenir un nouveau financement afin d'effectuer le remboursement requis aux termes de la facilité de crédit, ce financement peut ne pas

être à des conditions raisonnables sur le plan commercial ou à des conditions qui nous conviendront. Si nous sommes incapables de rembourser les sommes exigibles aux termes de la facilité de crédit, les prêteurs aux termes de la facilité de crédit pourraient saisir les biens qui leur ont été donnés en garantie ou réaliser autrement la garantie.

Besoin de financement supplémentaire

Les flux de trésorerie tirés de nos réserves pourraient ne pas être suffisants pour financer en tout temps nos activités courantes et, à l'occasion, nous pourrions avoir besoin de financement supplémentaire afin de mener nos activités d'acquisition, d'exploration et de développement de pétrole et de gaz naturel. L'incapacité de notre part d'obtenir ce financement supplémentaire en temps opportun pourrait nous faire abandonner notre participation dans certains terrains, rater certaines occasions d'acquisition et réduire nos activités ou y mettre fin. En raison des conditions actuelles de l'industrie pétrolière et gazière et/ou de l'instabilité économique mondiale, nous pourrions à l'occasion avoir un accès restreint aux capitaux et subir une hausse des coûts d'emprunt. Les conditions actuelles de l'industrie pétrolière et gazière ont nui à la capacité des sociétés pétrolières et gazières d'avoir accès à du financement supplémentaire.

Les produits tirés de nos réserves ont subi et pourraient continuer à subir les contrecoups du fléchissement continu des prix du pétrole et du gaz naturel, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre capacité d'engager les capitaux nécessaires au remplacement de nos réserves ou au maintien de notre production. Dans le cas où les sources externes de financement seraient limitées, indisponibles ou disponibles à des conditions onéreuses, notre capacité d'investir dans les immobilisations et d'entretenir les actifs existants pourrait être réduite, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. En outre, le développement futur de nos terrains pétroliers pourrait nécessiter du financement supplémentaire, et rien ne garantit que ce financement supplémentaire sera disponible ou qu'il le sera selon des modalités acceptables. Par ailleurs, tout financement disponible peut entraîner un effet de dilution important pour les actionnaires existants. Notre incapacité à obtenir le financement nécessaire pour nos dépenses en immobilisations prévues pourrait retarder le développement ou la mise en production de nos terrains.

Estimation des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel ainsi que des flux de trésorerie futurs qu'on prévoit en tirer. Les renseignements sur les réserves et les flux de trésorerie connexes figurant dans le présent document 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 estimatives 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 ;
- les possibilités de commercialisation du pétrole et du gaz naturel;
- les taux de redevances;
- les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux, ainsi que les coûts opérationnels futurs (lesquelles 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 des activités ordinaires nets futurs que l'on prévoit en tirer. Notre production, le cas échéant, nos produits des activités ordinaires, nos taxes et impôts et nos frais de développement et nos coûts opérationnels réels qui sont liés à nos réserves différeront des estimations, et les écarts peuvent être importants.

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 coefficients de récupération et les zones de drainage ont été estimés d'après l'expérience et des comparaisons avec des gisements en exploitation similaires. 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 de production donnera lieu à des écarts par rapport aux réserves estimatives. Ces écarts pourraient être importants.

Conformément à la législation en valeurs mobilières applicable, l'évaluateur de réserves indépendant dont nous avons retenu les services a utilisé des prix et coûts prévisionnels pour estimer les réserves et les flux de trésorerie nets futurs dont il est question dans les présentes. 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 et les flux de trésorerie réels tirés de nos réserves de pétrole et de gaz naturel différeront des estimations contenues dans l'évaluation des réserves, et les écarts pourraient être importants. L'évaluation des réserves est fondée en partie sur l'hypothèse que les activités que nous entendons mener ultérieurement seront fructueuses. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés seront inférieurs aux estimations utilisées dans l'évaluation des réserves si ces activités sont moins fructueuses que ne le suppose l'évaluation des réserves. L'évaluation des réserves est valide à une date précise et, sauf indication contraire, elle n'a pas été mise à jour, de sorte qu'elle ne reflète pas les variations de nos réserves depuis cette date.

Gestion de la croissance

Nous pourrions être exposés à des risques liés à la croissance, y compris des contraintes en matière de capacité et la surcharge de nos systèmes et contrôles internes. Pour gérer efficacement notre croissance, nous devons continuer de mettre en œuvre et d'améliorer nos systèmes opérationnels et financiers ainsi que d'accroître nos effectifs, de les former et de les gérer. Notre incapacité à gérer notre croissance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Dividendes

Le montant des dividendes en espèces que nous verserons à l'avenir, le cas échéant, sera à l'appréciation de notre conseil d'administration et peut varier en fonction de divers facteurs et de diverses conditions existant au moment pertinent, y compris les fluctuations des prix des marchandises, les niveaux de production, les besoins en immobilisations, les exigences du service de la dette, les coûts opérationnels, le fardeau des redevances, les cours du change et le respect des critères de liquidité et de solvabilité imposés par la législation sur les sociétés applicable pour la déclaration et le versement de dividendes. Selon ces facteurs et divers autres facteurs, dont plusieurs sont indépendants de notre volonté, nous pourrions de temps à autre modifier notre politique en matière de dividendes et, par conséquent, les dividendes futurs pourraient être réduits ou entièrement suspendus.

