

NOTICE ANNUELLE

LE 8 FÉVRIER 2021

■■■■■■■■■■

MARGES ÉLEVÉES
ZÉRO CAPITAL

PRAIRIESKY
ROYALTY LTD

TSX | PSK

TABLE DES MATIÈRES

MISES EN GARDE	3
GLOSSAIRE.....	8
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	12
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	13
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	13
ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ	15
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	19
EMPRUNTS	35
SITUATION DU SECTEUR.....	36
FACTEURS DE RISQUE.....	61
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	92
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	93
DIVIDENDES.....	93
ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS.....	95
COMITÉ D'AUDIT.....	99
CONFLITS D'INTÉRÊTS	99
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	100
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	100
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	100
CONTRATS IMPORTANTS.....	100
INTÉRÊTS DES EXPERTS	100
DONNÉES FINANCIÈRES ET AUTRES RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	101

ANNEXE A *Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur de réserves qualifié
indépendant*

ANNEXE B *Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le
pétrole et le gaz*

ANNEXE C *Mandat du comité d'audit*

Mises en garde

MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION ET LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle renferme de l'information et des énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Ces énoncés prospectifs, qui ont trait à des événements futurs ou au rendement futur, sont fournis afin de permettre aux lecteurs de mieux comprendre les activités, l'entreprise et les perspectives de PrairieSky Royalty Ltd. (« *PrairieSky* » ou la « société ») et pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Tous les énoncés autres que les énoncés de faits historiques peuvent constituer des énoncés prospectifs. On reconnaît souvent, mais pas toujours, les énoncés prospectifs à l'emploi de termes tels que « s'efforcer », « prévoir », « planifier », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter de », « éventuel », « cibler », « avoir l'intention de » et « être d'avis » et de termes ou d'expressions analogues (y compris leurs formes négatives) ou du futur ou du conditionnel. Les énoncés prospectifs supposent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent sensiblement de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs. La société estime que les attentes exprimées dans les énoncés prospectifs inclus dans la présente notice annuelle sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces attentes se révéleront exactes et il ne faut pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Ces énoncés prospectifs ne valent qu'à la date de la présente notice annuelle. La société n'assume aucune obligation de réviser ou de mettre à jour ces énoncés prospectifs, sauf si la législation en valeurs mobilières applicable l'exige.

La présente notice annuelle renferme notamment des énoncés prospectifs concernant ce qui suit:

- l'objectif de la société de générer des flux de trésorerie disponibles et d'assurer la croissance de la valeur pour ses actionnaires tout en s'exposant à un degré de risque relativement faible et en comprimant ses coûts et les méthodes qu'elle prévoit utiliser pour y arriver;
- la politique de la société en matière de dividendes, le financement des dividendes, les sommes qu'elle prévoit verser aux termes de cette politique à l'avenir et le moment où elle prévoit le faire;
- la stratégie d'entreprise et de croissance de la société et les attentes selon lesquelles la société réussira à trouver des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de redevances stratégiques supplémentaires qui lui permettront d'accroître sa valeur à moyen et à long terme;
- les attentes selon lesquelles la société réussira à inciter des tiers à mettre activement en valeur les terrains de redevances (au sens des présentes) et selon lesquelles seul un petit pourcentage des avoirs fonciers non mis en valeur de la société expireront d'ici un an;
- les attentes selon lesquelles la société conclura des ententes d'amodiation et de redevances supplémentaires avec des exploitants et des amodiataires à l'égard des terrains de redevances;
- les volumes estimatifs des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN (au sens des présentes) de la société et les produits des activités ordinaires nets futurs correspondants et les attentes quant à la capacité de la société d'accroître ses réserves grâce à des activités de mise en valeur exercées par des tiers et à des acquisitions;
- les taux de production de pétrole brut et de gaz naturel projetés et certains frais relatifs aux terrains de redevances ;
- la conviction de la société que les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les responsabilités environnementales ou les obligations de remise en état qu'elle devra engager, subir ou assumer en vue de la mise en valeur des terrains de redevances de pétrole brut et de gaz naturel seront nuls ou minimes;

- le rendement et les caractéristiques des terrains de redevances, y compris le potentiel de croissance de bon nombre des terrains de redevances;
- le montant des programmes de dépenses en immobilisations et le moment où ces dépenses seront engagées et où des tiers foreront des puits sur les terrains de redevances;
- les prévisions quant au prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, aux cours du change et aux taux d'intérêt futurs;
- l'offre et la demande de pétrole brut et de gaz naturel;
- les sources de frais principales de la société;
- l'assujettissement de la société à l'impôt; et
- le traitement réservé à la société par les régimes réglementaires gouvernementaux, les lois en matière d'environnement et les lois fiscales.

Les résultats effectivement obtenus pourraient différer considérablement de ceux que prévoient les énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque qui sont énoncés ci-après et ailleurs dans la présente notice annuelle:

- les répercussions continues de la COVID-19, notamment les incidences sur les niveaux d'activité sur le terrain, la demande et l'offre d'hydrocarbures, les prix des marchandises et les facteurs et restrictions en matière de santé et de sécurité qui peuvent avoir une incidence sur la capacité de la société d'exercer ses activités comme prévu;
- les terrains de redevances pourraient ne pas être mis en valeur par des tiers de la manière prévue par la société;
- le non-respect des modalités des baux ou des défauts de paiement ou de remise à l'égard des terrains de redevances, notamment le risque de crédit lié à des tiers;
- la volatilité de la demande, de l'offre et du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN sur le marché;
- la volatilité des cours du change;
- la dépendance à long terme envers des tiers à titre d'amodiateurs des biens-fonds en fief (au sens des présentes) et envers les exploitants des terrains de redevances et les propriétaires d'un intérêt économique direct dans ceux-ci;
- les risques et les responsabilités inhérents aux activités liées au pétrole brut et au gaz naturel;
- l'incertitude inhérente à l'estimation des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN et des taux de production futurs;
- les frais accrus engagés par la société ou les amodiateurs sur les biens-fonds en fief et les exploitants des terrains de redevances ou les propriétaires d'un intérêt économique direct dans ceux-ci;
- la concurrence, notamment en ce qui a trait à l'accès à des capitaux indépendants et à l'acquisition de réserves, d'actifs de pétrole brut et de gaz naturel supplémentaires et de biens-fonds non mis en valeur;
- l'inexactitude éventuelle de l'évaluation de la valeur des acquisitions;

- les modifications apportées aux lois fiscales ou aux programmes de redevances ou d'incitation relatifs au secteur du pétrole et du gaz naturel;
- les risques liés à l'environnement et à la modification des lois environnementales dans le cadre des activités exercées sur les terrains de redevances ;
- les problèmes d'ordre géologique et technique ainsi que ceux touchant le forage, le conditionnement, le traitement et la manutention (y compris les déductions de la part de redevance de production de PrairieSky) dans le cadre des activités de mise en valeur du pétrole brut et du gaz naturel exercées par des tiers;
- les réclamations présentées ou les poursuites intentées à l'encontre de la société ou de ses terrains, actifs ou biens;
- le fait que la société ne réussisse pas à recruter ou à fidéliser du personnel clé;
- les violations ou les défaillances de la sécurité et des systèmes d'information (y compris les risques associés aux cyberattaques);
- la diminution ou l'abolition des versements de dividendes effectués par la société en raison d'une décision du conseil (au sens des présentes) ou de restrictions prévues par des conventions ou les lois sur les sociétés applicables;
- la conjoncture économique en général et commerciale et la situation sur le marché; et
- les autres facteurs mentionnés à la rubrique « *Facteurs de risque* » des présentes.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses qui pourraient se révéler inexacts. Bien que PrairieSky soit d'avis que les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs sont raisonnables, il n'est aucunement garanti que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels ces énoncés prospectifs reposent se matérialiseront. Outre les autres facteurs et hypothèses mentionnés dans la présente notice annuelle, des hypothèses ont été posées au sujet, entre autres choses, des éléments suivants:

- la mesure dans laquelle les amodiataires des biens-fonds en fief et les exploitants des terrains de redevances et les propriétaires d'un intérêt économique direct dans ceux-ci réussiront à maintenir ou à accroître la production et les réserves provenant de ces terrains;
- la capacité et la volonté des amodiataires des biens-fonds en fief et des propriétaires d'un intérêt économique direct dans les terrains de redevances de se conformer aux modalités des baux et aux dispositions contractuelles applicables afin de recevoir des paiements à l'égard des terrains de redevances, et la capacité et la volonté de la société de faire respecter et valoir ces modalités et dispositions;
- la mesure dans laquelle les amodiataires des biens-fonds en fief ou les exploitants des terrains de redevances et les propriétaires d'un intérêt économique direct dans ceux-ci pourront exercer leurs activités d'une manière sécuritaire, efficiente et efficace;
- l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation par les amodiataires des biens-fonds en fief ou par les exploitants des terrains de redevances ou les propriétaires d'un intérêt économique direct dans ceux-ci dans les délais requis;
- la volonté et la capacité financière des amodiataires des biens-fonds en fief et des propriétaires d'un intérêt économique direct dans les biens-fonds visés par des DRDB (au sens des présentes) de

poursuivre la mise en valeur des terrains de redevances et d'investir du capital supplémentaire dans ceux-ci;

- la capacité des amodiateurs des biens-fonds en fief et des propriétaires d'un intérêt économique direct dans les terrains de redevances d'obtenir du financement, selon des modalités acceptables, afin de financer les dépenses en immobilisations en vue de l'exploration et de la mise en valeur;
- les taux de production des champs, les taux d'épuisement des réserves ainsi que le rendement et les caractéristiques des puits des terrains de redevances ;
- la capacité de remplacer et d'augmenter les réserves et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN des terrains de redevances par les activités de mise en valeur exercées par des tiers et des acquisitions;
- la mesure dans laquelle les tiers ont accès aux installations nécessaires et peuvent les entretenir ou les agrandir et/ou la mesure dans laquelle ils peuvent assurer le transport et l'entreposage adéquats des produits ainsi que le moment où ils pourront le faire et les frais qu'ils devront engager à cette fin;
- la capacité des exploitants des terrains dans lesquels la société a un droit de redevances de commercialiser leurs produits de pétrole brut et de gaz naturel respectifs ou, en ce qui concerne les versements de redevances pris en nature par la société, le cas échéant, la capacité de la société ou d'un tiers négociant de commercialiser les produits de pétrole brut et de gaz naturel en nature de la société;
- l'octroi d'accès à des droits de superficie à des tiers à l'égard des terrains de redevances;
- la capacité de la société de recruter et de fidéliser du personnel compétent et d'obtenir le matériel et les services requis en temps opportun et de façon économique;
- l'absence de litiges ou de réclamations importants à l'encontre la société;
- la stabilité générale du contexte économique et politique et le cadre réglementaire régissant les redevances, les taxes et impôts et les questions d'ordre environnemental dans les territoires où la société a une participation dans des terrains recelant du pétrole brut et du gaz naturel;
- les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, les cours du change et les taux d'intérêt futurs.

Les énoncés relatifs aux réserves sont réputés constituer des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites pourront être exploitées de façon rentable à l'avenir. Le lecteur est prié de noter que la liste de facteurs de risque qui précède n'est pas exhaustive. Les énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle sont faits expressément sous réserve de cette mise en garde.

QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL

L'information contenue ou autrement accessible sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'est pas intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, y compris, notamment, les rapports sur la responsabilité de PrairieSky, les documents du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques, ainsi que l'indice de référence pour la Global Reporting Initiative (« GRI ») et l'information sur le caractère durable du Sustainability Accounting Standards Board (« SASB ») et la communication de PrairieSky 2020 Communication on Progress in relation to the UN Global Compact qui peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com, dont chacun est mentionné dans la présente notice annuelle.

CONVERSION DU GAZ NATUREL EN BARILS D'ÉQUIVALENT DE PÉTROLE

Afin de présenter une seule unité de production à des fins analytiques, les volumes de la production et des réserves de gaz naturel sont convertis mathématiquement en barils d'équivalent de pétrole (« *BEP* »). PrairieSky utilise le ratio de conversion reconnu dans le secteur de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole ($6 \text{ kpi}^3 = 1 \text{ b}$). Le ratio BEP de 6:1 est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur. Il ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits et ne s'appuie pas sur le contenu énergétique ni sur les prix actuels. Bien que le ratio BEP soit utile à des fins de comparaison et aux fins de l'observation des tendances, il ne reflète pas précisément la valeur de chacun des produits et il peut être trompeur, particulièrement si on l'utilise isolément. En outre, étant donné que le rapport de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère grandement du ratio de conversion d'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un tel ratio de conversion pourrait donner une indication trompeuse de la valeur.

PRÉSENTATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL ET INFORMATION SUR LA PRODUCTION

Tous les renseignements sur les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN et tous les autres renseignements sur les terrains de redevances qui figurent dans la présente notice annuelle ont été établis et sont présentés conformément au Règlement 51-101 (au sens des présentes). Voir la rubrique « *Données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz — Notes et définitions* » pour de plus amples renseignements.

Tous les renseignements sur la superficie des biens-fonds en fief, des biens-fonds visés par des DFRB (au sens des présentes) et des biens-fonds visés par des DRDB qui figurent dans la présente notice annuelle sont présentés en acres bruts. En ce qui a trait aux biens-fonds en fief, les acres bruts désignent le nombre total d'acres visés par un intérêt indivis, exprimé en pourcentage, à l'égard desquels la société détient un titre minier en fief simple et les droits d'exploitation des ressources minières et minérales connexes. En ce qui a trait aux biens-fonds visés par des DFRB et aux biens-fonds visés par des DRDB, les acres bruts désignent le nombre total d'acres visés par les droits de tenure à bail ou les titres détenus par un tiers à l'égard des biens-fonds à l'égard desquels la société détient les DFRB ou les DRDB (au sens des présentes). Les acres bruts des biens-fonds visés par des DFRB ou des biens-fonds visés par des DRDB ne tiennent pas compte de la participation nette, exprimée en pourcentage, dans les redevances liées aux DFRB ou aux DRDB que la société détient à l'égard des biens-fonds. En ce qui a trait aux biens-fonds visés par des droits de la Couronne (au sens des présentes), les acres bruts désignent le nombre d'acres visés par l'amodiation et les acres nets désignent la partie des acres bruts qui sont visés par l'intérêt économique direct de la société. La présentation des acres bruts des biens-fonds en fief, des biens-fonds visés par des DFRB et des biens-fonds visés par des DRDB est conforme à la présentation adoptée par certains homologues de la société qui détiennent un droit de redevances sur des biens-fonds loués à des tiers ou par des tiers.

Dans la présente notice annuelle, le terme « intérêt économique direct » désigne le droit consenti à l'amodiateur d'un terrain d'exercer des activités d'exploration et d'exploitation de pétrole et/ou de gaz naturel sur les biens-fonds loués, l'amodiateur assumant les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les responsabilités d'ordre environnemental ou les obligations de remise en état liés à la mise en valeur du pétrole brut et du gaz naturel.

Glossaire

Sauf indication contraire ou si le contexte exige une interprétation différente, dans la présente notice annuelle, les termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-après. Certains autres termes utilisés dans la présente notice annuelle sans y être définis sont définis dans le Règlement 51-101 et, à moins que le contexte ne s'y oppose, ont le sens qui leur y est donné. Pour consulter d'autres définitions relatives à l'information concernant le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique « *Données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz — Notes et définitions* ». Le singulier s'entend également du pluriel, et inversement et le masculin s'entend également du féminin. La mention d'une convention désigne la convention en sa version modifiée, complétée ou mise à jour, le cas échéant.