Le cours des actions ordinaires peut se détériorer en cas de réduction ou de suspension des dividendes. De plus, le traitement futur des dividendes à des fins fiscales dépendra de la nature et de la composition des dividendes que nous versons et d'éventuelles modifications pouvant être apportées à la législation et à la réglementation. Des réductions des dividendes peuvent avoir lieu en période de plus faibles flux de trésorerie provenant de l'exploitation, en raison d'une réduction des prix des marchandises et de notre décision, le cas échéant, de financer les immobilisations avec les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Si les sources de capital externes, y compris l'émission d'actions ordinaires supplémentaires, deviennent limitées ou inexistantes, notre capacité à effectuer les investissements en capital nécessaires au maintien ou à l'expansion des réserves pétrolières et gazières ou à un investissement dans des biens, selon le cas, sera compromise. Si nous sommes tenus d'affecter des flux de trésorerie provenant de l'exploitation au financement d'immobilisations ou d'acquisitions de terrains, les fonds pouvant être affectés au versement de dividendes pourraient s'en trouver réduits.

Dépendance envers le personnel clé

Notre réussite dépend dans une large mesure de certains employés clés. La perte de ces employés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. Nous ne souscrivons actuellement aucune assurance collaborateurs. L'apport de l'équipe de direction actuelle à nos activités à court et à moyen termes sera vraisemblablement d'une importance cruciale. En outre, dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, le personnel qualifié est très convoité, et rien ne garantit que nous serons en mesure de continuer de recruter et de maintenir en poste le personnel nécessaire au développement et à l'exploitation de notre entreprise. Les investisseurs doivent s'en remettre aux compétences, à l'expertise, au jugement, au discernement, à l'intégrité et à la bonne foi des membres de notre direction.

Dépendance opérationnelle

D'autres sociétés exploitent certains des actifs dans lesquels nous détenons une participation. Notre possibilité d'influencer l'exploitation de ces actifs ou les coûts s'y rapportant est limitée, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre performance financière. Le rendement des actifs exploités par d'autres parties est tributaire d'un certain nombre de facteurs qui peuvent être indépendants de notre volonté, notamment le montant des dépenses en immobilisations et le moment où ces dépenses sont engagées, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation d'autres participants, le choix de la technologie et les pratiques de gestion du risque.

De plus, en raison de la faiblesse et de la volatilité actuelles des prix des marchandises, bon nombre de sociétés, notamment des sociétés qui exploitent certains des biens dans lesquels nous détenons une participation, peuvent éprouver des difficultés financières qui pourraient nuire à leur capacité de financer et d'engager des dépenses en immobilisations, d'exercer leurs activités d'une manière sécuritaire et efficace et de respecter les exigences réglementaires quant aux obligations d'abandon et de remise en état. Si des sociétés qui exploitent certains des biens dans lesquels nous détenons une participation ne respectent pas les exigences réglementaires quant aux obligations d'abandon et de remise en état, nous pourrions être tenus d'exécuter ces obligations et d'obtenir réparation auprès de ces sociétés. Si l'une de ces sociétés devait faire faillite, devenir insolvable ou faire une proposition ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité, ces biens pourraient être fermés et nous pourrions être assujettis à d'autres responsabilités à l'égard de ces biens et éprouver de la difficulté à percevoir des produits auprès de ces exploitants, autant de facteurs qui pourraient avoir un effet défavorable important sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Régimes de redevances

Rien ne garantit que l'adoption éventuelle d'un nouveau régime de redevances par le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces de l'Ouest ou la modification éventuelle d'un régime de redevances existant par ces paliers de gouvernement n'auront pas d'incidence sur les paramètres économiques de nos projets. Une augmentation des redevances pourrait entraîner une baisse de notre bénéfice et une diminution de la rentabilité de notre exploitation et de nos investissements en capital futurs. Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a adopté un nouveau régime de redevances qui prendra effet le 1^{er} janvier 2017. Les détails et la version définitive de ce nouveau régime doivent être rendus publics d'ici le 21 avril 2016. Voir la rubrique « *Situation dans le secteur – Redevances et mesures incitatives* ».

Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique consiste à injecter de l'eau, du sable et de petites quantités d'additifs sous haute pression dans les formations rocheuses afin de stimuler la production de pétrole et de gaz naturel. Plus particulièrement, la fracturation hydraulique permet de produire des quantités commerciales de pétrole et de gaz naturel à partir de réservoirs auparavant non productifs. De nouvelles exigences législatives, réglementaires ou en matière de permis visant la fracturation hydraulique pourraient entraîner des retards opérationnels, une augmentation des coûts opérationnels ou la présentation de réclamations de tiers ou de gouvernements, et pourraient augmenter nos coûts de conformité et les coûts que nous engageons pour mener nos activités, ainsi que retarder le développement des ressources de pétrole et de gaz naturel de formations de schiste, qui ne peuvent être exploitées commercialement sans le recours à la fracturation hydraulique. Les restrictions visant la fracturation hydraulique pourraient également réduire la quantité de pétrole et de gaz naturel que nous pouvons ultimement produire de nos réserves.

Environnement

Toutes les phases de l'activité pétrolière et gazière comportent des risques et des dangers environnementaux et sont régies par une réglementation environnementale prévue dans une abondante législation et réglementation fédérales, provinciales et locales. La législation environnementale limite ou interdit, entre autres choses, le déversement, le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre des activités du secteur pétrolier et gazier. Elle prévoit en outre les obligations en matière de manutention et d'entreposage des déchets de champs pétroliers, de protection de l'habitat et d'exploitation, d'entretien, d'abandon et de remise en état acceptables des emplacements de puits et d'installations.

L'observation de la législation environnementale peut être extrêmement onéreuse et une violation de la législation environnementale applicable peut entraîner de lourdes amendes ou sanctions dans certains cas. Les normes et l'application de la législation environnementale devraient éventuellement, selon toute vraisemblance, se durcir, notamment quant aux amendes et à la responsabilité, d'où une possible augmentation des immobilisations et des charges d'exploitation. Le rejet de pétrole, de gaz naturel et d'autres contaminants dans l'air, le sol ou l'eau peut entraîner des responsabilités envers les gouvernements et des tiers, de même que des frais de remise en état des lieux. Même si nous croyons que nous respectons à tous égards importants la réglementation environnementale actuellement en vigueur, rien ne garantit qu'à l'avenir la législation environnementale ne limitera pas la production ou n'augmentera pas sensiblement les frais des activités de production, de développement et d'exploration ou n'aura par ailleurs pas un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Gestion du passif

L'Alberta et la Saskatchewan ont élaboré des programmes de gestion du passif destinés à empêcher que les contribuables aient à payer les frais associés à l'interruption, à l'abandon, à la restauration et à la remise en état de puits, d'installations et de pipelines en cas de liquidation d'un titulaire de licence ou de permis. Ces programmes comportent en général une évaluation du ratio de l'actif réputé du titulaire de permis ou de licence par rapport à son passif réputé. Si le passif réputé du titulaire de permis ou de licence dépasse son actif réputé, un dépôt de garantie est alors exigé. Des variations du ratio de l'actif réputé de la société par rapport à son passif réputé ou des changements aux exigences des programmes de gestion du passif peuvent donner lieu à des augmentations sensibles du dépôt de garantie obligatoire. Le système de gestion du passif peut en outre nous empêcher ou nuire à notre capacité d'acquérir ou d'aliéner des éléments d'actif, le vendeur et l'acheteur de biens pétroliers et gaziers devant tous deux être en règle aux fins des programmes de gestion du passif (tant avant qu'après le transfert des actifs) pour que l'organisme de réglementation compétent autorise le transfert de ces actifs. Voir la rubrique « *Situation dans le secteur – Programmes de notation de la gestion du passif* ».

Émission de titres d'emprunt

Nous pouvons à l'occasion conclure des opérations en vue d'acquérir des actifs ou des actions d'autres sociétés. Ces opérations pourraient être financées en totalité ou en partie au moyen de titres d'emprunt, ce qui pourrait avoir pour effet de porter notre degré d'endettement au-delà des normes du secteur applicables aux sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Selon nos programmes d'exploration et de développement futurs, nous pourrions avoir besoin de financement par emprunt supplémentaire qu'il pourrait nous être impossible d'obtenir, ou du moins, d'obtenir selon des modalités avantageuses. Ni nos statuts ni notre règlement intérieur ne limitent le montant de la dette que nous pouvons contracter. Toutefois, notre degré d'endettement pourrait compromettre notre capacité à obtenir en temps opportun le financement supplémentaire dont nous pourrions avoir besoin afin de tirer parti des occasions d'affaires qui pourraient se présenter.

Titres de propriété des actifs

Les titres de propriété peuvent être examinés avant l'acquisition de terrains productifs de pétrole et de gaz naturel ou le forage de puits, mais cet examen ne peut ni garantir ni attester l'absence de vice imprévu dans la chaîne de titres. Par conséquent, notre participation réelle dans des terrains peut différer de ce qui est indiqué dans nos dossiers. En cas de vice de titre, nous pourrions perdre la totalité ou une partie des terrains sur lesquels porte notre titre, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats

d'exploitation et nos perspectives. Les titres de propriété visant les terrains pétrolifères et gazéifères que nous contrôlons peuvent être valablement contestés ou faire l'objet de modifications législatives, et une contestation ou l'adoption de modifications législatives pourrait nuire aux activités que nous exerçons sur ces terrains et entraîner une diminution des produits des activités ordinaires que nous recevons.

Expiration de licences et de concessions

Nous détenons nos terrains aux termes de licences et de concessions ainsi que d'intérêts économiques directs dans des licences et des concessions. Si nous-mêmes ou le titulaire de la licence ou de la concession n'en respectons pas les exigences, la licence ou la concession pourrait être résiliée ou expirer. Rien ne garantit que les obligations nécessaires au maintien d'une licence ou d'une concession seront remplies. La résiliation ou l'expiration de nos licences ou de nos concessions ou de nos intérêts économiques directs dans une licence ou une concession pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Impôts sur le revenu

Nous déposons toutes les déclarations d'impôt prescrites et nous croyons respecter entièrement les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de toute autre législation fiscale provinciale applicable. Ces déclarations sont toutefois susceptibles de faire l'objet d'une nouvelle cotisation de la part des administrations fiscales compétentes. Toute nouvelle cotisation dont nous pourrions faire l'objet, notamment par suite d'une reclassification de certaines dépenses d'exploration et de développement, pourrait avoir un effet sur les impôts courants et les impôts futurs que nous devons ou devrons payer.

Les dispositions des lois en matière d'impôt visant le secteur du pétrole et du gaz naturel, notamment celles qui concernent l'imposition du secteur des ressources ou le traitement fiscal des dividendes dans ce secteur, pourraient dans l'avenir être modifiées ou interprétées d'une manière qui nous soit défavorable. En outre, les administrations fiscales ayant compétence à notre égard pourraient ne pas accepter la façon dont nous calculons notre revenu pour les besoins de l'impôt ou pourraient modifier les pratiques administratives à notre détriment.

Incapacité de réaliser les avantages attendus des acquisitions et des aliénations

Dans le cours normal des activités, nous examinons la possibilité d'acquérir et d'aliéner des entreprises et des actifs. La réalisation des avantages pouvant être tirés d'acquisitions dépend du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités et des procédures de manière diligente et efficace ainsi que de notre capacité à tirer parti des occasions de croissance et des synergies attendues du regroupement des entreprises et des activités acquises avec les nôtres. L'intégration d'entreprises acquises peut nécessiter un important investissement en temps et en ressources de la part de la direction, qui détourne ainsi son attention d'autres occasions stratégiques et d'autres questions opérationnelles. La direction évalue sans cesse la valeur et l'apport des services fournis et les actifs requis pour fournir ces services. Nous pouvons procéder périodiquement à l'aliénation d'actifs non essentiels afin de mieux orienter nos efforts et d'utiliser plus efficacement nos ressources. Selon la conjoncture du marché, l'aliénation de certains de nos actifs non essentiels pourrait rapporter moins que la valeur comptable qui leur est attribuée dans nos états financiers.