ABCA La loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) et son règlement d'application, en sa version modifiée de temps à autre.

acquisition de Range Royalty L'acquisition de la totalité des parts émises et en circulation de Range Royalty et de la totalité des actions émises et en circulation de Range GP par la société en date du 19 décembre 2014.

acquisition des redevances d'Encana L'acquisition, par la société auprès d'Encana, : i) de titres miniers en fief simple visant des biens-fonds prometteurs qui sont susceptibles de receler du pétrole, du gaz naturel et des LGN ainsi que d'autres droits miniers situés principalement dans le centre et le sud de l'Alberta; ii) de droits d'amodiateur aux termes d'amodiations visant certains biens-fonds en fief; iii) de droits de redevances, y compris des droits de redevances dérogatoires, des droits de redevances dérogatoires brutes et des paiements sur la production, visant des biens-fonds situés principalement en Alberta; iv) de la licence sismique; et v) de certains autres actifs connexes, comme il est indiqué dans la convention d'achat et de vente avec Encana.

acquisition des redevances de CNRL L'acquisition par la société, auprès des parties de CNRL, i) de biens-fonds en fief non visés par une amodiation; ii) de biens-fonds en fief visés par une amodiation; et iii) de redevances contractuelles (y compris les DRDB et les DFRB) aux termes de la convention d'achat et de vente d'actifs de redevances intervenue le 8 novembre 2015 entre les parties de CNRL et la société, en sa version modifiée, aux termes de laquelle la société a réalisé l'acquisition des redevances de CNRL.

actionnaire Un porteur d'actions ordinaires.

actions ordinaires Les actions ordinaires du capital de la société.

BAIIA Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

biens-fonds en fief Les biens-fonds prometteurs qui sont susceptibles de receler du pétrole, du gaz naturel et certaines autres ressources minières et minérales, à l'égard desquels la société détient un droit en fief simple, comme il est décrit plus amplement dans la présente notice annuelle.

biens-fonds visés par des DFRB Certains biens-fonds à l'égard desquels la société détient des DFRB, comme il est décrit plus amplement dans la présente notice annuelle.

biens-fonds visés par des DRDB Certains biens-fonds à l'égard desquels la société détient des DRDB, comme il est décrit plus amplement dans la présente notice annuelle.

biens-fonds visés par des droits de la Couronne Certains biens-fonds à l'égard desquels la société détient ou a acquis un droit d'amodiateur aux termes d'une concession, d'une amodiation, d'un permis ou d'une licence visant un bien pétrolier et/ou gazier de la Couronne, comme il est décrit plus amplement dans la présente notice annuelle, qui n'ont pas été mis en valeur, sur lesquels aucun puits n'a été foré, sur lesquels il n'existe aucun bien corporel et qui ne sont assortis d'aucun élément de passif similaire, que la société compte vendre ou échanger par ailleurs en contrepartie d'un DRDB.

brut i) relativement à la participation de la société dans la production ou les réserves, ses droits à titre d'amodiateur, ses DRDB et ses DFRB; ii) relativement aux puits, le nombre total de puits dans lesquels la société a une participation; et iii) relativement aux terrains, la superficie totale dans laquelle la société a une participation.

conseil Le conseil d'administration de la société, tel qu'il peut être formé de temps à autre.

convention d'achat et de vente avec Encana La convention d'achat et de vente des activités de redevances intervenue en date du 22 mai 2014 entre Encana et la société, aux termes de laquelle la société a réalisé l'acquisition des redevances d'Encana.

convention de licence sismique La convention datée du 27 mai 2014 conclue entre Encana et la société aux termes de laquelle Encana a octroyé la licence sismique à la société.

COVID-19 Le nouveau coronavirus qui a été déclaré pandémie mondiale par l'Organisation mondiale de la santé le 11 mars 2020.

DFRB Une fiducie ou une série de fiducies établies par acte de fiducie ou convention qui détiennent et perçoivent, au profit de leurs porteurs de parts, des droits miniers et/ou des paiements de redevances sous forme de redevances touchées à titre d'amodiateur.

DGMV Le drainage par gravité au moyen de vapeur.

DRDB Les droits de redevances et les intérêts économiques indirects similaires (sauf les DFRB et les droits à titre d'amodiateur), notamment des droits de redevances dérogatoires, des droits de redevances dérogatoires brutes, des participations au bénéfice net et des paiements sur la production tirée de biens-fonds.

droits à titre d'amodiateur Les droits à titre d'amodiateur conférés à l'égard des amodiations qui sont actuellement délivrés à l'égard de certains biens-fonds en fief.

Encana Encana Corporation, qui est devenue Ovintiv Inc. avec prise d'effet le 24 janvier 2020.

filiale Une filiale au sens qui est attribué à ce terme dans l'ABCA.

GLJ GLJ Ltd., évaluateur de réserves qualifié indépendant.

hydrocarbures Les solides, les liquides ou les gaz faits de composés de carbone et d'hydrogène dans diverses proportions.

impôt minier sur les terres en propriété franche Impôt annuel perçu par le gouvernement de l'Alberta sur la valeur de la production de pétrole brut et de gaz naturel provenant de terres n'appartenant pas au gouvernement de l'Alberta.

LGN Les composants d'hydrocarbures qui peuvent être récupérés du gaz naturel sous forme liquide, notamment l'éthane, le propane, le butane, les pentanes plus, les condensats et de petites quantités de substances autres que des hydrocarbures.

licence sismique La licence irrévocable, perpétuelle, libre de redevances et non exclusive qu'Encana a accordée à la société à l'égard de certaines de ses données sismiques exclusives dans le cadre de l'acquisition des redevances d'Encana et aux termes de la convention de licence sismique.

Loi de l'impôt La Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) et son règlement d'application, en leur version modifiée de temps à autre.

manuel COGE Le Manuel d'évaluation du pétrole et du gaz canadien (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (chapitre de Calgary), en sa version modifiée de temps à autre.

membre du groupe ou personne ayant des liens A le sens qui est donné au terme *affiliate* ou *associate*, respectivement, dans la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), en sa version modifiée de temps à autre.

net i) Relativement à la participation de la société dans la production ou les réserves, ses droits à titre d'amodiateur, ses DFRB et ses DRDB visant la production ou les réserves, déduction faite des redevances payables à des tiers, le cas échéant; ii) relativement à la participation de la société dans des puits, le nombre de puits obtenu en additionnant les droits à titre d'amodiateur, les DFRB ou les DRDB de la société dans chacun de ses puits bruts; et iii) relativement à la participation de la société dans un terrain, la superficie totale dans laquelle la société a une participation, multipliée par la participation appartenant au propriétaire de l'intérêt économique direct des terrains de redevances.

PAPE Le premier appel public à l'épargne de la société effectué sous forme de placement secondaire d'Encana le 29 mai 2014, dans le cadre duquel Encana a placé 52 000 000 d'actions ordinaires auprès du public, ainsi que 7 800 000 actions ordinaires supplémentaires le 3 juin 2014 aux termes de l'exercice par les amodiateurs fermes de l'option de surallocation qu'Encana leur avait accordée dans le cadre de ce placement.

parties de CNRL Collectivement, Canadian Natural Resources Limited, Canadian Natural Resources, Canadian Natural Resources Northern Alberta Partnership et CNR Royalty Partnership.

personnes Les particuliers, les sociétés, les sociétés par actions, les sociétés en commandite, les sociétés en nom collectif, les sociétés par actions à responsabilité limitée, les coentreprises, les associations, les fiducies, les banques, les sociétés de fiducie, les fonds de retraite et d'autres organismes, qu'il s'agisse ou non de personnes morales, et les gouvernements et organismes, agences et subdivisions politiques de ceux-ci.

pétrole Un mélange d'origine naturelle composé principalement d'hydrocarbures en phase gazeuse, liquide ou solide et qui, aux fins de la présente notice annuelle, comprend le pétrole brut et les LGN.

pétrole brut Le pétrole léger, le pétrole moyen et le pétrole lourd, le pétrole de réservoir étanche et le bitu collectivement.

placement secondaire de septembre 2014 Le placement secondaire effectué par Encana le 26 septembre 2014 aux termes d'un prospectus simplifié de la société, dans le cadre duquel Encana a placé 72 000 000 d'actions ordinaires auprès du public.

prévision quant aux prix de GLJ La prévision quant aux prix des marchandises de GLJ au 1^{er} janvier 2021.

Range GP Range Royalty Management Ltd.

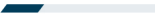
Range Royalty Range Royalty Limited Partnership.

rapport de GLJ L'évaluation technique indépendante des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN des terrains de redevances qui a été établie par GLJ avec prise d'effet le 31 décembre 2020 et une date de préparation du 20 janvier 2021.

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

Règlement 51-102 Le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue.

restructuration La restructuration interne d'Encana et de la société qui a été réalisée en date du 13 décembre 2013 et le regroupement des actions ordinaires effectué en date du 31 janvier 2014.



SEDAR Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche.

terrains de redevances Collectivement, les biens-fonds en fief, les biens-fonds visés par des DRDB et les biens-fonds visés par des DFRB.

TSX La Bourse de Toronto.

Abréviations et conversions

Dans la présente notice annuelle, les abréviations suivantes ont le sens qui leur est attribué ci-après, conformément à l'annexe B du manuel COGE, le cas échéant:

<i>API</i>	American Petroleum Institute
<i>b</i>	baril
<i>b/j</i>	barils par jour
<i>Gpi³</i>	milliard de pieds cubes
<i>bep</i>	baril équivalent de pétrole
<i>bep/j</i>	baril d'équivalent de pétrole par jour
<i>kb</i>	millier de barils
<i>kb/j</i>	millier de barils par jour
<i>kbep</i>	millier de barils d'équivalent de pétrole
<i>kbep/j</i>	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
<i>kpi³</i>	millier de pieds cubes
<i>kpi³/j</i>	millier de pieds cubes par jour
<i>Mbep</i>	million de barils d'équivalent de pétrole
<i>Mpi³/j</i>	million de pieds cubes par jour
<i>kpi³e</i>	Millier de pieds cubes d'équivalent
<i>MBtu</i>	Million de BRITISH Thermal Units
<i>Mpi³</i>	Million de pieds cubes
<i>k\$</i>	Millier de dollars

Le tableau suivant présente certaines conversions standard entre les unités impériales standard et le Système international d'unités (ou unités métriques) conformément à l'annexe C du manuel COGE:

Pour convertir des	en	multiplier par
kpi	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,292
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471

Structure de l'entreprise

QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL

La société a été constituée en vertu de l'ABCA sous la dénomination « 1786071 Alberta Ltd. » le 27 novembre 2013. En décembre 2013 et en janvier 2014, elle a entrepris la restructuration. Le 11 avril 2014, la société a adopté la dénomination « PrairieSky Royalty Ltd. ». Avant la clôture du PAPE, la société était une filiale en propriété exclusive d'Encana.

Le 29 mai 2014, la société a réalisé le PAPE. Le 26 septembre 2014, la société a réalisé le placement secondaire de septembre 2014, dans le cadre duquel Encana a placé auprès du public 70 200 000 actions ordinaires, ce qui représente la participation restante d'Encana dans PrairieSky. Après le placement secondaire de septembre 2014, Encana ne détenait plus aucune action ordinaire.

Le 19 décembre 2014, la société a acquis la totalité des parts émises et en circulation de Range Royalty et la totalité des actions en circulation de Range GP en contrepartie de l'émission d'environ 19,3 millions d'actions ordinaires. Dans le cadre de l'acquisition de Range Royalty et au moyen d'une série d'opérations: i) Range Royalty a été liquidée et a distribué son actif à PrairieSky; et ii) PrairieSky a fusionné avec Range GP et la société issue de la fusion a été prorogée sous la dénomination « PrairieSky Royalty Ltd. ». PrairieSky est, sur le plan juridique, la société ayant succédé à RangeSky et à Range GP.

Le 8 novembre 2017, PrairieSky a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, 2079323 Alberta Ltd., filiale non significative créée aux seules fins d'acquérir certains droits de redevances en Saskatchewan et, le 1^{er} avril 2019, PrairieSky a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, mainSail Energy Ltd. PrairieSky est l'ayant droit légal à la suite de chacune de ces fusions.

Au 31 décembre 2020 et à la date des présentes, PrairieSky n'a aucune filiale importante.

Les actions ordinaires émises et en circulation sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « PSK ».

Développement général de l'activité

Le texte qui suit décrit sommairement l'évolution de l'entreprise de PrairieSky pour les trois derniers exercices terminés.

PANDÉMIE DE COVID-19

Le 11 mars 2020, l'Organisation mondiale de la santé a déclaré l'éclosion d'une souche de la nouvelle maladie de coronavirus, la COVID-19, à titre de pandémie mondiale. L'ampleur et la profondeur de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'économie mondiale, y compris les marchés des marchandises et des capitaux, ont continué d'évoluer avec des effets perturbateurs dans l'Ouest canadien et au-delà, tout en contribuant à une volatilité accrue des marchés et à des changements dans l'environnement macroéconomique. De plus, la pandémie de COVID-19 a continué d'avoir une incidence sur nos employés, nos clients et nos collectivités, ce qui s'est répercuté sur nos activités, nos résultats financiers et les risques actuels et futurs pour notre entreprise. Pour de plus amples renseignements sur ces risques, il y a lieu de se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle.

Les mesures visant à contenir la propagation de la COVID-19, notamment les fermetures d'entreprises, les protocoles de distanciation sociale, les restrictions en matière de déplacements, les quarantaines, les couvre-feux et les restrictions des rassemblements et des événements, ont été et continuent d'être courants. Bien que les plans de vaccination et de réouverture progressive et intégrale varient et soient fluides partout au Canada, ces mesures continuent d'avoir des répercussions importantes sur l'économie canadienne et mondiale, notamment sur la demande et l'offre d'hydrocarbures et de produits connexes. L'assouplissement des mesures

d'endiguement et des plans de réouverture en 2020 s'est accompagné d'une résurgence de la propagation de la COVID-19 dans de nombreuses régions du Canada et à l'échelle mondiale, ce qui a entraîné l'imposition de nouvelles restrictions dans plusieurs cas. Tous ces facteurs contribuent à l'incertitude quant au moment d'une éventuelle baisse des répercussions de la COVID-19 et d'une reprise économique complète. Malgré les récentes approbations des vaccins au Canada et à l'étranger, l'évolution continue de l'offre et de la distribution d'un vaccin efficace continue également de susciter l'incertitude. La pandémie de COVID-19, les mesures d'endiguement et l'approche de réouverture progressive adoptée dans plusieurs régions pourraient avoir des effets à plus long terme sur l'activité économique et commerciale après l'amenuisement de la pandémie de COVID-19 et la levée complète des mesures d'endiguement.

Compte tenu de l'incertitude quant à l'ampleur et à la durée de la pandémie de COVID-19 et de ses répercussions sur l'économie et sur l'entreprise énergétique en général, ainsi que du calendrier de la transition vers une économie entièrement ouverte, l'incidence future sur notre entreprise et nos résultats et notre situation financiers demeure incertaine. À compter du premier trimestre de 2020, en réponse à la pandémie de COVID-19, nous avons mis en place divers programmes et mesures visant à protéger et à soutenir nos employés, nos partenaires commerciaux et nos collectivités, tout en nous efforçant d'assurer une approche cohérente pour notre stratégie d'entreprise et notre soutien à nos nombreux partenaires commerciaux. En date des présentes et depuis mars 2020, une grande majorité de nos employés travaillaient et continueront de travailler à distance de notre siège social. Nous avons examiné et continuerons d'examiner l'efficacité de ces mesures et programmes et de les adapter en conséquence tout au long de 2021.

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2020

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2020, la société a conclu 85 ententes d'amodiation avec 51 cocontractants différents, moyennant une contrepartie de prime de 5,8 millions de dollars. Les activités d'amodiation ont principalement porté sur les cibles relatives au pétrole brut dans plusieurs zones et terrains de l'Ouest canadien. La société a réalisé plusieurs acquisitions au cours de l'exercice moyennant une contrepartie totale de 9,4 millions de dollars. Les acquisitions visaient principalement à ajouter des biens-fonds non mis en valeur principalement dans les zones de Montney, de Mannville et de Clearwater, ainsi que dans d'autres zones émergentes prometteuses pour le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel. La société a également réalisé un important rachat et annulation d'actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, acquérant et annulant un total de 9 770 691 actions ordinaires au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2020 moyennant une contrepartie totale d'environ 90,9 millions de dollars. Voir « *Marché pour la négociation des titres* » dans la présente notice annuelle.