Concurrence

Le secteur du pétrole est concurrentiel à tous les niveaux. Nous sommes en concurrence avec de nombreuses autres entités dans la recherche et l'acquisition de terrains pétroliers et gaziers et dans la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Nos concurrents sont notamment des sociétés de pétrole et de gaz naturel qui possèdent des ressources financières, des installations et des effectifs beaucoup plus importants que les nôtres. Notre capacité à accroître nos réserves dans l'avenir dépendra non seulement de notre aptitude à explorer et à développer nos terrains actuels, mais également de notre capacité à choisir et à acquérir d'autres terrains productifs ou prometteurs adéquats pour le forage d'exploration. Les facteurs concurrentiels relatifs à la distribution et à la commercialisation du pétrole et du gaz naturel sont notamment les prix et les méthodes de livraison et de stockage ainsi que la fiabilité de la livraison et du stockage.

Fluctuations des cours du change et des taux d'intérêt

Les prix du pétrole et du gaz naturel à l'échelle mondiale sont libellés en dollars américains. Par conséquent, le cours du 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 sensible du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence défavorable sur nos revenus de production. Les cours du change futurs entre le dollar canadien et le dollar américain pourraient avoir une incidence sur la valeur future de nos réserves qui a été établie par des évaluateurs indépendants.

Lorsque nous réalisons des opérations de gestion du risque de change, nous nous exposons au risque de défaillance des contreparties à ces opérations.

Par ailleurs, une augmentation des taux d'intérêt pourrait entraîner une importante augmentation des coûts du service de notre dette et, par le fait même, une diminution des sommes disponibles pour financer nos activités d'exploration et de développement et, le cas échéant, de l'encaisse disponible aux fins des dividendes, et avoir un effet négatif sur le cours des actions ordinaires.

Litiges

Dans le cours normal de nos activités, nous pouvons 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 désignés comme parties à de telles instances ou en faire l'objet. Nous ne saurions prédire 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 nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Assurance

En raison de nos activités d'exploration et de développement de terrains de pétrole et de gaz naturel, nous pourrions être notamment tenus responsables de la pollution, d'éruptions, de fuites de gaz naturel acide, de dommages matériels ou de blessures. Nous souscrivons une assurance conforme aux normes du secteur à l'égard de certains 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 nous pourrions 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 nous disposons. La survenance d'un sinistre important contre lequel nous ne sommes pas entièrement assurés ou l'insolvabilité de l'assureur couvrant ce sinistre pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Manquement à l'obligation de confidentialité

Dans le cadre de nos pourparlers concernant d'éventuelles relations d'affaires ou d'autres opérations avec des tiers, nous pouvons communiquer des renseignements confidentiels sur notre entreprise, nos activités ou nos affaires. Bien que des ententes de confidentialité soient conclues avec ces tiers avant la communication de renseignements confidentiels, un manquement de leur part à l'obligation de confidentialité pourrait nous faire courir un risque par rapport à la concurrence et pourrait nuire de façon importante à notre entreprise. Nous ne pouvons pas évaluer, à l'heure actuelle, les dommages que pourrait subir notre entreprise par suite d'un manquement à l'obligation de confidentialité, mais ces dommages pourraient être importants et non indemnissables en dommages-intérêts. Rien ne garantit que, en cas de manquement à l'obligation de confidentialité, nous pourrions obtenir d'un tribunal compétent un redressement équitable, comme une injonction, ou obtenir un tel redressement en temps opportun, afin d'empêcher ou d'atténuer tout dommage que pourrait subir notre entreprise par suite d'un manquement à l'obligation de confidentialité.

Caractère saisonnier

Les phénomènes météorologiques saisonniers influent sur le niveau d'activité de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Étant donné que le temps pluvieux et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable, les municipalités et ministères des transports provinciaux imposent des restrictions routières qui limitent le transport d'appareils de forage et d'autres équipements lourds et réduisent en conséquence les niveaux d'activité. Certains champs pétroliers et gaziers exploités se trouvent aussi dans des régions marécageuses et qui ne sont donc accessibles que pendant les mois d'hiver. Des facteurs saisonniers et des phénomènes météorologiques imprévus peuvent forcer une réduction de l'activité d'exploration et de production et entraîner une baisse correspondante de la demande pour nos produits et services.

Risque de crédit de tiers

Nous pouvons être exposés au risque de crédit de tiers découlant des ententes contractuelles conclues avec nos coentrepreneurs actuels ou futurs, les négociants de notre 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 nous pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. 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 à notre programme d'immobilisations continu, ce qui pourrait retarder la réalisation du programme et ses résultats jusqu'à ce que nous trouvions un autre partenaire convenable. Si un de ces tiers devait faire faillite, devenir insolvable ou faire une proposition ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité, nous pourrions être incapables de recouvrer la totalité ou une partie des sommes que nous doivent ces parties, autant de facteurs qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers et d'exploitation.

Conflits d'intérêts

Certains de nos administrateurs ou de nos dirigeants peuvent également être administrateurs ou dirigeants d'autres sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel et ainsi se retrouver, en certaines circonstances, en situation de conflit d'intérêts. Les conflits d'intérêts éventuels seront assujettis à la procédure prévue par l'ABCA, et seront régis par cette procédure, qui exige que l'administrateur ou le dirigeant d'une société qui est partie à un contrat important ou à un contrat important projeté avec la société, ou est administrateur ou dirigeant d'une personne partie à un contrat important ou à un contrat important projeté avec la société, 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. Voir la rubrique *Administrateurs et membres de la haute direction – Conflits d'intérêts*.

Disponibilité du matériel de forage et accès

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 (généralement loués de tiers) dans les régions où ces activités doivent s'exercer. La demande à l'égard de ce matériel, dont la quantité est limitée, ou les restrictions à l'accès pourraient avoir une incidence sur sa disponibilité de ce matériel pour la société et pourraient retarder les activités d'exploration et de développement.

Coût des nouvelles technologies

Le secteur du pétrole se caractérise par des avancées technologiques rapides et importantes et par le lancement de nouveaux produits et services faisant appel à de nouvelles technologies. D'autres sociétés peuvent disposer de ressources financières, techniques et humaines plus importantes qui leur permettent de profiter d'avantages technologiques et qui, dans l'avenir, pourraient leur permettre de mettre en œuvre de nouvelles technologies avant nous. Rien ne garantit que nous pourrions répondre à ces pressions de la concurrence et mettre en œuvre ces technologies au moment opportun ou à des coûts acceptables. L'une ou plusieurs des technologies que nous utilisons actuellement ou que nous utiliserons ultérieurement peuvent devenir obsolètes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Notre incapacité à

utiliser la technologie la plus évoluée qui est accessible sur le marché pourrait aussi avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

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 en termes d'économie de carburant et d'appareils de production d'énergie pourraient réduire la demande de pétrole, de gaz naturel et d'autres hydrocarbures liquides. Nous ne saurions 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 nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Changements climatiques

Étant donné que nos installations d'exploration et de production et certaines de nos autres installations émettent des gaz à effet de serre, nous pourrions devoir nous conformer à la législation fédérale et provinciale sur les émissions de GES. Les politiques sur les changements climatiques évoluent aux niveaux régional, national et international, et les conjonctures politique et économique peuvent avoir une incidence importante sur la portée des mesures prises en fin de compte pour lutter contre les changements climatiques et sur le moment où ces mesures sont prises. En tant que signataire de la *Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques* (la « CCNUCC ») et participant à l'*Accord de Copenhague* (convention non contraignante créée par la CCNUCC), le gouvernement du Canada a annoncé le 29 janvier 2010 qu'il tentera d'ici 2020 de réduire les émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005. Toutefois, ces cibles de réduction des émissions de GES ne sont pas contraignantes. Il se pourrait que certaines de nos installations importantes soient un jour assujetties à des règlements régionaux, provinciaux et/ou fédéraux en matière de changements climatiques visant la gestion des émissions de GES. Le CCNUCC ayant adopté le 12 décembre l'Accord de Paris, auquel le Canada est partie, le gouvernement du Canada devrait annoncer ses recommandations pour un plan encore plus ambitieux lié à ses cibles de réduction des émissions de GES d'ici octobre 2016. Les coûts directs ou indirects associés au respect de ces règlements pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. De plus, les préoccupations concernant les changements climatiques ont poussé un certain nombre d'activistes environnementaux et membres du public à s'opposer à l'exploitation et au développement continus 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 nous, sur notre exploitation et sur notre situation financière. Voir la rubrique « *Situation dans le secteur – Réglementation sur les changements climatiques* ».

Dilution

Nous pouvons faire dans l'avenir des acquisitions ou conclure des financements ou d'autres opérations comportant l'émission d'actions ordinaires, ce qui pourrait avoir un effet de dilution.

Risques géopolitiques

Les événements politiques qui surviennent à l'échelle mondiale et perturbent l'offre de pétrole influent continuellement sur la qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel que nous acquérons ou que nous découvrons. Les conflits ou, à l'inverse, les développements pacifiques qui se produisent à l'extérieur du Canada ont une incidence importante sur le prix du pétrole et du gaz naturel. Un événement particulier pourrait entraîner une baisse importante des prix ainsi qu'une diminution de nos produits des activités ordinaires nets.

En outre, nos terrains, nos puits et nos installations de pétrole et de gaz naturel pourraient être la cible d'une attaque terroriste. Une telle attaque pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. Nous ne souscrivons pas d'assurance pour nous protéger contre le risque de terrorisme.

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 notre connaissance, aucune revendication n'a été faite à l'égard de nos terrains et de nos actifs. Toutefois, si les auteurs d'une revendication devaient avoir gain de cause, cette revendication pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

Nouvelles activités

Les activités et l'expertise de notre direction sont actuellement concentrées sur la production, l'exploration et le développement pétrolier et gazier dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Dans l'avenir, nous pourrions acquérir ou exercer de nouvelles activités liées au secteur ou exercer des activités dans de nouvelles zones géographiques, ou acquérir différents actifs liés au secteur énergétique, ce qui pourrait nous faire courir des risques imprévus ou accroître considérablement notre exposition à un ou à plusieurs facteurs de risques existants, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos conditions d'exploitation et notre situation financière futures.

Possibilité d'inexactitude de l'information prospective

Les actionnaires et investisseurs éventuels ne doivent pas s'en remettre sans réserve à l'information prospective. Par nature, 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 l'information prospective et les résultats réels ou qui pourraient contribuer à la possibilité que les prédictions, les prévisions ou les projections comportent des inexactitudes importantes.

On trouvera de l'information supplémentaire sur les risques, les hypothèses et les incertitudes à la rubrique « *Remarques spéciales concernant les énoncés prospectifs* » de la présente notice annuelle.

POURSUITES

Il n'existe aucune poursuite visant des réclamations en dommages à laquelle la société est ou a été partie ou qui met ou a mis en cause ses biens pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2015 et dont le montant demandé représente plus de 10 % de l'actif courant de la société, et la société n'a pas connaissance qu'une telle poursuite soit envisagée.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2015, i) aucune amende ni sanction n'a été infligée à la société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation, ii) aucune autre amende ni sanction n'a été infligée à la société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante pour un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement, et iii) aucun règlement amiable n'a été conclu par la société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation.