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2019

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2019, la société a conclu 127 ententes d'amodiation avec 80 cocontractants différents, moyennant une contrepartie de prime de 12,1 millions de dollars. Les activités d'amodiation ont principalement porté sur les cibles relatives au pétrole brut dans plusieurs zones et terrains de l'Ouest canadien. La société a réalisé plusieurs acquisitions au cours de l'exercice moyennant une contrepartie totale de 11,2 millions de dollars. Les acquisitions visaient principalement à ajouter des terrains non mis en valeur principalement dans la zone de pétrole Clearwater émergente, ainsi que d'autres zones émergentes prometteuses pour le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel.

EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2018

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2018, la société a conclu 131 ententes d'amodiation avec 83 cocontractants différents, moyennant une contrepartie de prime de 16,5 millions de dollars, l'activité d'amodiation étant axée sur les cibles en matière de pétrole brut dans plusieurs zones et terrains de l'Ouest canadien. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2018, la société a mené à terme plusieurs acquisitions axées sur des droits de redevances tant sur des terrains productifs que sur des terrains non mis en valeur dans des zones émergentes, notamment les cibles de zones de ressources riches en pétrole léger et en liquides de Duvernay, de Montney, de Clearwater, de Viking. La contrepartie totale versée pour les acquisitions s'est élevée à 58,6 millions de dollars.

ACQUISITIONS SIGNIFICATIVES

La société n'a réalisé aucune acquisition qui serait jugée significative aux termes du Règlement 51-102 au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2020.

Activités de la société

QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL

La société détient actuellement l'un des portefeuilles indépendants de titres miniers en fief simple et de droits de redevances sur du pétrole et du gaz les plus vastes au Canada. Elle s'efforce d'inciter des tiers à mettre activement en valeur les terrains de redevances, tout en recherchant des actifs de pétrole brut et de gaz naturel assujettis à des redevances stratégiques fournissant à la société un potentiel de plus-value à moyen ou à long terme, y compris l'acquisition de biens-fonds visés par des droits de la Couronne en vue de compléter ses biens-fonds en fief actuels et de mettre en œuvre des stratégies d'amodiation de zones d'intérêt. La société n'exerce elle-même directement aucune activité d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel; elle tire plutôt des revenus de redevances des activités de mise en valeur exercées par des tiers sur les terrains de redevances au fur et à mesure que du pétrole, du gaz naturel et des substances connexes sont produits sur ces terrains. Les coûts de la société sont principalement les frais d'administration, l'impôt sur le revenu des sociétés et l'impôt sur la production et l'impôt minier. La société n'engage aucun frais associés aux activités de forage en amont, au matériel, à la production et aux obligations de mise hors service d'actifs, qui sont plutôt à la charge des tiers qui exercent des activités sur les terrains de redevances.

La société a pour objectif de générer des flux de trésorerie disponibles et d'assurer la croissance de la valeur de la participation de ses actionnaires en faisant des investissements indirects dans le pétrole et le gaz qui l'exposent à un degré de risque relativement faible et ne l'obligent pas à engager des frais élevés. La société s'efforce d'atteindre cet objectif: i) en se concentrant sur la croissance interne des revenus de redevances qu'elle tire des terrains de redevances; ii) en surveillant et en gérant de manière proactive son portefeuille de terrains de redevances; et iii) en réalisant des gains d'efficacité dans son entreprise et dans son administration de ceux-ci, en mettant l'accent sur la gestion des coûts contrôlable; et iv) en profitant d'occasions d'expansion des affaires stratégiques qui présentent un degré de risque relativement faible pour la société et sont relatives pour les actionnaires.

Le flux de revenus de la société provient principalement des redevances payables par les amodiataires et les propriétaires d'intérêts économiques directs sur la production de pétrole brut et de gaz naturel tirée des terrains de redevances et des produits des activités ordinaires générés par des activités connexes, notamment une contrepartie de prime à la délivrance de baux et des revenus locatifs. La société s'emploie activement à conclure d'autres ententes d'amodiation et de versement de redevances avec des exploitants et des amodiataires relativement aux terrains de redevances et, à l'occasion, elle cherche à accroître son portefeuille de droits de redevances.

Aperçu des redevances

La propriété des redevances diffère sensiblement de celle d'un intérêt économique direct. Le propriétaire d'un intérêt économique direct doit assumer sa part, qui est habituellement proportionnelle à son intérêt, exprimé en pourcentage, des frais d'exploitation, des dépenses en immobilisations, des responsabilités environnementales et des obligations de remise en état et il touche sa quote-part des produits des activités ordinaires. Le propriétaire de redevances profite de l'avantage commercial de la production d'hydrocarbures et du potentiel de plus-value d'un terrain en n'ayant habituellement aucune obligation d'assumer les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les responsabilités environnementales ou les obligations de remise en état.

Les revenus de redevances de la société proviennent principalement: i) des droits à titre d'amodiateur sur les biens-fonds en fief loués par la société et à l'égard desquels les amodiataires versent des redevances

d'amodiateur à la société; ii) des biens-fonds visés par des DRDB loués par des tiers et à l'égard desquels ces tiers versent à la société des redevances dérogatoires, des redevances sur le bénéfice net ou la production ou d'autres formes de redevances; iii) des biens-fonds visés par des DFRB; et iv) des activités connexes, y compris une contrepartie de prime à la délivrance de baux et des revenus locatifs.

La société n'exerce aucune activité de forage et n'est pas tenue d'engager des dépenses en immobilisations à l'égard des terrains de redevances. La société reçoit des revenus de redevances en fonction du volume de production des puits, le calcul de ces revenus de redevances étant fondé, en partie, sur le prix du pétrole et/ou du gaz naturel sur le marché et sur des provisions pour certaines déductions, le cas échéant. Grâce à certaines ententes contractuelles conclues avec des tiers, la société est en mesure de recevoir sa quote-part en pourcentage de la production des terrains de redevances à titre de livraison physique ou en nature d'hydrocarbures. À l'heure actuelle, la société touche une certaine partie de redevances pétrolières et gazières en nature.

Droits à titre d'amodiateur

Les revenus de redevances de la société proviennent essentiellement des droits à titre d'amodiateur à l'égard des puits productifs situés sur les biens-fonds en fief de la société d'une superficie approximative de 7,8 millions d'acres. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2020, les droits à titre d'amodiateur ont compté pour environ 63 % du total des revenus de redevances de la société, les revenus de redevances provenant de la production de liquides (pétrole brut et LGN) et de gaz naturel ayant compté pour environ 79 % et 21 %, respectivement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2020, la production nette moyenne associée aux droits à titre d'amodiateur s'est élevée à 11 073 bep/j, dont 30,8 Mpi³/j de gaz naturel, 4 577 b/j de pétrole brut et 1 362 b/j de LGN, générant des revenus de redevances totalisant 98,5 M\$. En outre, en 2020, les revenus locatifs associés aux droits à titre d'amodiateur se sont chiffrés à 5,9 M\$ et la contrepartie de prime à la délivrance de baux s'est établie à 5,8 M\$.

DRDB

Les biens-fonds visés par des DRDB sont régis par des ententes contractuelles par lesquelles un droit de redevances a été réservé sur l'intérêt économique direct et accordé à la société et la société reçoit ces redevances calculées en tant que quote-part des hydrocarbures produits à partir des biens-fonds applicables. Les DRDB, hormis quelques exceptions, expirent à l'extinction des baux, concessions ou licences sous-jacents, ce qui se produit habituellement après un délai stipulé si les biens-fonds ne sont pas mis en valeur dans le délai prévu au bail, à la concession ou à la licence ou une fois que les activités d'exploitation ont cessé par la suite et que les activités d'abandon ont eu lieu.

L'octroi d'un DRDB peut survenir dans plusieurs situations, notamment dans les cas suivants: i) la société amodie des droits relatifs à un intérêt économique direct en faveur d'une autre société en échange de la conservation d'un DRDB sur la production tirée des puits forés sur ces biens-fonds; ii) la société fait un apport de capital en échange de l'octroi d'un DRDB ou de la conversion d'une participation dans une coentreprise en un DRDB; iii) la société obtient, à titre de propriétaire de certains biens-fonds en fief disposés en damier, un DRDB visant des terres de la Couronne compensatoires en échange du forage de puits horizontaux plus longs par des tiers dans différentes sections qui comprennent des parties des biens-fonds en fief ou, dans certains cas, lorsqu'un tiers a évalué les données sismiques de la société et acquis un bail, une concession ou une licence visant des droits miniers de la Couronne sous-jacents; ou iv) diverses autres ententes contractuelles sont conclues.

La société détient des DRDB sur des biens-fonds visés par des DRDB d'une superficie d'environ 7,5 millions d'acres, qui sont pour la majeure partie associés à des terres de la Couronne. Pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2020, la production nette moyenne tirée des biens-fonds visés par des DRDB s'est élevée à 8 639 bep/j, dont 29,3 Mpi³/j de gaz naturel, 2 547 b/j de pétrole brut et 1 209 b/j de LGN, générant des revenus de redevances totalisant 57,7 M\$. En 2020, les DRDB ont compté pour environ 37 % du total des revenus de redevances de PrairieSky.

DFRB

La société détient des biens-fonds visés par des DFRB d'une superficie d'environ 0,2 million d'acres. Les DFRB sont régis par des conventions de fiducie conclues avec des institutions financières et détenus sous forme de certificats de parts de fiducie émis par l'institution financière en question aux porteurs de parts. Chaque part de fiducie représente une participation fractionnaire de redevances en pourcentage à titre d'amodiateur payables sur les titres miniers en fief dans les biens-fonds visés par des DFRB lorsque des baux sont octroyés et, dans de rares cas, peut représenter une participation fractionnaire d'un titre en fief.

Biens-fonds visés par des droits de la Couronne

La société détient environ 26 000 acres de biens-fonds visés par des droits de la Couronne principalement en Alberta, qui ont été acquis pour compléter les biens-fonds en fief de la société et pour construire des positions de biens-fonds dans des zones stratégiques aux fins d'opérations de droits de redevances.

COMPÉTENCES ET CONNAISSANCES SPÉCIALISÉES

La société compte sur des compétences et des connaissances spécialisées pour gérer les terrains de redevances. Sa stratégie consiste à retenir les services d'un nombre limité de consultants et d'autres fournisseurs de services spécialisés pour compléter les compétences et les connaissances de son personnel permanent de manière à gérer efficacement ses activités. PrairieSky s'efforce également d'être un chef de file en explorant et en utilisant de nouvelles plateformes technologiques afin de maximiser l'efficacité de la gestion des terrains de redevances et d'assurer un programme de conformité de premier ordre.

RESTRUCTURATIONS

La société n'a fait l'objet d'aucune restructuration importante depuis le 1^{er} janvier 2018 ni d'aucun projet de restructuration pour l'exercice en cours.

PERSONNEL

Au 31 décembre 2020, la société comptait 58 employés à temps plein et un employé à temps partiel.

PRIX DES MARCHANDISES

Les résultats d'exploitation et la situation financière de PrairieSky sont tributaires des prix obtenus pour la production de pétrole brut et de gaz naturel. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont baissé au cours des dernières années et, à certains moments, les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN au Canada ont fait l'objet de réductions importantes par rapport aux prix de référence mondiaux. Les prix des marchandises sont déterminés par des facteurs liés à l'offre et à la demande, notamment les conditions météorologiques et la conjoncture économique en général, ainsi que des contraintes et des conditions liées aux émissions et au traitement dans d'autres régions productrices de pétrole brut et de gaz naturel. Les reculs des prix des marchandises ont eu un effet défavorable sur l'entreprise et la situation financière de PrairieSky. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Prix, marchés et marketing ».

NATURE CYCLIQUE ET SAISONNIÈRE DU SECTEUR

Le degré d'activité dans le secteur pétrolier et gazier canadien est tributaire du climat. Le temps pluvieux et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable, ce qui empêche, retarde ou rend les opérations plus difficiles. Par conséquent, les municipalités et les ministères du transport provinciaux imposent des restrictions routières qui limitent le mouvement des appareils de forage et de la machinerie lourde, réduisant ainsi le degré d'activité. De même, certains terrains producteurs de pétrole brut et de gaz naturel sont situés dans des régions qui sont accessibles uniquement en hiver en raison du sol marécageux qui entoure les emplacements. Des facteurs saisonniers et des conditions météorologiques inattendues pourraient entraîner une variabilité des activités

d'exploration et d'exploitation au cours de certaines parties de l'année et une variabilité correspondante de la production tirée des terrains de redevances.

CONSIDÉRATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

PrairieSky, en tant que titulaire de droits de redevances, n'est pas directement exposée aux réclamations et règlements environnementaux et aux coûts connexes. Les questions d'ordre environnemental ont toutefois une incidence sur les amodiateurs et/ou les exploitants des terrains de redevances et, par conséquent, ont une incidence indirecte sur PrairieSky. PrairieSky s'attend à ce que ceux-ci respectent les règles et règlements environnementaux en vigueur établis par les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada. Le non-respect de la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou de pénalités importantes aux propriétaires d'intérêts économiques directs et/ou aux exploitants ou la réduction de la production, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise et la situation financière de la société, ainsi qu'une incidence défavorable importante au fil du temps.

CONTEXTE CONCURRENTIEL

L'entreprise de PrairieSky est liée au secteur pétrolier et gazier, qui est hautement concurrentiel à tous les niveaux. Bien que PrairieSky ne fore pas de puits, ne possède pas d'installations ni n'exploite d'actifs pétroliers et gaziers, elle livre concurrence à d'autres sociétés à l'égard de certains des intrants d'entreprise, de l'accès aux marchés des produits de base, des occasions d'acquisitions, de l'accès aux capitaux et du recrutement du personnel. PrairieSky s'efforce d'être concurrentielle en s'assurant que sa situation financière demeure solide et en se concentrant à établir et à entretenir de bonnes relations avec des amodiateurs de premier ordre et en repérant de nouvelles zones géologiques et en trouvant des moyens d'améliorer la mise en valeur et la récupération d'hydrocarbures afin de maximiser la valeur des terrains de redevances. La direction estime que la structure de propriété des biens-fonds de la société, qui privilégie la propriété de titres miniers en fief simple, lui procure un avantage concurrentiel considérable par rapport à d'autres sociétés de redevances.

GOVERNANCE, DURABILITÉ ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Nos valeurs fondamentales définissent ce qui est important pour nous et sont à la base de la façon dont PrairieSky exerce ses activités. Bien que PrairieSky n'exploite pas, ne met pas en valeur ni n'effectue la production à l'égard des terrains de redevances, PrairieSky reconnaît que son modèle d'affaires est tributaire du fait que l'industrie exerce ses activités de manière responsable sur le plan économique, social et environnemental. En exerçant ses activités de façon responsable, en gérant activement le risque et en respectant les normes les plus élevées de gouvernance et d'éthique, PrairieSky vise à offrir une valeur à long terme pour les actionnaires et les parties intéressées. La société aborde ses relations avec toutes les parties intéressées avec intégrité et respect, et PrairieSky s'efforce de choisir des exploitants qui partagent ses valeurs fondamentales. En raison de la longue durée des actifs de PrairieSky, la mise en œuvre réussie de cette stratégie n'est possible que si les biens-fonds de la société sont mis en valeur de façon éthique et responsable. Une description détaillée des initiatives en matière de communication de l'information d'entreprise de PrairieSky et une analyse des questions d'ordre environnemental, social et de gouvernance, y compris l'information sur le carbone, figurent dans le rapport sur la responsabilité (*Responsibility Report*) de 2019 de PrairieSky, qui peut être consulté sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com, mais qui ne doit pas être considéré comme faisant partie de la présente notice annuelle. Le document du groupe de travail de PrairieSky sur l'information financière liée au climat (*Climate-Related Financial Disclosure*), ainsi qu'un indice de référence pour l'information sur la durabilité de l'Initiative mondiale de communication de l'information (*Global Reporting Initiative*) (GRI) et du *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com.

PrairieSky a adopté des politiques relatives à sa conduite commerciale, notamment un code de conduite commerciale, une politique de dénonciation, une politique concernant la confidentialité, la communication d'information équitable et les opérations sur les titres faisant l'objet de restrictions, une politique des droits de la personne (étant donné que PrairieSky appuie les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies en matière de droits de la personne, de travail, d'environnement et de lutte contre la corruption), une politique

respectueuse du milieu de travail et une politique sur l'environnement, le changement climatique, la santé et la sécurité. Des renseignements supplémentaires concernant ces politiques et d'autres politiques sont offerts sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com et seront également décrits en détail dans la circulaire d'information et de sollicitation de procurations de la société à l'égard de son assemblée générale annuelle des actionnaires qui doit avoir lieu le 20 avril 2021. Un exemplaire de la communication 2020 de PrairieSky sur les progrès réalisés dans le cadre du Pacte mondial des Nations Unies peut être consulté sur le site Web de la société à l'adresse www.prairiesky.com.

Données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

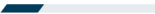
PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Conformément au Règlement 51-101, les données relatives aux réserves associées aux terrains de redevances indiquées ci-après sont fondées sur une évaluation préparée par GLJ en date d'effet du 31 décembre 2020 et en date d'établissement du 20 janvier 2021, comme il est indiqué dans le rapport GLJ. Le rapport de GLJ évaluait, au 31 décembre 2020, les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN associées aux terrains de redevances. Les tableaux ci-après présentent sommairement les réserves et la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves, telles qu'elles sont évaluées dans le rapport de GLJ en fonction des prévisions de prix de GLJ, des hypothèses de coûts et des charges opérationnelles fournies.

Les tableaux résument les données contenues dans le rapport GLJ et, par conséquent, peuvent contenir des chiffres légèrement différents de ceux de ces rapports en raison de l'arrondissement. De plus, en raison de l'arrondissement, le total de certaines colonnes peut sembler inexact.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves ne tient compte d'aucune provision au titre des charges d'intérêts et des frais d'administration, mais tient compte des redevances estimatives et de l'impôt sur la production et les minéraux. Les produits des activités ordinaires nets futurs sont présentés avant et après impôt. Il ne faut pas supposer que la valeur actualisée nette, ou non actualisée nette, des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves estimées par GLJ correspond à la juste valeur marchande des réserves. D'autres hypothèses et réserves relatives aux coûts, aux prix de la production future et à d'autres questions sont résumées dans les présentes. Rien ne garantit que ces hypothèses se matérialiseront et les écarts pourraient être importants. D'autres hypothèses ont été posées par GLJ et les réserves de GLJ quant aux coûts et à d'autres questions sont présentées dans le rapport de GLJ. Les estimations relatives à la récupération des réserves indiquées dans les présentes ne constituent que des estimations et il n'est aucunement garanti que les réserves estimées seront récupérées. Les réserves effectivement récupérées pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes.

Dans le cadre de la préparation du rapport GLJ, GLJ s'est fondée sur certains renseignements fournis par des tiers au sujet des terrains de redevances, y compris des données relatives aux intérêts économiques directs et aux produits des activités ordinaires nets, des données du domaine public, des renseignements sur les puits, des données géologiques, des études sur les réservoirs, des estimations des dates d'entrée en production, des renseignements sur les contrats, les prix actuels des produits des hydrocarbures, des données relatives aux frais d'exploitation, des données financières et les plans de mise en valeur et d'exploitation futurs pour les terrains de redevances, le cas échéant. Les autres données de caractère technique, géologique ou économique et les données sur la production historique requises pour réaliser l'évaluation et sur lesquelles le rapport GLJ est fondé proviennent de registres du domaine public et de documents non confidentiels. La portée et les caractéristiques de propriété de même que l'exactitude de toutes les données factuelles fournies aux fins de l'évaluation indépendante, sans égard à leur source, ont été acceptées par GLJ telles qu'elles leur ont été déclarées.



Le rapport sur les données relatives aux réserves établi par GLJ dans l'Annexe 51-101A2 et le rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz dans l'Annexe 51-101A3 sont joints respectivement à la présente notice annuelle en tant qu'annexe A et annexe B.

La société a retenu les services de GLJ afin d'évaluer les réserves prouvées et probables. Toutes les réserves des terrains de redevances sont situées dans les provinces d'Alberta, de la Saskatchewan, de la Colombie-Britannique et du Manitoba. Étant donné que la société ne détient aucun intérêt économique direct dans les terrains de redevances, elle n'est pas responsable des dépenses en immobilisations associées aux terrains de redevances et, de ce fait, l'évaluation des données relatives aux réserves ne tient pas compte des réserves non mises en valeur.

Données relatives aux réserves au 31 décembre 2020 - Prix et coûts prévisionnels¹⁾

Sommaire des réserves

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole brut lourd		Pétrole de réservoirs étanches		Bitume		Gaz naturel classique	
	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(Mpi ³)	(Mpi ³)
Prouvées										
Mises en valeur exploitées	—	7 720	—	1 721	—	555	—	645	—	76 951
Mises en valeur inexploitées	—	888	—	175	—	38	—	—	—	908
Non mises en valeur	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total prouvées	—	8 608	—	1 896	—	593	—	645	—	77 858
Total probables	—	2 786	—	596	—	196	—	172	—	21 008
Total prouvées et probables	—	11 394	—	2 492	—	789	—	817	—	98 867

Catégorie de réserves	Gaz de schiste		Méthane de houille		Liquides de gaz naturel		Total d'équivalent de pétrole	
	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)	Brutes (2)(4)	Nettes (3)(4)
	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(kb)	(kb)	(kbep)	(kbep)
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	—	13 743	—	31 351	—	5 057	—	36 039
Mises en valeur inexploitées	—	230	—	—	—	31	—	1 321
Non mises en valeur	—	—	—	—	—	—	—	—
Total prouvées	—	13 973	—	31 351	—	5 088	—	37 360
Total probables	—	4 202	—	7 935	—	1 555	—	10 829
Total prouvées et probables	—	18 175	—	39 286	—	6 643	—	48 189

* Les chiffres ne peuvent être additionnés en raison de l'arrondissement.

Nota:

- (1) Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ont été calculées au moyen des hypothèse de prix qui sont indiquées ci-après à la rubrique « *Hypothèse de prix — Prix et coûts prévisionnels* ».
- (2) Les réserves brutes représentent l'intérêt de la société dans les réserves, avant déduction des redevances et sans tenir compte des droits de redevances.
- (3) Les réserves nettes représentent l'intérêt de la société dans les réserves, déduction faite des obligations relatives aux redevances et compte tenu des droits de redevances de la société dans les réserves.
- (4) La société se distingue des producteurs pétroliers et gaziers typiques en ce que la totalité de ses droits sur les réserves sont des droits de redevances non assortis d'un intérêt économique direct. Par conséquent, aucune réserve brute n'est associée aux terrains de redevances, ce qui pourrait nuire à la comparaison des réserves de la société avec celles d'autres producteurs du secteur pétrolier et gazier.

Sommaire des valeurs actuelles nettes des produits des activités ordinaires nets futurs

Catégorie de réserves	Valeurs actuelles nettes des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu actualisées au taux de (%/année) ¹⁾					Valeur unitaire avant impôts sur le revenu actualisée au taux de 10 %/année ²⁾	
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %		
	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$	\$/bep	\$/kpi ³ e
Prouvées							
Mises en valeur exploitées	1 034 297	783 668	639 116	544 820	478 168	17,73	2,96
Mises en valeur inexploitées	73 033	58 884	49 141	42 054	36 689	37,20	6,20
Non mises en valeur	—	—	—	—	—	—	—
Total prouvées	1 107 330	842 552	688 258	586 874	514 858	18,42	3,07
Total probables	437 741	233 434	150 955	109 117	84 539	13,94	2,32
Total prouvées et probables	1 545 071	1 075 986	839 213	695 991	599 397	17,42	2,90

* Les chiffres ne peuvent être additionnés en raison de l'arrondissement.

Catégorie de réserves	Valeurs actuelles nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts sur le revenu actualisées au taux de (%/année) ¹⁾				
	0 %	5 %	10 %	20 %	
	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	1 013 211	763 928	620 537	527 251	461 485
Mises en valeur inexploitées	62 763	49 692	40 841	34 499	29 765
Non mises en valeur	—	—	—	—	—
Total prouvées	1 075 974	813 619	661 378	561 750	491 251
Total probables	377 066	195 757	123 750	87 858	67 131
Total prouvées et probables	1 453 040	1 009 377	785 127	649 608	558 381

* Les chiffres ne peuvent être additionnés en raison de l'arrondissement.

Nota:

- (1) Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ont été calculées au moyen des hypothèse de prix qui sont indiquées ci-après à la rubrique « Hypothèse de prix — Prix et coûts prévisionnels ».
- (2) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes de la société.

Renseignements supplémentaires concernant les produits des activités ordinaires nets futurs (non actualisés)
au 31 décembre 2020

Catégorie de réserves	Produits des activités ordinaires ¹⁾	Redevances ²⁾	Frais d'exploitation ³⁾	Frais de mise en valeur en capital ³⁾	Frais d'abandon et de remise en état ³⁾	Produit des activités ordinaires nets futurs avant impôts	Impôts	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts
	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$	k\$
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	1 040 315	6 017	—	—	—	1 034 297	21 086	1 013 211
Mises en valeur inexploitées	73 935	902	—	—	—	73 033	10 270	62 763
Non mises en valeur	—	—	—	—	—	—	—	—
Total prouvées	1 114 249	6 920	—	—	—	1 107 330	31 356	1 075 974
Total probables	441 346	3 604	—	—	—	437 741	60 675	377 066
Total prouvées et probables	1 555 595	10 524	—	—	—	1 545 071	92 031	1 453 040

* Les chiffres ne peuvent être additionnés en raison de l'arrondissement.

Nota:

- (1) Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ont été calculées au moyen des hypothèse de prix qui sont indiquées ci-après à la rubrique « *Hypothèse de prix — Prix et coûts prévisionnels* ».
- (2) Impôts sur la production et les minéraux à payer.
- (3) La société ne détient aucun intérêt économique direct dans les terrains de redevances. Par conséquent, la société n'est pas responsable des frais d'exploitation, de mise en valeur ou d'abandon et de remise en état associés aux produits des activités ordinaires nets estimatifs tirés des réserves attribuées aux terrains de redevances.

Produits des activités ordinaires nets futurs par type de production au 31 décembre 2020 - Prix et coûts prévisionnels

	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts ^{1,2)} (actualisés à 10 % par année)		
	k\$	(\$/bep)	\$/kpi3e
Prouvées exploitées			
Pétrole brut léger et moyen (combiné) ³⁾	332 544	30,47	5,08
Pétrole brut lourd ³⁾	53 673	30,51	5,08
Pétrole de réservoir étanche ³⁾	23 843	30,47	5,08
Bitume	20 095	31,02	5,17
Gaz naturel classique ⁴⁾	137 269	9,86	1,64
Gaz de schiste ⁴⁾	24 659	8,92	1,49
Méthane de houille	47 033	8,97	1,50
Total prouvées exploitées	639 116	17,73	2,96
Total prouvées			
Pétrole brut léger et moyen (combiné) ³⁾	372 098	31,34	5,22
Pétrole brut lourd ³⁾	59 718	30,87	5,14
Pétrole de réservoir étanche ³⁾	26 456	29,91	4,99
Bitume	20 096	31,02	5,17
Gaz naturel classique ⁴⁾	138 190	9,86	1,64
Gaz de schiste ⁴⁾	24 663	8,92	1,49
Méthane de houille	47 035	8,97	1,50
Total prouvées	688 258	18,42	3,07
Total prouvées et probables			
Pétrole brut léger et moyen (combiné) ³⁾	459 650	29,03	4,84
Pétrole brut lourd ³⁾	73 235	28,79	4,80
Pétrole de réservoir étanche ³⁾	32 736	27,53	4,59
Bitume	25 112	30,62	5,10
Gaz naturel classique ⁴⁾	162 504	9,21	1,53
Gaz de schiste ⁴⁾	31 250	8,70	1,45
Méthane de houille	54 726	8,33	1,39
Total prouvées et probables	839 213	17,42	2,90

* Les chiffres ne peuvent additionnés en raison de l'arrondissement.

Nota:

- (1) Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ont été calculées au moyen des hypothèse de prix qui sont indiquées ci-après à la rubrique « *Hypothèse de prix — Prix et coûts prévisionnels* ».
- (2) D'autres produits des activités ordinaires et coûts de la société non reliés à un groupe de production en particulier ont été répartis proportionnellement aux groupes de production. Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes de la société.
- (3) Y compris le gaz dissous et les autres sous-produits.
- (4) Y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous.

En ce qui concerne les produits des activités ordinaires nets futurs relatifs au total des réserves prouvées avant impôts, qui ont été actualisés au taux de 10 %, 70 % proviennent du pétrole brut (combiné), et 30 %, du gaz naturel (combiné). En ce qui concerne le total des réserves prouvées et probables, 70 % des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, actualisés à 10 %, proviennent du pétrole brut (combiné), et 30 %, du gaz naturel (combiné).

NOTES ET DÉFINITIONS

Les notes et les autres définitions qui suivent s'appliquent aux tableaux ci-dessus et ailleurs dans la présente notice annuelle,

Catégories de réserves

L'établissement des réserves de pétrole brut et de gaz naturel repose sur des estimations qui comportent un degré inhérent d'incertitude. Les catégories des réserves prouvées et probables ont été établies pour tenir compte des divers degrés d'incertitude et donner une indication de la probabilité de récupération.

Les évaluateurs qui estiment et classent les réserves doivent faire preuve de jugement professionnel et posséder des connaissances en géologie et en ingénierie afin d'être en mesure d'évaluer si les critères de classement sont remplis ou non. Il faut connaître certaines notions, notamment en ce qui concerne l'incertitude, le risque, la probabilité et les statistiques, ainsi que les méthodes d'estimation déterministes et probabilistes, pour utiliser et mettre en application correctement les définitions des réserves.

Les réserves sont les quantités restantes estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes qu'on prévoit pouvoir récupérer d'accumulations connues, à une date donnée, en fonction de ce qui suit:

l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques;

l'utilisation de la technologie connue; et

des conditions économiques précises.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations.

Les réserves prouvées sont les réserves qu'on estime récupérables avec un degré élevé de certitude. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

Les réserves probables sont les réserves additionnelles dont la récupération est moins certaine que celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Chacune des catégories de réserves peut être divisée en réserves mises en valeur et non mises en valeur:

Les réserves mises en valeur sont les réserves qu'on prévoit récupérer 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 mises en valeur peuvent être divisées en réserves exploitées et inexploitées.

Les réserves mises en valeur exploitées sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles de conditionnement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être actuellement en production ou, 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 mises en valeur inexploitées sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont déjà été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

Les réserves non mises en valeur sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'accumulations connues 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 (prouvées ou probables) dont elles font partie.

Dans les gisements multipuits, il peut être approprié de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories de réserves mises en valeur et de réserves non mises en valeur ou de subdiviser les réserves mises en valeur du gisement en réserves mises en valeur et exploitées et mises en valeur et inexploitées. Cette répartition se fonde sur l'appréciation que fait l'évaluateur des réserves qui seront récupérées de certains puits,

des installations et des intervalles de conditionnement du gisement ainsi que sur leur stade respectif de mise en valeur ou d'exploitation.