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

Sauf comme il est divulgué ci-dessus ou ailleurs, le cas échéant, dans la présente notice annuelle, aucun des administrateurs, des dirigeants ou des actionnaires principaux de la société, ni aucune personne avec laquelle ils ont respectivement des liens ou appartenant à leurs groupes respectifs, n'ont ni n'ont eu un intérêt important dans quelque opération ou opération projetée qui a ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle ait une incidence importante sur la société ou quelque membre de son groupe.

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

L'auditeur de la société est KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est l'auditeur de la société depuis le 24 janvier 2011.

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la société pour les actions ordinaires est Société de fiducie de Computershare du Canada à ses bureaux principaux de Calgary (Alberta) et de Toronto (Ontario).

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des affaires, les seuls contrats importants que la société a conclus au cours de son dernier exercice terminé, ou avant le dernier exercice mais qui sont toujours importants et en vigueur, sont la convention de crédit de la société relative à sa facilité de crédit et la convention de la société avec l'OIRPC, qui peuvent être téléchargées du site Internet de SEDAR sous le profil SEDAR de la société à l'adresse www.sedar.com.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Il n'existe aucune personne physique ou morale dont la profession ou l'activité confère autorité à ses déclarations et qui est désignée comme ayant rédigé ou certifié ou attesté un rapport, une évaluation, une déclaration ou un avis qui est décrit, inclus ou mentionné dans un document que nous avons déposé en vertu du Règlement 51-102 au cours du dernier exercice terminé de la société ou relativement à cet exercice, à l'exception de Sproule, l'évaluateur technique indépendant de la société et de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur indépendant de la société.

Nous avons eu recours aux services d'audit externes de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est l'auditeur de la société et a indiqué qu'il était indépendant par rapport à la société au sens des règles pertinentes et de leur interprétation prescrites par les ordres professionnels au Canada ou la législation ou la réglementation applicables.

Les estimations de réserves de Sproule sont incluses dans la présente notice annuelle. Aucun spécialiste désigné de Sproule n'a de droits inscrits ou de droits de propriété véritable, directs ou indirects, sur les titres ou d'autres biens de la société ou sur ceux de personnes avec lesquelles la société a des liens ou qui appartiennent à son groupe, ni n'avait de tels droits au moment où il a rédigé le rapport, l'évaluation, la déclaration ou l'avis en question ou par la suite, ni ne doit recevoir de tels droits.

Pendant la période visée par les états des résultats portant sur les actifs visés par l'acquisition importante de 2015 à l'égard desquels KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a fait un rapport et qui sont inclus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise portant sur l'acquisition importante de 2015, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. était l'auditeur du vendeur dans le cadre de l'acquisition importante de 2015 et a confirmé qu'il était indépendant par rapport au vendeur dans le cadre de l'acquisition importante de 2015 au sens des règles de conduite professionnelle (*Rules of Professional Conduct*) de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

Les estimations des réserves de Sproule et McDaniel à l'égard des actifs visés par l'acquisition importante de 2015 sont incluses dans la déclaration d'acquisition d'entreprise portant sur l'acquisition importante de 2015. Aucun spécialiste désigné de Sproule ou de McDaniel n'avait de droits inscrits ou de droits de propriété véritable, directs ou indirects, sur les titres ou autres biens du vendeur dans le cadre de l'acquisition importante de 2015 au moment où il a rédigé le rapport, l'évaluation, la déclaration ou l'avis en question.

En outre, aucune des personnes physiques ou morales dont il est question ci-dessus ni aucun administrateur, dirigeant ou employé de l'une ou l'autre de ces personnes n'est ni ne doit être élu, nommé ou employé à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de la société, d'une personne ayant des liens avec la société ou appartenant à son groupe, à l'exception de M. John Brussa, l'un des administrateurs de la société, qui est associé du cabinet d'avocats Burnet, Duckworth & Palmer LLP qui fournit des services juridiques à la société.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

On peut obtenir des renseignements complémentaires concernant la société sur le site Internet de SEDAR sous le profil SEDAR de la société à l'adresse www.sedar.com et sur le site Internet de la société à l'adresse www.torcoil.com. On trouvera des renseignements complémentaires, notamment la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction, les prêts qui leur ont été consentis, le nom des principaux porteurs des titres de la société et les titres émis et autorisés à des fins d'émission dans le cadre des plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres de la société dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société pour son assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires qui aura lieu le 11 mai 2016. On trouvera des renseignements financiers supplémentaires dans les états financiers de la société et le rapport de gestion s'y rapportant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015.

ANNEXE A CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT

TORC OIL & GAS LTD.

Rôle du comité d'audit

Le comité d'audit est un comité du conseil d'administration (le « **conseil** ») de TORC Oil & Gas Ltd. (la « **société** ») auquel le conseil a délégué sa responsabilité fiduciaire de surveillance des principaux risques financiers de la société, notamment une anomalie significative dans les états financiers ou dans l'information financière et l'inobservation de la réglementation connexe.

Le comité d'audit (le « **comité** ») exerce ses responsabilités en collaboration avec la direction, l'auditeur externe et des conseillers externes pour le compte du conseil. Après chaque réunion du comité, le président du comité fait rapport au conseil.

Composition du comité

Le président et les membres du comité sont nommés par le conseil et doivent posséder des compétences financières et être indépendants par rapport à la société.

Le comité d'audit se compose d'au moins trois administrateurs indépendants.

Un administrateur nommé par le conseil au comité d'audit est membre du comité d'audit jusqu'à son remplacement par le conseil ou sa démission.

Un administrateur est indépendant s'il n'a pas de relation importante, directe ou indirecte, avec la société. Une relation importante s'entend d'une relation dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de l'administrateur. Aux fins d'établir si un administrateur est indépendant ou non de la direction, le conseil se reporte au *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* ou à la législation, aux règles, aux politiques et aux instruments alors en vigueur des autorités de réglementation compétentes.

Un administrateur possède des compétences financières s'il a la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société.