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

Les niveaux de certitude qualitatifs dont il est question dans 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 la plus élevée des estimations d'entités individuelles pour lesquelles 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 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives; et

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

Une mesure quantitative des niveaux de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable pour mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majeure partie des estimations de réserves sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

HYPOTHÈSES DE PRIX – PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

GLJ a utilisé les hypothèses suivantes relatives aux prix, au taux d'inflation et au taux de change alors en vigueur, fondées sur les prévisions de prix de GLJ (2021-2001) pour estimer les données relatives aux réserves selon des prix et coûts prévisionnels.

Pétrole brut							
Exercice	WTI à Cushing, en Oklahoma (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40° API (\$/b)	Hardisty Bow River (\$/b)	Hardisty Western Canadian Select (\$/b)	Pétrole lourd de Hardisty 12° API (\$/b)	Pétrole corrosif léger de Cromer 38° API (\$/b)	Taux de change ¹⁾ (\$ US/\$ CA)
2021	48,00	55,49	45,56	45,16	39,52	54,93	0,775
2022	51,50	60,78	50,07	49,67	43,97	60,18	0,765
2023	54,50	63,82	54,35	53,95	48,11	63,18	0,760
2024	57,79	68,14	58,32	57,92	51,88	67,46	0,760
2025	58,95	69,67	59,49	59,09	52,94	68,97	0,760
2026-2030	62,58	74,42	63,13	62,73	56,23	73,68	0,760
Par la suite	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	0,760

Gaz naturel		Liquides de gaz naturel à Edmonton				
Exercice	Prix au comptant à l'AECO Alberta (\$/MBtu)	Éthane (\$/b)	Propane (\$/b)	Butane (\$/b)	Pentane Plus (\$/b)	Taux d'inflation ²⁾ (%/année)
2021	2,72	8,62	19,43	27,75	60,65	0,0
2022	2,67	8,45	24,31	36,47	65,36	1,0
2023	2,60	8,22	25,53	41,48	70,07	2,0
2024	2,60	8,22	27,26	44,29	74,72	2,0
2025	2,65	8,39	27,87	45,29	76,25	2,0
2026-2030	2,81	8,94	29,77	48,37	81,02	2,0
Par la suite	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0

Nota:

- (1) Taux de change utilisés pour établir les prix de référence canadiens dans ce tableau.
(2) Taux d'inflation prévus.

En 2020, les prix de vente moyens réalisés à l'égard de la production associée aux terrains de redevances se sont établis à 1,61 \$/kpi³ pour le gaz naturel, à 38,05 \$/b pour le pétrole brut et à 22,93 \$/b pour les LGN.

VARIATION DES RÉSERVES

Le Règlement 51-101 exige la présentation du rapprochement des réserves brutes. Étant donné le caractère unique de l'actif de la société, les renseignements donnés dans les tableaux qui présentent le rapprochement des réserves brutes ne sont pas adéquats et pourraient induire les lecteurs en erreur. En vertu du Règlement 51-101, les réserves brutes ne comprennent que la quote-part attribuable à l'intérêt économique direct, avant déduction des redevances payables, et ne tiennent pas compte des redevances à recevoir. Les réserves nettes correspondent à la quote-part attribuable à l'intérêt économique direct, déduction faite des redevances à payer, et tiennent compte des redevances à recevoir. Comme la quasi-totalité de l'actif de la société se compose de droits de redevances, ceux-ci seraient normalement exclus d'un tableau présentant le rapprochement des réserves brutes. La société est d'avis que cela pourrait empêcher les épargnants de comparer les réserves de PrairieSky à celles d'autres producteurs du même secteur.

Le tableau suivant de variation des réserves est fourni à titre d'aide à l'investisseur. Le tableau est fondé sur les réserves nettes et est conforme à l'information présentée par d'autres entités dans le secteur des redevances.

Variation des réserves nettes de la société par type de produit principal - Prix et coûts prévisionnels

	Pétrole brut léger et moyen			Pétrole brut lourd		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
Le 31 décembre 2019	9 106	2 513	11 619	1 951	600	2 550
Découvertes	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	2 055	566	2 621	221	51	273
Révisions techniques	(15)	(77)	(92)	36	(9)	28
Acquisitions	7	—	7	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(517)	(216)	(732)	(69)	(46)	(114)
Production	(2 028)	—	(2 028)	(244)	—	(244)
31 décembre 2020⁽¹⁾	8 608	2 786	11 394	1 896	596	2 492

	Pétrole de réservoir étanche			Bitume		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)
Le 31 décembre 2019	674	249	923	749	259	1 008
Découvertes	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	62	—	62	—	—	—
Révisions techniques	34	(34)	(1)	93	(87)	6
Acquisitions	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(38)	(19)	(56)	—	—	—
Production	(139)	—	(139)	(197)	—	(197)
31 décembre 2020⁽¹⁾	593	196	789	645	172	817

	Gaz naturel classique			Gaz de schiste		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)	(kb)

	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(Mpi³)	(Mpi³)	(Mpi³)	(Mpi³)	(Mpi³)	(Mpi³)
Le 31 décembre 2019	77 855	18 828	96 682	14 270	3 822	18 092
Découvertes	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	5 376	1 584	6 960	2 535	675	3 210
Révisions techniques	9 889	746	10 635	450	(111)	339
Acquisitions	3	—	3	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(279)	(149)	(428)	(121)	(183)	(304)
Production	(14 986)	—	(14 986)	(3 162)	—	(3 162)
31 décembre 2020¹⁾	77 858	21 008	98 867	13 973	4 202	18 175

	Méthane de houille			Liquides de gaz naturel		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(Mpi³)	(Mpi³)	(Mpi³)	(kb)	(kb)	(kb)
Le 31 décembre 2019	22 968	3 139	26 107	4 847	1 408	6 255
Découvertes	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	7 070	2 075	9 145	422	106	527
Révisions techniques	1 060	311	1 371	878	90	968
Acquisitions	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	4 096	2 409	6 505	(118)	(49)	(167)
Production	(3 842)	—	(3 842)	(941)	—	(941)
31 décembre 2020¹⁾	31 351	7 935	39 286	5 088	1 555	6 643

	Total d'équivalent de pétrole		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(kbep)	(kbep)	(kbep)
Le 31 décembre 2019	36 508	9 327	45 835
Découvertes	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	5 257	1 445	6 701
Révisions techniques	2 926	41	2 967
Acquisitions	8	—	8
Aliénations	—	—	—
Facteurs économiques	(125)	17	(108)
Production	(7 214)	—	(7 214)
31 décembre 2020¹⁾	37 360	10 829	48 189

Note

1) Les colonnes ne peuvent être additionnées en raison de l'arrondissement.

Pour les réserves de l'exercice terminé le 31 décembre 2020, de nombreux terrains pétroliers et gaziers ont fait l'objet de révisions techniques positives et négatives, de révisions quant à la récupération améliorée et de changements attribuables à des facteurs économiques. Sur une base totale en équivalent de pétrole des réserves prouvées et probables, les réserves ont augmenté de 5 %, les travaux de forage et les révisions techniques positives nettes, de même que des facteurs de récupération améliorée liés au gaz naturel, surpassant les révisions économiques négatives nettes et la production.

Les terrains de Duvernay, Clearwater et d'autres terrains recelant du pétrole lourd et du bitume ont fait l'objet de révisions techniques positives, qui ont été contrebalancées par des révisions techniques négatives dans la zone Viking en Saskatchewan et en Alberta, alors que la performance du pétrole brut a varié, y compris la sous-performance des puits récents par rapport aux courbes type prévues, laquelle a été partiellement

contrebalancée par les fermetures d'exploitant et les restrictions de volume liées à la COVID-19. Les révisions ont également été touchées par des facteurs économiques en raison de la baisse des prix du pétrole brut.

Des révisions techniques positives ont été apportées au gaz naturel dans les plus anciens puits d'époque producteurs à partir de la formation Mississippian dans le sud de l'Alberta, certaines révisions techniques négatives mineures ayant été apportées au gaz naturel et aux LGN dans les puits exploités de Upper et Lower Mannville dans les régions de Foothills et de l'ouest et du centre de l'Alberta.

Les ajouts liés à la production tirée du méthane de houille (MH) sont attribuables à la fois à la récupération améliorée de ces actifs, en raison de la poursuite des investissements en capital de tiers dans l'infrastructure de collecte du gaz, à l'optimisation et à la remise en production de puits et à des facteurs économiques liés à l'amélioration des prix du gaz observée à l'AECO en 2020 par rapport aux années précédentes. Ces hausses de prix ont atténué les pressions économiques qui menaçaient auparavant la commercialisation à court terme de ces actifs. Contrairement à d'autres zones, le MH n'a pas subi les mêmes répercussions économiques que les prix des LGN et du pétrole en raison de la guerre des prix de l'OPEP et de la pandémie de COVID-19.

Les volumes de LGN ont fait l'objet d'une révision technique positive en raison d'une combinaison de rendements accrus et de l'amélioration du rendement des puits dans le Mississippian et à Mannville, dans le centre de l'Alberta, qui ont été partiellement contrebalancés par des révisions techniques négatives mineures dans certains terrains du Cardium en raison de la baisse des rendements de LGN.

Dans l'ensemble, 102 % des volumes de réserves prouvées et 105 % des volumes de réserves prouvées et probables ont été remplacés par des forages effectués par les exploitants, des révisions techniques et des facteurs de récupération améliorée, déduction faite de la production et des légères variations négatives des facteurs économiques.

FACTEURS OU INCERTITUDES SIGNIFICATIFS INFLUANT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

L'estimation des réserves est un processus complexe qui exige beaucoup de jugement et des décisions fondées sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Une estimation peut changer considérablement à mesure que des données supplémentaires sur les activités de mise en valeur en cours et la production deviennent accessibles et que la conjoncture économique influant sur les coûts et les prix du pétrole brut et du gaz évolue. Les estimations des réserves qui figurent dans les présentes sont fondées sur les prévisions relatives à la production, les prix et la conjoncture économique au moment où elles ont été établies. Les réserves ont été évaluées par GLJ, évaluateur de réserves qualifié indépendant.

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

Bien que tous les efforts raisonnables soient déployés pour veiller à ce que les estimations des réserves soient exactes, ces estimations sont faites par déduction. Par conséquent, les décisions subjectives, de nouveaux renseignements géologiques ou données sur la production et l'évolution du contexte économique ou réglementaire pourraient se répercuter sur ces estimations. L'évolution du prix du pétrole brut et du gaz naturel et le rendement des réservoirs en fin d'exercice pourraient justifier la révision, à la hausse ou à la baisse, des estimations des réserves.

FRAIS DE MISE EN VALEUR FUTURS

Étant donné que le financement des frais de mise en valeur futurs des terrains de redevances sont à la charge des propriétaires d'intérêts économiques directs dans ceux-ci et que la société ne détient aucun intérêt économique direct dans les terrains de redevances, la société n'est pas responsable des frais de mise en valeur correspondants. Aucun capital de mise en valeur futur n'est pris en compte dans l'évaluation des

réserve de la société et la société ne peut donner de conseils quant aux sources et aux coûts du financement de la mise en valeur future ou à l'incidence que ceux-ci auront sur les réserves présentées ou sur les produits des activités ordinaires nets futurs.

TERRAINS ET Puits DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Les tableaux qui suivent présentent sommairement le nombre de puits bruts situés sur les terrains de redevances dans lesquels la société détient un droit de redevances, qui sont situés en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba et qui sont tous des puits terrestres. Puisque la société ne détient aucun intérêt économique direct dans les terrains de redevances ou les infrastructures connexes, le nombre net de puits, ou de propriété de terrains ou d'installations situés sur les terrains de redevances est nul.

Région	Gaz naturel ⁽¹⁾		Pétrole ⁽¹⁾	
	Producteurs	Non producteurs ⁽²⁾	Producteurs	Non producteurs ⁽²⁾
Alberta	18 767	—	4 909	—
Saskatchewan	6 850	—	5 955	—
Colombie -Britannique	213	—	16	—
Manitoba	2	—	112	—

Nota:

(1) Comprend les puits unitaires.

(2) Les produits tirés des redevances payables par des tiers sont fondés sur les puits producteurs situés sur les terrains de redevances. La société ne dispose pas de renseignements de tiers sur les puits non producteurs situés sur les terrains de redevances.

TERRAINS AUXQUELS AUCUNE RÉSERVE N'EST ATTRIBUÉE

Le tableau suivant présente sommairement les biens-fonds non mis en valeur de la société auxquels aucune réserve n'est attribuée au 31 décembre 2020 et la superficie visée par un bail expirant dans un délai d'un an.

	Biens-fonds en fief ⁽¹⁾⁽²⁾	Biens-fonds visés par des DFRB ⁽¹⁾⁽²⁾		Biens-fonds visés par des DRDB ⁽³⁾⁽⁴⁾		Biens-fonds visés par des droits de la Couronne ⁽³⁾⁽⁴⁾	
		Acres bruts ⁽³⁾	Acres bruts	Acres bruts expirant dans un délai d'un an	Acres bruts	Acres nets	Acres nets expirant dans un délai d'un an
(en milliers d'acres)							
Alberta	3 759	38	2 439	88	21	21	1
Saskatchewan	981	87	424	19	5	5	—
Colombie -Britannique	—	—	469	38	—	—	—
Manitoba	421	1	—	—	—	—	—
Autre	1	—	63	—	—	—	—
Total	5 162	127	3 395	145	26	26	1

* Les chiffres ne peuvent être additionnés en raison de l'arrondissement.

Nota:

- (1) Les biens-fonds en fief qui sont visés par des baux ou amodiations multiples sous une même surface ont été calculés selon les résultats d'un levé aérien et ont donc été comptabilisés une seule fois.
- (2) Les droits sur le pétrole et/ou le gaz naturel associés au titre certifié des biens-fonds en fief et des biens-fonds visés par des DFRB aux termes de conventions de fiducie de rang supérieur sont détenus à perpétuité. Le nombre de titres non certifiés et de conventions de fiducie de rang inférieur détenus par la société est minime. Par conséquent, il n'y a pas de nombre significatif d'acres bruts pour lesquels les droits de la société expireront en 2021.
- (3) Les biens-fonds non mis en valeur sont calculés en additionnant la surface visée par chacun des baux, amodiations ou conventions. Dans certaines circonstances, lorsque la société détient des droits sur une même surface aux termes de différents baux, amodiations ou conventions, la superficie relative à tous ces baux, amodiations ou conventions est additionnée.
- (4) Les propriétaires d'intérêts économiques directs pourraient avoir le droit de continuer à exercer des activités sur une partie de cette superficie dans le cadre d'autres activités exercées sur les biens-fonds ou sur des biens-fonds de compensation, si cela est permis par les règlements. De plus, bien que la société n'exerce elle-même aucune activité sur ces biens-fonds, elle déploie tous les efforts possibles pour inciter des tiers à les mettre en valeur activement avant l'échéance des baux ou amodiations. En

conséquence, elle prévoit que ses droits visant uniquement un petit pourcentage de cette superficie expireront au cours de cette période.

HORIZON FISCAL

La société est actuellement assujettie à l'impôt. Le taux d'imposition des sociétés prévu par la loi qui s'applique à la société s'est établi à environ 24,3 % en 2020 et la société a comptabilisé un bénéfice net de 2,7 millions de dollars au titre de l'impôt sur le revenu courant. Le revenu imposable d'une société est calculé d'après les revenus des activités ordinaires totaux, les frais et les autres déductions, qui, dans le cas de la société, varient en fonction du montant des revenus de redevances reçus en raison de la fluctuation du prix des marchandises et des activités de mise en valeur sur les terrains sur lesquels elle a des droits, ainsi que d'autres revenus liés aux activités d'amodiation sur les biens-fonds en fief. Au 31 décembre 2020, la société disposait de comptes fiscaux totalisant 1,2 milliards de dollars qu'elle pouvait utiliser pour réduire son revenu imposable futur.