Président

Le conseil nomme le président du comité (le « **président** »). Le rôle du président est d'assurer la direction du comité, de gérer et de coordonner les réunions et les activités du comité et d'encadrer l'exécution des fonctions et responsabilités du comité.

Si le président du comité n'est pas présent à une réunion, une majorité des membres du comité présents à cette réunion choisissent parmi eux un président pour cette réunion.

Pouvoirs du comité

Le comité a plein accès au personnel et aux livres et registres de la société. Le comité a le pouvoir de retenir au besoin les services de conseillers externes pour s'acquitter de ses responsabilités et a le pouvoir de fixer leur rémunération et d'en autoriser le paiement.

Réunions du comité d'audit

Le comité exerce ses fonctions dans le cadre de réunions régulières à dates fixes ou de réunions extraordinaires que le conseil, des dirigeants de la société ou l'auditeur externe peuvent demander. Le président du comité fixe la date, l'heure et l'endroit des réunions régulières du comité d'audit, soit en général au même moment que la publication des états financiers trimestriels, des rapports de gestion et des communiqués de presse de nature financière.

Avis et conduite des réunions

Un avis de convocation à chaque réunion du comité d'audit est remis à chaque membre du comité d'audit. L'auditeur reçoit un avis de chaque réunion du comité d'audit à laquelle des états financiers de la société doivent être examinés et des autres réunions que le président détermine, et a le droit d'assister à chacune de ces réunions du comité d'audit.

L'avis de convocation à une réunion du comité d'audit doit :

- être fait par écrit;
- indiquer de manière raisonnablement détaillée la nature des points à l'ordre du jour de la réunion;
- autant que possible, s'accompagner d'exemplaires de la documentation devant être examinée à la réunion; et
- être donné au moins deux jours ouvrables avant la date fixée pour la réunion ou dans un délai plus court que les membres du comité d'audit peuvent permettre.

Une majorité des membres du comité d'audit constitue un quorum pour les délibérations à une réunion du comité d'audit. Toutefois, le comité d'audit doit avoir pour pratique d'exiger l'examen et, au besoin, l'approbation de certaines questions importantes par tous les membres du comité d'audit.

Les membres du comité d'audit peuvent participer à une réunion du comité d'audit par quelque moyen de communication, notamment téléphonique ou électronique, permettant à toutes les personnes qui y participent de communiquer entre eux. Le membre qui participe ainsi à une réunion est réputé être présent à la réunion.

En l'absence du président du comité d'audit, les membres présents du comité d'audit choisissent parmi eux un président de la réunion. Les membres présents du comité d'audit choisissent aussi parmi eux le secrétaire de la réunion.

Le président du conseil, la haute direction de la société et d'autres parties peuvent assister aux réunions du comité d'audit; toutefois, le comité d'audit i) se réunit avec l'auditeur externe sans que des membres de la direction ne soient présents, au besoin, à la seule appréciation du comité, mais dans tous les cas, au moins trimestriellement; et ii) peut se réunir séparément de la direction.

Des procès-verbaux sont établis pour toutes les réunions du comité d'audit et signés par le président et le secrétaire de la réunion.

Responsabilités du comité d'audit

Responsabilités des membres du comité

Connaissance de l'entreprise, des finances et des obligations réglementaires

Les membres du comité doivent avoir et entretenir une connaissance suffisante des activités de la société et des changements concernant les activités, notamment les principaux risques et systèmes et les principales aptitudes des membres clés du personnel qui participent aux processus de divulgation et d'information financière, pour s'acquitter raisonnablement de leurs fonctions.

Indépendance

Les membres du comité d'audit sont tenus de préserver leur indépendance par rapport aux affaires de la société et de divulguer quelque situation qui entre en conflit d'intérêts réel ou apparent avec le rôle de membre du comité.

Responsabilités du comité

Le comité d'audit, dans l'exercice de ses pouvoirs, notamment discrétionnaires, dont il est investi, doit se conformer à la réglementation ou aux restrictions que peuvent de temps à autre établir ou imposer le conseil ou la législation, les politiques ou la réglementation régissant la société et son activité.

Surveillance de la direction

Le comité d'audit est investi de la responsabilité de veiller, pour le compte du conseil, à ce que la direction :

- décèle les principaux risques financiers et réglementaires et principaux risques de fraude; et
- élabore et met en œuvre des systèmes de contrôles internes adéquats pour atténuer ces risques.

Examen des états financiers et de l'information financière de la société

Le comité d'audit est investi de la responsabilité d'examiner de façon éclairée les états financiers et l'information financière de la société et, s'il est jugé approprié, de recommander les états financiers à l'approbation du conseil. Ce processus devrait aussi comprendre, notamment l'examen :

- des changements concernant les conventions comptables;
- des estimations importantes de la direction;
- des opérations importantes ou extraordinaires;
- des contrats importants.

Examen et approbation des questions importantes

Le comité d'audit est investi de la responsabilité d'examiner les politiques et questions importantes susceptibles d'influer sensiblement sur les états financiers et l'information financière y compris, notamment :

Conventions comptables

Le comité d'audit examine le caractère adéquat des conventions comptables de la société et approuve les conventions importantes.

Gestion du risque

Le comité d'audit examine les politiques et procédures en matière de gestion du risque de la société (c.-à-d. le risque associé aux opérations de couverture, aux litiges, à l'assurance, à la commercialisation et au crédit des contreparties), notamment l'examen annuel des garanties d'assurance, et fait des recommandations appropriées au conseil à cet égard.

Limitations de pouvoirs

Le comité d'audit examine régulièrement le mode de délégation et les limitations de pouvoirs que la direction a instaurés à l'échelle de la société.

Litiges

Le comité d'audit examine l'évolution des litiges en cours à chacune de ses réunions régulières.

Modification des principes comptables

Le comité d'audit prévoit des mises à jour périodiques sur les modifications des principes comptables, la réglementation et les nouvelles questions que la société peut juger pertinentes.