FRAIS ENGAGÉS

Dépenses	Exercice terminé le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)
Coûts d'acquisition de terrains:	
Terrains recelant des réserves prouvées	7,2
Terrains recelant des réserves non prouvées	2,2
Total	9,4

PRODUCTION ESTIMATIVE

Le tableau suivant indique, pour chaque type de produit, le volume de production brut et net estimé par GLJ pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2021 et qui a été pris en considération dans les estimations des réserves prouvées brutes et nettes et des réserves probables brutes et nettes présentées ci-dessus à la rubrique « *Données relatives aux réserves et autres informations concernant le pétrole et le gaz – Présentation des données relatives aux réserves* ».

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole brut lourd		Pétrole de réservoir étanche		Bitume	
	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾
	(b/lj)		(b/lj)		(b/lj)		(b/lj)	
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	–	4 285	–	829	–	312	–	578
Mises en valeur inexpl.	–	313	–	36	–	18	–	–
Non mises en valeur	–	–	–	–	–	–	–	–
Total prouvées	–	4 598	–	864	–	330	–	578
Probables	–	310	–	23	–	20	–	33
Total prouvées+probables	–	4 908	–	887	–	350	–	611

Catégorie de réserves	Gas naturel							
	Gaz naturel conventionnel		Gaz de schiste		Méthane de houille		LGN	
	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾
	(kpi3/lj)		(kpi3/lj)		(kpi3/lj)		(kpi3/lj)	
Prouvées								
Mises en valeur expl.	–	35 466	–	5 443	–	10 197	–	1 976
Mises en valeur inexpl.	–	480	–	93	–	–	–	13
Non mises en valeur	–	–	–	–	–	–	–	–
Total prouvées	–	35 946	–	5 535	–	10 197	–	1 989
Probables	–	1 161	–	343	–	134	–	73
Total prouvées plus probables	–	37 107	–	5 879	–	10 331	–	2 062

Total d'équivalent de pétrole		
Catégorie de réserves	Brut ⁽¹⁾⁽²⁾	Net ⁽³⁾⁽⁴⁾
	(bep/lj)	
Prouvées		
Mises en valeur expl.	–	16 497
Mises en valeur inexpl.	–	475
Non mises en valeur	–	–
Total prouvées	–	16 971
Probables	–	734
Total prouvées plus probables	–	17 705

Nota:

- (1) La production brute représente le droit de la société dans la production avant déduction des redevances et sans tenir compte des droits de redevances.
- (2) La société se distingue des producteurs de pétrole brut et de gaz naturel typiques en ce que la totalité de ses droits sur les réserves sont des droits de redevances non assortis d'un intérêt économique direct. Par conséquent, aucune réserve brute n'est attribuée aux terrains de redevances, ce qui pourrait nuire à la comparaison des réserves de la société avec celles d'autres producteurs du secteur pétrolier et gazier.
- (3) La production nette représente le droit de la société dans la production, déduction faite des obligations au titre des redevances et des droits de redevances sur la production de la société.
- (4) Les colonnes ne peuvent être additionnées en raison de l'arrondissement.

HISTORIQUE DE PRODUCTION

Le tableau suivant présente sommairement la production, les prix des produits reçus, les redevances versées (les charges au titre de l'impôt sur la production et de l'impôt minier), les charges administratives en espèces et les rentrées nettes qui en résultent pour les périodes indiquées.

	Annuel 2020	2020			
		T4	T3	T2	T1
Production quotidienne moyenne⁽¹⁾					
Gaz naturel (Mpi^3/j)	60,1	58,1	58,2	60,3	63,8
Pétrole brut (b/j)	7 124	7 313	6 572	6 035	8 582
LGN (b/j)	2 571	2 285	2 473	2 586	2 945
Total (bep/j)	19 712	19 281	18 745	18 671	22 160
Prix moyen réalisé⁽²⁾					
Gaz naturel ($$/kpi^3$)	1,61	1,87	1,62	1,39	1,57
Pétrole brut ($$/b$)	38,05	41,59	41,11	24,31	42,30
LGN ($$/b$)	22,93	26,44	21,43	17,63	26,10
Total ($$/bep$)	21,65	24,58	22,27	14,77	24,35
Charge d'impôt sur la production et minier					
Gaz naturel ($$/kpi^3$)	0,06	0,07	0,03	0,07	0,06
Pétrole brut ($$/b$)	0,49	0,79	0,75	(1,24)	1,23
LGN ($$/b$)	—	—	—	—	—
Total ($$/bep$)	0,35	0,51	0,35	(0,18)	0,64
Charges administratives en espèces⁽³⁾					
Gaz naturel ($$/kb$)	0,47	0,26	0,36	0,38	0,87
Pétrole brut ($$/b$)	2,92	3,16	2,61	3,46	2,53
LGN ($$/b$)	—	—	—	—	—
Total ($$/bep$)	2,49	1,97	2,03	2,35	3,47
Rentrées nettes reçues⁽⁴⁾					
Gaz naturel ($$/kpi^3$)	1,08	1,55	1,24	0,94	0,64
Pétrole brut ($$/b$)	34,64	37,63	37,75	22,08	38,54
LGN ($$/b$)	22,93	26,44	21,43	17,63	26,10
Total ($$/bep$)	18,81	22,10	19,89	12,60	20,24

Nota:

- (1) Représente la production nette.
- (2) Exclut les produits des activités ordinaires tirés du soufre et d'autres produits des activités ordinaires.
- (3) PrairieSky n'engage pas de frais d'exploitation. Les charges administratives en espèces, qui sont des frais d'administration à l'exclusion de la rémunération fondée sur des actions non en espèces, comprennent les frais relatifs à l'administration des biens-fonds et aux fonctions de comptabilité et d'audit nécessaires à l'administration et à la perception des revenus de redevances et sont répartis entre le gaz naturel et le pétrole en fonction de la proportion du total des produits des activités ordinaires qui est attribuable à chaque produit. Les charges administratives en espèces comprennent toute rémunération fondée sur des actions réglée en espèces au cours de la période. Les charges administratives en espèces sont une mesure non conforme aux PCGR au sens du rapport de gestion de la société pour la période terminée le 31 décembre 2020.
- (4) Les rentrées nettes sont calculées en soustrayant des redevances payées (charge d'impôt sur la production et minier) et des charges administratives en espèces des produits tirés des redevances.

DESCRIPTION DES TERRAINS

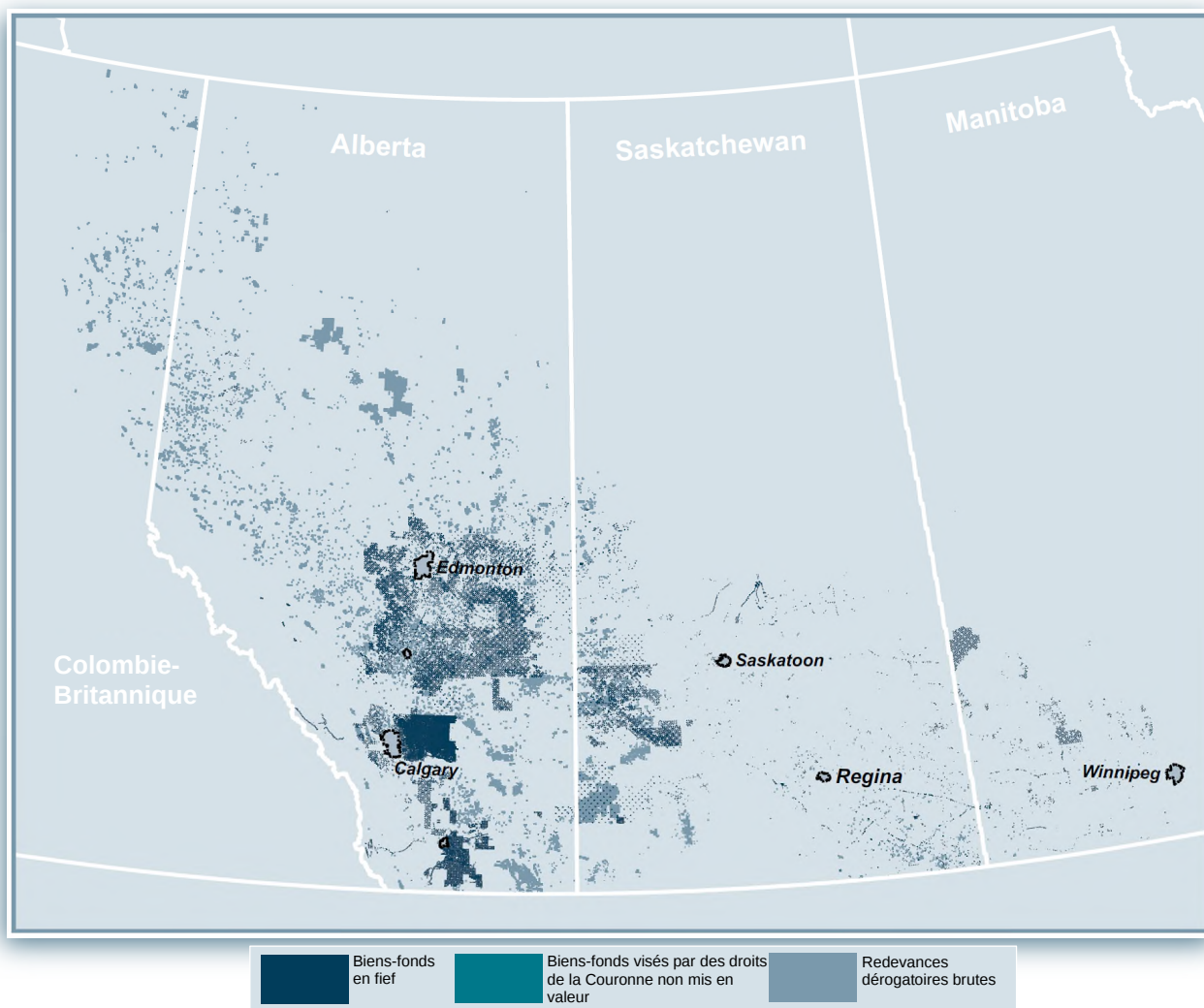
L'actif de PrairieSky sont composés: i) des biens-fonds en fief, d'une superficie approximative de 7,8 millions d'acres, ii) des droits à titre d'amodiateur, iii) des DRDB, qui englobent des biens-fonds visés par des DRDB d'une superficie approximative de 7,5 millions d'acres, iv) des DFRB, qui englobent des biens-fonds visés par des DFRB d'une superficie approximative de 0,2 million d'acres, v) des biens-fonds visés par des droits de la Couronne d'une superficie approximative de 26 000 acres, vi) de la licence sismique et d'autres données sismiques exclusives bidimensionnelles relatives à environ 46 000 kilomètres et de données sismiques tridimensionnelles relatives à environ 13 000 kilomètres carrés d'une superficie de plus de 3,3 millions d'acres et vii) de certains autres biens connexes.

Les biens-fonds payables sont situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, principalement dans les provinces d'Alberta et de la Saskatchewan.

Les biens-fonds en fief sont actuellement visés par environ 15 000 baux et amodiations et sont actuellement en vigueur et environ 310 amodiateurs exercent des activités d'exploration et d'exploitation de pétrole brut et de gaz naturel sur les biens-fonds en fief.

Carte des biens-fonds en fief, des biens-fonds visés par des DRDB et des biens-fonds visés par d'autres droits de PrairieSky

La carte présentée ci-après indique les terrains de redevances qui constituent des biens-fonds en fief, des biens-fonds visés par des DRDB (y compris les droits liés aux FRB) et des biens-fonds assujettis à des droits de la Couronne.



Biens-fonds

La société détient l'un des portefeuilles indépendants de titres miniers en fief simple les plus vastes du Canada, comptant des biens-fonds en fief d'une superficie approximative de 8,9 millions d'acres, dont une superficie approximative de 7,8 millions d'acres est visée par des droits pétroliers et/ou gaziers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2020, les revenus de redevances provenant des biens-fonds en fief ont compté pour environ 63 % du total des revenus de redevances de PrairieSky.

Les biens-fonds en fief englobent un portefeuille diversifié, sur le plan géologique, de terrains qui s'étendent sur toute la colonne stratigraphique allant de la surface au socle. Il est possible qu'une même section de biens-fonds soit louée et relouée en fonction du groupe géologique, accordant ainsi à plusieurs amodiataires le droit de forer et d'explorer et, finalement, d'exploiter différentes formations selon les modalités propres à leur entente d'amodiation. Les groupes géologiques qui font partie des biens-fonds en fief comprennent : i) la surface à la partie supérieure du groupe de Colorado, où les activités sont axées sur la mise en valeur du gaz peu profond

et du pétrole de Belly River; ii) le groupe de Colorado, qui comprend les formations de Cardium et de Viking, en Alberta et en Saskatchewan; iii) le groupe de Mannville, qui comprend les formations détritiques, de quartz basal, d'Ellerslie et d'Ostracod ainsi que la formation glauconifère et les formations de Fahler, de Wilrich et de Notikewin de la partie supérieure du groupe de Mannville; iv) les couches du Jurassique au Mississippien inférieures, qui comprennent les formations de Rock Creek, de Nordegg, de Banff, de Midale et de Bakken et le groupe de Rundle; et v) les couches du Dévonien, qui comprennent les formations de Nisku et de Duvernay.

Biens-fonds visés par des DRDB

La société détient des biens-fonds visés par des DRDB d'une superficie approximative de 7,5 millions d'acres. Elle les a acquis pour l'essentiel dans le cadre de l'acquisition de Range Royalty et de l'acquisition des redevances de CNRL, d'autres biens-fonds visés par des DRDB ayant été acquis dans des zones ciblées. Les activités de forage les plus récentes qui ont été exercées sur les biens-fonds visés par des DRDB visaient principalement la formation de Viking dans le sud-ouest de la Saskatchewan et de l'Alberta, les formations de Wilrich et de Duvernay à Edson, les formations de Lloydminster, Cummings et Rex dans le centre de l'Alberta, ainsi que les projets thermaux de Lindbergh et d'Onion Lake, les sables Clearwater dans le centre nord de l'Alberta, la formation de Duvernay à Willesden Green, les formations de Montney/Doig, de Cardium, de Spirit River et de Dunvegan dans la zone du Deep Basin et la formation de Montney/Doig dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Biens-fonds visés par des DFRB

La société détient environ 0,2 million d'acres de biens-fonds visés par des DFRB qui représentent de petites fractions de droits de redevances à titre d'amodiateur réservées sur les biens-fonds en fief visés par des titres dans tout le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Biens-fonds assujettis à des droits de la Couronne

La société détient des biens-fonds assujettis à des droits de la Couronne d'une superficie approximative de 26 000 acres situés principalement en Alberta, qu'elle a acquis en vue de compléter ses avoirs fonciers disposés en damier et de constituer des biens-fonds dans des zones stratégiques afin d'effectuer des opérations sur les droits de redevances.

CERTAINS AUTRES DROITS VISANT DES RESSOURCES MINIÈRES ET MINÉRALES

La quasi-totalité des biens-fonds en fief comprennent des droits relatifs au charbon et aux pierres précieuses et d'autres droits visant des ressources minières et minérales, notamment le lithium, en sus des droits pétroliers et gaziers. En raison de la faiblesse des perspectives quant aux prix des marchandises du charbon, des estimations actuelles quant aux frais d'extraction et de transport en Alberta ou de l'absence de développement commercial à ce moment, la société ne considère pas, à l'heure actuelle, que ces droits relatifs au charbon et aux pierres précieuses ou à d'autres ressources minérales sont importants pour son entreprise.