Responsabilités de l'audit externe

Le comité d'audit est investi de la responsabilité de surveiller le travail de l'auditeur externe, notamment la résolution des désaccords entre la direction et l'auditeur externe concernant l'information financière. L'auditeur externe relève directement du comité d'audit.

Nomination de l'auditeur externe

Le comité d'audit :

- recommande au conseil la nomination de l'auditeur externe;
- examine le rendement de l'auditeur externe et fait des recommandations au conseil quant au remplacement ou à la destitution de l'auditeur externe lorsque les circonstances le justifient;
- surveille l'indépendance de l'auditeur externe, notamment en lui enjoignant de remettre régulièrement au comité d'audit une déclaration écrite officielle délimitant toutes les relations entre l'auditeur externe et la société et ses filiales;
- recommande au conseil les conditions du mandat de l'auditeur externe, notamment la rémunération de l'auditeur externe et une confirmation selon laquelle l'auditeur externe relève directement du comité; et
- lorsque l'auditeur externe doit être remplacé, examine les questions relatives au remplacement et l'information qui doit être incluse dans l'avis de ce remplacement prescrit par les autorités en valeurs mobilières.

Examen du plan d'audit annuel

Le comité d'audit examine le plan d'audit annuel avec l'auditeur externe; en surveille la progression; et, une fois l'audit terminé, examine les rapports de l'auditeur externe sur les états financiers de la société et de ses filiales. L'examen devrait porter sur l'étendue, l'approche, l'expérience de l'équipe d'audit et ses honoraires.

Services non liés à l'audit

Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe doit rendre à la société ou à ses filiales. Le comité d'audit peut déléguer à un ou à plusieurs de ses membres le pouvoir d'approuver au préalable les services non liés à l'audit, étant entendu que le délégataire doit en faire rapport au comité d'audit à la prochaine réunion à date fixe et que l'approbation au préalable et le délégataire doivent respecter les autres procédures que le comité d'audit peut établir, le cas échéant.

Réunions séparément de la direction

Le comité d'audit se réunit avec l'auditeur externe séparément de la direction à chaque réunion régulière pour recevoir ses appréciations quant aux limites de la portée de l'audit, à la collaboration de la direction et aux questions relatives à la compétence financière.

Recommandations au conseil

Le comité d'audit est investi de la responsabilité d'examiner les états financiers, l'information financière et les autres politiques financières importantes et de faire des recommandations au conseil. Les recommandations permanentes comprennent :

- la nomination de l'auditeur externe;
- l'approbation des états financiers, du rapport de gestion et des autres documents d'information;

- les politiques importantes.

Système de plainte (politique de dénonciation)

Le comité d’audit établit et maintient des procédures visant :

- la réception, la conservation et le traitement des plaintes que la société reçoit concernant des questions en matière d’éthique et des pratiques commerciales; et
- l’envoi confidentiel, sous le couvert de l’anonymat, de préoccupations d’employés touchant des points discutables en matière d’éthique et de pratiques commerciales.

ANNEXE B

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 TORC Oil & Gas 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 des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2015, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « **manuel COGE** »), tenu à jour par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de l'évaluation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet	Emplacement des réserves (pays)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant les charges d'impôts (taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérifiées (M\$)	Évaluées (M\$)	Examinées (M\$)	Total (M\$)
Sproule	31 décembre 2015	Canada	Néant	1 522 715	Néant	1 522 715

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, 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 notre rapport intitulé « *Evaluation of the P&NG Reserves of TORC Oil & Gas Ltd. (As of December 31, 2015)* » dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à sa date d'établissement.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :
Sproule Associates Limited
Calgary (Alberta)
Le 3 mars 2016

(signé) « *Paul B. Jung* »

Paul B. Jung, ing.
Superviseur, ingénieur et associé

(signé) « *Robert R. Warholm* »

Robert R. Warholm., ing.
Gestionnaire, Qualité et assurance et associé

(signé) « *Rodney E. Fradette* »

Rodney E. Fradette, ing.
Ingénieur pétrolier principal et associé

(signé) « *Reza M. Saedi* »

Reza M. Saedi, ing.
Ingénieur pétrolier principal

(signé) « *Tanja Hale* »

Tanja Hale, ing.
Ingénieure pétrolière principale et associée

(signé) « *James E. Menrava* »

James E. Menrava, R.E.T.
Technologue pétrolier principal et associé

(signé) « *Ian K. Kirkland* »

Ian K. Kirkland, géol.
Géologue pétrolier principal et associé

(signé) « *Alec Kovaltchouk* »

Alec Kovaltchouk, géol.
Vice-président, Sciences de la terre et associé

(signé) « *Nora T. Stewart* »

Nora T. Stewart, ing.
Première vice-présidente, Attestation des réserves et
administratrice

ANNEXE C

ANNEXE 51-101A3

**RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ**

**RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION**

La direction de TORC Oil & Gas Ltd. (« **TORC** ») 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 et examiné les données relatives aux réserves de TORC. Son rapport est présenté à l'annexe B à la notice annuelle de TORC pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015.

Le comité des réserves (le « **comité des réserves** ») du conseil d'administration de TORC (le « **conseil d'administration** ») :

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

Le comité des réserves a examiné les procédures suivies par TORC 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 de réserves, a approuvé :

- a) le contenu de l'annexe 51-101A1, relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, intégrée dans la notice annuelle, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'annexe 51-101A2, soit le rapport sur les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses de Sproule; et
- 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) « Brett Herman »

Brett Herman
Président et chef de la direction

(signé) « Mike Wihak »

Mike Wihak
Vice-président, Production

(signé) « Dale Shwed »

Dale Shwed
Administrateur et président du comité des réserves

(signé) « David Johnson »

David Johnson
Administrateur

Le 3 mars 2016