Emprunts

Au 31 décembre 2020, PrairieSky disposait d'une facilité de crédit renouvelable prorogeable de 200 millions de dollars (la *facilité renouvelable*), avec une augmentation permise à 250 millions de dollars, sous réserve du consentement du prêteur, et d'une facilité de crédit d'exploitation prorogeable de 25 millions de dollars non garantie (la *facilité d'exploitation* et conjointement avec la facilité renouvelable, la *facilité de crédit*). La facilité de crédit comprend des options d'emprunt d'avances à taux préférentiel canadiennes, d'avances à taux de base aux États-Unis, de prêts au TIOL, d'acceptations bancaires et de lettres de crédit, et porte intérêt sur un tableau variable fondé sur certains ratios financiers, par rapport au taux applicable en vigueur pour le type de prêt. La facilité de crédit n'est pas garantie et ne comporte pas de restriction quant à la base d'emprunt. La facilité de crédit comporte trois clauses restrictives financières aux termes desquelles le ratio de la dette de premier rang consolidée ajustée par rapport au BAIIA de la société ne dépassera pas 3,5:1,0, la dette totale consolidée ajustée par rapport au BAIIA ne dépassera pas 4,0:1,0 et le ratio de la dette totale consolidée

ajustée par rapport à la capitalisation ne dépassera pas 55 %. Le BAIIA aux fins du calcul des engagements est ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie, des charges d'intérêts et de l'impôt sur le revenu.

Le 29 janvier 2021, la société a renouvelé la facilité de crédit, réduisant volontairement la facilité renouvelable à 150 millions de dollars, avec une augmentation permise à 200 millions de dollars, sous réserve du consentement du prêteur, et maintenant la facilité d'exploitation de 25 millions de dollars, chacune pour des durées de deux ans venant à échéance le 30 janvier 2023 et, sous réserve de certaines exigences, pouvant être prorogées chaque année. Aucun changement n'a été apporté aux engagements financiers.

Au 31 décembre 2020, la société avait prélevé 42,9 millions de dollars sur sa facilité de crédit.

Situation du secteur

Les sociétés exerçant des activités dans le secteur du pétrole et du gaz naturel sont assujetties à une réglementation et à un contrôle rigoureux des activités (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage et la mise à niveau, le transport et la commercialisation) découlant de la législation adoptée par divers paliers de gouvernement et relativement au prix et à l'imposition du pétrole brut et du gaz naturel par l'entremise de lois adoptées par les gouvernements fédéral et provinciaux et d'ententes conclues entre ceux-ci. Les investisseurs du secteur pétrolier et gazier canadien devraient examiner soigneusement tous ces éléments. Toutes les lois actuelles sont des dossiers publics et la société n'est pas en mesure de prédire quelles autres lois ou modifications pourraient être adoptées. Bien que ces règlements n'aient aucune incidence sur les activités de la société d'une manière qui diffère considérablement de la manière dont ils touchent d'autres participants du secteur de taille comparable ayant des actifs et des activités semblables, les investisseurs devraient examiner attentivement ces lois, règlements et ententes.

Le caractère unique des terrains de redevances devrait permettre à la société de profiter du potentiel de plus-value de ces biens en s'exposant à moins de risques que les sociétés d'exploration et de production traditionnelles. Cet avantage découle du fait que la société touche des redevances à l'égard des terrains de redevances plutôt que d'exercer elle-même des activités d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel, qui sont soumises à une réglementation plus lourde. Toutefois, la législation et la réglementation, notamment celles qui sont énoncées ci-après pourrait avoir une incidence sur les redevances reçues par la société en tant que participante indirecte à la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel sur ces terrains. En outre, si la stratégie de la société devait changer à l'avenir de sorte qu'elle devienne une participante directe à la mise en valeur de ses biens, que ce soit à titre de propriétaire d'un intérêt économique direct dans des biens-fonds en fief qui ne sont pas mis en valeur à l'heure actuelle ou d'exploitance de tels biens ou d'une autre manière, le fardeau de la réglementation du secteur dont il est question ci-dessus lui incomberait. L'analyse qui suit présente certaines conditions et certains règlements pertinents qui ont une incidence sur le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien.

FIXATION DES PRIX ET COMMERCIALISATION AU CANADA

Pétrole brut

Les producteurs de pétrole brut ont le droit de négocier des contrats de vente directement avec les acheteurs de pétrole brut. Par conséquent, les forces du marché macroéconomique et microéconomique déterminent le prix du pétrole brut. Les facteurs mondiaux de l'offre et de la demande sont le principal déterminant des prix du pétrole brut, mais les enjeux régionaux de marché et de transport influencent également les prix. Le prix spécifique qu'un producteur recevra dépendra, en partie, de la qualité du pétrole brut, des prix des carburants concurrents, de la distance par rapport au marché, de la disponibilité du transport, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des modalités contractuelles de vente.

En 2020, l'offre excédentaire mondiale de pétrole brut, le manque de capacité de stockage disponible et la diminution de la demande attribuable à la COVID-19 ont eu une incidence importante sur le prix du pétrole brut. Afin de stabiliser les marchés pétroliers mondiaux, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et un certain nombre d'autres pays producteurs de pétrole ont annoncé un accord visant à réduire la production

de pétrole brut d'environ 10 millions de b/j en avril 2020, accord qui a été modifié et ajusté tout au long de 2020 et au début de 2021 et qui demeure assujéti à de nouvelles modifications et à des incertitudes. Cet accord a contribué au rééquilibrage des marchés pétroliers mondiaux en atteignant environ 99,5 % des engagements convenus en matière d'ajustement de la production depuis mai 2020; toutefois, la reprise économique a ralenti en raison d'une résurgence de la COVID-19 dans les grandes économies. Voir « *Facteurs de risque - COVID-19* » et « *Facteurs de risque - Prix, marchés et demande de produits pétroliers* ».

Gaz naturel

Les négociations entre les acheteurs et les vendeurs déterminent le prix du gaz naturel vendu dans le commerce intraprovincial, interprovincial et international. Le prix qu'obtient un producteur de gaz naturel dépend, en partie, du prix des approvisionnements en gaz naturel et d'autres combustibles concurrents, de la qualité du gaz naturel, de la distance par rapport au marché, de la disponibilité du transport, de la durée du contrat, des conditions météorologiques, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles de vente. Les prix au comptant et futures peuvent également être influencés par les fondamentaux de l'offre et de la demande sur différentes plateformes de négociation.

Liquides de gaz naturel

Le prix des condensats et des autres LGN comme l'éthane, le butane, le propane et le pentane plus vendus dans le commerce intraprovincial, interprovincial et international est établi par voie de négociation entre acheteurs et vendeurs. La rentabilité des LGN extraits du gaz naturel est fondée sur le fait que les produits extraits ont une plus grande valeur économique en tant que produits de base distincts que les composants du gaz naturel et qu'ils commandent donc des prix plus élevés. Ces prix dépendent, en partie, de la qualité des LGN, du prix du stock chimique concurrent, de la distance par rapport au marché, de l'accès au transport en aval, de la durée du contrat, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles de vente.

Exportations en provenance du Canada

Le 28 août 2019, le projet de loi C-69 est entré en vigueur, remplaçant, entre autres, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la *Loi sur l'ONÉ*) par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la *LRCÉ*), la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012) par la *Loi sur l'évaluation d'impact* (la *LEI*) et l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) par la *Régie de l'énergie du Canada* (REC). La REC a assumé les responsabilités générales de l'ONÉ, notamment en ce qui a trait à l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN du Canada. Le régime législatif relatif aux exportations de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN.

Les exportations de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN du Canada sont assujetties à la LRCÉ et demeurent assujetties au *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)* (le « *Règlement partie VI* ») jusqu'à ce que le Règlement partie VI soit remplacé. La LRCÉ et le Règlement partie VI autorisent les exportations de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN aux termes: i) des ordres à court terme d'une durée maximale de un an ou de deux ans selon la substance, et d'une durée maximale de 20 ans pour les quantités de gaz naturel (sauf les LGN) d'une durée maximale de 30 000 m³ par jour; ou ii) des licences d'exportation à long terme d'une durée maximale de 40 ans pour le gaz naturel et d'une durée maximale de 25 ans pour le pétrole brut et les autres substances (par exemple les LGN). En ce qui concerne les demandes de licences d'exportation à long terme, à la suite d'un examen de ces demandes par la REC, qui peut comporter une audience publique, la REC peut approuver une demande si elle est convaincue, entre autres, que les volumes d'exportation proposés ne sont pas supérieurs aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Outre l'approbation de la REC, les licences d'exportation à long terme exigent actuellement diverses autres approbations ministérielles et du Cabinet fédéral.

Les exportateurs sont libres de négocier des prix et d'autres conditions avec les acheteurs, à condition que les contrats d'exportation continuent de satisfaire à certains critères prescrits par la REC et le gouvernement fédéral.

Restrictions en matière de transport et accès au marché

Comme il est expliqué plus en détail ci-après, l'une des principales contraintes à l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN est le déficit de capacité de transport pour le transport de la production de l'Ouest canadien vers les États-Unis et d'autres marchés internationaux. Bien que certains projets de canalisations et d'autres projets de transport et d'exportation aient été annoncés ou soient en cours, bon nombre de projets proposés ont été annulés ou retardés en raison des obstacles réglementaires, des contestations judiciaires et d'autres facteurs économiques et sociopolitiques. En raison, notamment, de la croissance de la production et de l'absence de capacité nouvelle et étendue des réseaux pipeliniers et ferroviaires, les producteurs de l'Ouest canadien ont vu leurs prix des marchandises à la baisse par rapport à d'autres marchés au cours des dernières années.

Pipelines

Les producteurs négocient avec les exploitants de pipelines pour le transport de leurs produits sur le marché sur une base ferme, au comptant ou interruptible, selon le pipeline spécifique et la substance spécifique. La disponibilité du transport varie grandement d'un territoire à l'autre et d'une région à l'autre. Cette variabilité peut déterminer la nature des engagements en matière de transport disponibles, le nombre de clients éventuels et le prix reçu.

En vertu de la Constitution canadienne, les pipelines interprovinciaux et internationaux relèvent de la compétence du gouvernement fédéral et, en vertu de la LRCÉ, les nouveaux pipelines interprovinciaux et internationaux devront faire l'objet d'un examen réglementaire fédéral et être approuvés par le Cabinet avant qu'ils ne puissent être mis en œuvre. Toutefois, ces dernières années, on a constaté un manque de certitude en matière de politique et de réglementation, de sorte que, même lorsque les projets sont approuvés, ils sont souvent confrontés à des retards en raison des mesures prises par les gouvernements provinciaux et municipaux et de l'opposition juridique à l'égard de questions telles que les droits et les titres autochtones, l'obligation du gouvernement de consulter les peuples autochtones et de prendre en compte leurs besoins et le caractère suffisant de tous les processus d'examen environnemental pertinents. Les pipelines d'exportation du Canada vers les États-Unis sont assujettis à une autre imprévisibilité, étant donné que ces pipelines exigent l'approbation de plusieurs paliers de gouvernement aux États-Unis.

Face à cette incertitude réglementaire, le secteur pétrolier et gazier canadien a éprouvé d'importantes difficultés à élargir le réseau existant d'infrastructures de transport du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, notamment les pipelines, les chemins de fer, les camions et le transport maritime. L'amélioration de l'accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire du Midwest américain et des terminaux d'expédition des exportations de la côte ouest du Canada pourrait contribuer à atténuer les pressions à la baisse sur les prix des marchandises. Plusieurs propositions ont été annoncées en vue d'augmenter la capacité pipelinrière de l'Ouest canadien vers l'Est du Canada, les États-Unis et d'autres marchés internationaux par l'intermédiaire de terminaux d'exportation. Pendant que certains projets sont en cours, le processus d'approbation réglementaire et d'autres facteurs liés aux infrastructures de transport et d'exportation ont entraîné le retard, la suspension ou l'annulation d'un certain nombre de projets pipeliniers.

Mises à jour spécifiques à l'égard des pipelines

En ce qui concerne l'état actuel du transport et de l'exportation de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés nationaux et internationaux, le remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge de Hardisty, en Alberta, à Superior, au Wisconsin, qui devait être en service à la fin de 2019, continue de rencontrer des difficultés en matière de permis aux États-Unis et la réalisation de la partie américaine du remplacement du pipeline a été retardée après l'annonce selon laquelle l'Agence de lutte contre la pollution (*Pollution Control Agency*) du Minnesota exigera une audience publique relative à un permis d'eau clé. On prévoit que la majeure partie des travaux de construction de la partie américaine du remplacement du pipeline se dérouleront en 2021. La partie canadienne du pipeline remplacé a commencé ses activités commerciales en décembre 2019.

L'expansion du pipeline Trans Mountain a reçu l'approbation du Cabinet en novembre 2016. Après une période d'opposition politique en Colombie-Britannique, le gouvernement fédéral a fait l'acquisition du pipeline Trans Mountain auprès de Kinder Morgan Cochin ULC en août 2018. Toutefois, l'expansion du pipeline Trans Mountain a subi un revers lorsque, en août 2018, la Cour d'appel fédérale a relevé des lacunes dans l'évaluation environnementale de l'ONÉ et dans les consultations gouvernementales sur les questions autochtones. La Cour a annulé l'approbation et a demandé au Cabinet de corriger ces lacunes. À la suite d'un réexamen par l'ONÉ et des efforts de consultation accrus menés par le gouvernement fédéral, le Cabinet a approuvé de nouveau l'expansion du pipeline Trans Mountain. Les contestations subséquentes à l'approbation ont été rejetées par la Cour d'appel fédérale en février 2020 et la Cour suprême du Canada en juillet 2020.

De plus, le 25 avril 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a soumis une question de renvoi à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique, lui demandant si elle avait compétence constitutionnelle pour modifier la loi intitulée *Environmental Management Act* (l'« EMA BC ») afin d'imposer une exigence de délivrance de permis aux transporteurs de pétrole brut lourd en Colombie-Britannique. La Cour d'appel de la Colombie-Britannique a répondu à l'unanimité à la question de renvoi par la négative. Le 16 janvier 2020, la Cour suprême du Canada a rejeté à l'unanimité l'appel du procureur général de la Colombie-Britannique.

La construction du pipeline Trans Mountain a commencé à la fin de 2019 et il devrait être en service à la fin de 2022.

Le pipeline Keystone XL de TC Energy Corporation (*TC Energy*), dont la construction devait commencer au cours du premier semestre de 2019, a vu les travaux préalables à la construction être interrompus à la fin de 2018, lorsqu'un juge de la Cour fédérale des États-Unis a établi que l'examen environnemental sous-jacent était inadéquat. Le Département d'État des États-Unis a publié son étude d'impact environnemental supplémentaire (*Supplemental Environmental Impact Statement*) finale à la fin de 2019 et, en janvier 2020, le gouvernement des États-Unis a annoncé qu'il approuvait une emprise ou droit de passage qui permettrait au pipeline Keystone XL de traverser 74 kilomètres de terrains fédéraux. Le 31 mars 2020, TC Energy a annoncé qu'elle réaliserait le pipeline Keystone XL. TC Energy a également annoncé que le gouvernement de l'Alberta avait effectué un investissement en actions de 1,1 milliard de dollars américains dans le projet et qu'il garantirait une facilité de crédit de 4,2 milliards de dollars américains au titre du projet.

Alors que la construction du pipeline Keystone XL a commencé en avril 2020, le pipeline Keystone XL est demeuré assujéti à des obstacles juridiques et réglementaires aux États-Unis. En décembre 2019, un juge fédéral du Montana a rejeté la demande du gouvernement des États-Unis de rejeter une poursuite intentée par des tribus autochtones d'Amérique tentant de bloquer certains permis et, le 15 avril 2020, un juge du Montana a rendu une décision contre l'utilisation par le *Corps of Engineers* de l'armée américaine d'un permis national de franchissement de cours d'eau aux États-Unis (*permis national 12*). La Cour d'appel des États-Unis pour le neuvième circuit a refusé de suspendre la décision. Bien que la Cour suprême des États-Unis ait ultérieurement rétabli le permis national 12 en juillet 2020, elle a décidé que la remise en vigueur ne s'appliquerait pas au pipeline Keystone XL.

Le 20 janvier 2021, M. Joseph Biden a été assermenté en tant que 46^e président des États-Unis, après quoi l'administration de Biden a annoncé sa décision de révoquer le permis fédéral accordé par l'administration précédente pour le pipeline Keystone XL, qui a annulé un processus réglementaire exhaustif qui a duré plus de dix ans. Par suite de la révocation, TC Energy a indiqué qu'elle suspendait l'avancement du projet de pipeline Keystone XL pendant qu'elle revoyait la décision, évaluait les incidences de celle-ci et examinait ses options.

Navires pétroliers

Le projet de loi C-48 a reçu la sanction royale le 21 juin 2019, promulguant la *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*, qui impose une interdiction du trafic de pétroliers transportant certains produits pétroliers bruts et LGN ou des hydrocarbures persistants de plus de 12 500 tonnes métriques le long de la côte nord de la Colombie-Britannique. L'interdiction peut empêcher la construction de pipelines et l'implantation de terminaux d'exportation sur la partie de la côte de la Colombie-Britannique assujéti au moratoire. Voir « *Situation du secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale - Fédéral* ».

Pétrole brut et bitume par chemin de fer

Le 19 février 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il louerait 4 400 wagons de chemin de fer capables de transporter 120 000 b/j de pétrole brut hors de la province pour aider à atténuer les contraintes de transport qui ont une incidence sur les prix du pétrole au Canada.

Au printemps 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il annulerait le programme et attribuerait les contrats de transport aux promoteurs de l'industrie. En février 2020, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il avait vendu au secteur privé des contrats de transport de pétrole brut par train d'une valeur de 10,6 milliards de dollars.

À la suite de deux déraillements de train qui ont entraîné des incendies et des déversements de pétrole en Saskatchewan, le gouvernement fédéral a annoncé en février 2020 que les trains tirant plus de 20 wagons transportant des marchandises dangereuses, notamment du pétrole brut et du bitume dilué, seraient assujettis à des limites de vitesse réduites. L'ordonnance a été mise à jour au début du mois d'avril et demeurera en vigueur jusqu'à ce que les modifications permanentes aux règles soient approuvées. Par conséquent, les trains visés par l'ordonnance seront tenus de respecter les limites de vitesse réduites annoncées en février 2020 dans les régions métropolitaines, d'autres réductions de vitesse obligatoires s'appliquant à l'extérieur des régions métropolitaines pendant les mois d'hiver (du 15 novembre au 15 mars).

Gaz naturel et LGN

Les prix du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique ont également été limités au cours des dernières années en raison de l'augmentation de l'offre en Amérique du Nord, de l'accès limité aux marchés et de la capacité de stockage limitée. Les sociétés qui assurent un accès ferme aux infrastructures pour acheminer leur production de gaz naturel à l'extérieur de l'Ouest canadien pourraient avoir accès à davantage de marchés et obtenir de meilleurs prix. Les sociétés qui n'ont pas un accès ferme peuvent être obligées d'accepter des prix au comptant dans l'Ouest canadien pour leur gaz naturel, qui a généralement été déprimé au cours des dernières années (les producteurs ont parfois obtenu des prix négatifs pour leur production de gaz naturel).

Les réparations ou les mises à niveau nécessaires des réseaux pipeliniers existants dans l'Ouest canadien ont également mené à une réduction supplémentaire de la capacité et de la répartition de l'accès, dont les effets ont été exacerbés par les restrictions en matière de stockage. Toutefois, en septembre 2019, la REC a approuvé une modification de la politique de TC Energy concernant son réseau pipelinier NOVA Gas Transmission Ltd. (le *réseau NGTL*) afin de donner la priorité aux livraisons en stockage (*protocole de service temporaire*). Ce changement a contribué à stabiliser quelque peu l'offre et les prix, en particulier pendant les périodes de maintenance du réseau. Une expansion du réseau NGTL a été recommandée à des fins d'approbation par la REC et attend actuellement l'approbation du Cabinet fédéral, et la REC a entamé un processus pour déterminer si elle prolongera le protocole de service temporaire.

Mises à jour spécifiques à l'égard des pipelines et des terminaux d'exportation de LGN

Bien qu'un certain nombre d'usines d'exportation de LGN aient été proposées au Canada, l'incertitude réglementaire et juridique, l'opposition des groupes environnementaux et autochtones et l'évolution des conditions du marché ont entraîné l'annulation ou le retard de bon nombre de ces projets. Néanmoins, en octobre 2018, les coentrepreneurs du terminal d'exportation de LGN de LNG Canada ont annoncé une décision d'investissement finale positive. Une fois achevé, le projet permettra à LNG Canada de transporter du gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à l'installation de liquéfaction de LNG Canada et au terminal d'exportation de Kitimat, en Colombie-Britannique, par l'intermédiaire du pipeline Coastal GasLink (le *pipeline CGL*). Les activités préalables à la construction ont commencé en novembre 2018, l'objectif d'achèvement ciblant 2025. À la fin de 2019, TC Energy a annoncé qu'elle vendrait une participation de 65 % dans le pipeline CGL aux sociétés d'investissement KKR & Co Inc. et Alberta Investment Management Corporation, tout en demeurant l'exploitant du pipeline. L'opération a pris fin en mai 2020. Malgré son approbation, le pipeline CGL s'est heurté à une vive opposition juridique et sociale. Par exemple, les

protestations mettant en cause les chefs héréditaires de la Première Nation Wet'suwet'en et leurs partisans ont retardé les activités de construction du pipeline CGL.

En décembre 2019, la REC a approuvé une licence d'exportation de 40 ans pour le projet de Kitimat LNG, projet de coentreprise entre Chevron Canada Limited et Woodside Energy International (Canada) Limited, filiale de Woodside Petroleum Ltd. Toutefois, les deux partenaires cherchent à vendre tout ou partie de leur participation dans le projet. Le projet Woodfibre LNG est une installation de traitement et d'exportation de LGN à petite échelle située près de Squamish (Colombie-Britannique) et appartient à Woodfibre LNG Limited, filiale de la société Pacific Oil and Gas Ltd. Située à Singapour. En juillet 2019, la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique (*Commission CB*) a approuvé un permis de projet pour le projet Woodfibre LNG. Pacific Oil and Gas Ltd. devrait approuver officiellement le projet au troisième trimestre de 2021, la construction débutant peu après. GNL Québec inc., promoteur du projet Énergie Saguenay, suit actuellement un processus fédéral d'évaluation de l'impact pour la construction et l'exploitation d'une installation de LGN et d'un terminal d'exportation situés sur le fjord du Saguenay, une anse qui alimente le fleuve Saint-Laurent au Québec. Le projet Énergie Saguenay devrait être achevé en 2026. Le projet Goldboro LNG proposé par Pieridae Energy Ltd. (*Pieridae*), situé en Nouvelle-Écosse, verrait le LGN exporté du Canada vers les marchés européens. Pieridae a conclu un accord en aval avec Uniper, un service public allemand, pour la totalité du LGN produit par le projet Goldboro. Le gouvernement fédéral a délivré à Goldboro LNG une licence d'exportation de 20 ans, mais Pieridae a reporté sa décision d'investissement finale jusqu'au milieu de 2021. Enfin, le projet Cedar LNG de Cedar LNG Export Development Ltd., situé près de Kitimat, en Colombie-Britannique, en est actuellement à l'étape de l'évaluation environnementale, le Bureau de l'évaluation environnementale (*Environmental Assessment Office*) de la Colombie-Britannique (l'« *EAO CB* ») effectuant l'évaluation environnementale pour le compte de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (*Agence EI*).

Appel de propositions d'Enbridge

En août 2019, Enbridge a lancé un appel de propositions pour le réseau principal d'Enbridge, qui a toujours fonctionné comme un réseau de pipelines de transporteurs publics transportant du pétrole brut. Les modifications qu'Enbridge entend mettre en œuvre comprennent la transition du réseau principal de transporteur public à un pipeline essentiellement de transporteur contractuel, dans le cadre duquel les expéditeurs devront s'engager à réserver de l'espace dans le pipeline pour une durée déterminée, avec seulement 10 % de la capacité disponible réservée aux nominations. Si le changement de service est approuvé, les expéditeurs qui recherchent une capacité ferme dans le système d'Enbridge ne pourraient plus se fier au processus de nomination et devraient conclure des contrats à long terme pour le service.

Plusieurs expéditeurs ont contesté l'appel de propositions d'Enbridge et, en particulier, la capacité d'Enbridge d'entreprendre un appel de propositions sans avoir au préalable obtenu l'approbation réglementaire pour mettre en œuvre un modèle de transport contractuel. À la suite d'une procédure d'audience accélérée, la REC a décidé de fermer l'appel de propositions, faisant état de préoccupations quant à l'équité et à l'incertitude quant aux conditions de service ultimes. Le 19 décembre 2019, Enbridge a demandé à la REC d'approuver le cadre de services et de tarification proposé. Le processus d'audience réglementaire est actuellement en cours et une décision finale de la REC ne devrait pas être rendue avant le milieu de 2021.

Réduction

En décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2019, il exigerait une réduction à court terme de la production provinciale de pétrole brut et de bitume brut. Aux termes des règles de réduction (*Curtailment Rules*), en leur version modifiée, le gouvernement de l'Alberta peut, mensuellement, exiger des producteurs de pétrole brut et de bitume brut produisant plus de 20 000 b/j qu'ils limitent leur production selon une formule préétablie qui répartit proportionnellement les limites de production entre tous les exploitants assujettis à des ordonnances de réduction.

La réduction a pris effet pour la première fois le 1^{er} janvier 2019, limitant la production à l'échelle de la province de pétrole brut et de bitume brut à 3,56 millions de b/j. Le taux de réduction a diminué progressivement au cours de 2019 et a été fixé à 3,81 millions de b/j jusqu'en 2020. En janvier 2021, les limites mensuelles de production de pétrole n'étaient plus en vigueur. Toutefois, les règles de réduction, qui devaient être abrogées

le 31 décembre 2020, ont été prolongées de sorte que le gouvernement de l'Alberta conserve la capacité d'imposer des limites de production au besoin.

Accord Canada-États-Unis-Mexique et autres accords commerciaux

ALÉNA/USMCA

L'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) qui existait auparavant entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique a été remplacé par un nouvel accord commercial, communément appelé l'Accord entre le Canada, les États-Unis d'Amérique et les États-Unis Mexicains et parfois appelé l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (ACEUM). L'ACEUM est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2020. Étant donné que les États-Unis demeurent le principal partenaire commercial du Canada et le plus important marché international pour l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN du Canada, la mise en œuvre de l'ACEUM pourrait avoir une incidence sur l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien en général, notamment sur les activités de la société.

Bien que les règles de proportionnalité énoncées à l'article 605 de l'ALÉNA aient précédemment empêché le Canada de mettre en œuvre des politiques qui limitent les exportations vers les États-Unis et le Mexique par rapport à l'offre totale produite au Canada, l'ACEUM ne contient pas les mêmes exigences de proportionnalité. Cela pourrait permettre aux producteurs canadiens de développer un portefeuille d'exportations plus diversifié que ce qui était possible aux termes de l'ALÉNA, sous réserve de la construction d'une infrastructure permettant à davantage de production canadienne d'atteindre d'autres marchés internationaux.

Autres accords commerciaux

Le Canada a également conclu un certain nombre d'autres accords internationaux de libre-échange avec d'autres pays du monde et, par conséquent, un certain nombre d'accords de libre-échange ou de mesures semblables sont en vigueur entre le Canada et certains autres pays. Le Canada et l'Union européenne ont récemment convenu de l'Accord économique et commercial global (AECG), qui prévoit l'accès à l'Union européenne, en franchise de droits et hors quota, des produits canadiens de pétrole brut et de gaz naturel. Bien que l'AECG n'ait pas été intégralement ratifié par les assemblées législatives nationales de l'Union européenne, l'application provisoire de l'AECG a commencé le 21 septembre 2017. Compte tenu du départ du Royaume-Uni de l'Union européenne (*Brexit*) le 31 janvier 2020, le Royaume-Uni et le Canada sont parvenus à un accord commercial post-Brexit provisoire, l'Accord de continuité commerciale Canada-Royaume-Uni (ACCCRU). Le 9 décembre 2020, le gouvernement du Canada a présenté le projet de loi C-18, *Loi de mise en œuvre de l'Accord de continuité commerciale*. L'AECG a cessé de s'appliquer au commerce Canada-Royaume-Uni le 1^{er} janvier 2021. L'ACCCRU reproduit l'AECG sur une base bilatérale et vise à maintenir le statu quo de la relation commerciale Canada-Royaume-Uni.

Le Canada et 10 autres pays ont convenu du texte de l'Accord de partenariat transpacifique global et progressif (PTPGP), qui vise à permettre un accès préférentiel au marché entre les pays qui sont parties au PTPGP. Le PTPGP est en vigueur parmi les sept premiers pays à ratifier l'accord: le Canada, l'Australie, le Japon, le Mexique, la Nouvelle-Zélande, le Vietnam et Singapour.

Bien qu'il ne soit pas certain de l'effet que l'AECG, le PTPGP, l'ACCCRU ou tout autre accord commercial auront sur le secteur pétrolier et gazier au Canada, l'absence d'infrastructure pour l'exportation extracôtière de pétrole brut et de gaz naturel pourrait limiter la capacité des producteurs canadiens de pétrole brut et de gaz naturel de bénéficier de ces accords commerciaux.

Régime foncier

Les gouvernements provinciaux respectifs (c.-à-d. la Couronne) sont principalement propriétaires des droits miniers sur la majeure partie du pétrole brut et du gaz naturel dans l'Ouest canadien, à l'exception du Manitoba (qui n'est propriétaire que de 20 % des droits miniers). Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole brut et au gaz naturel aux termes de concessions, de licences

et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Les gouvernements provinciaux des provinces de l'Ouest canadien effectuent régulièrement des ventes de biens-fonds où des sociétés de pétrole brut et de gaz naturel soumissionnent pour des concessions d'exploration et de production de pétrole brut et de gaz naturel aux termes de droits miniers détenus par les gouvernements provinciaux respectifs. Les concessions sur le pétrole brut et le gaz naturel ont en général une durée fixe; toutefois, une concession peut généralement être continuée après la durée initiale lorsque certains seuils de production minimaux ont été atteints, que tous les paiements locatifs ont été effectués à temps et que d'autres conditions sont remplies.

En réponse à la COVID-19, les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont annoncé des mesures visant à prolonger ou à maintenir les concessions et les permis de la Couronne qui pourraient par ailleurs avoir expiré dans les mois qui suivent la mise en œuvre des mesures d'intervention contre la pandémie. En mars 2020, le ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Innovation pour les faibles émissions de carbone (*Ministry of Energy, Mines and Low Carbon Innovation*) de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il suspendait l'affichage des demandes et l'aliénation de droits pétroliers et gazières jusqu'à nouvel ordre en raison de la COVID-19.

Pour mettre en valeur des ressources de pétrole brut et de gaz naturel, il faut que les propriétaires de droits miniers aient également accès aux terrains de surface. Chaque province a mis au point son propre processus pour obtenir l'accès à la surface afin d'effectuer les activités que les exploitants doivent poursuivre tout au long de la durée de vie d'un puits, notamment concernant les exigences en matière de notification et l'indemnisation des personnes touchées en cas de perte de l'utilisation des biens-fonds et de dommages à la surface.

Chacune des provinces de l'Ouest canadien a mis en œuvre des lois prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers sur des formations géologiques profondes et non productives à la fin de la durée initiale d'une concession, d'une licence ou d'un permis. De plus, l'Alberta a une politique de « réversion des droits sur les gisements à faible profondeur » (*shallow rights reversion*) qui prévoit la réversion à la Couronne des droits miniers sur les formations géologiques peu profondes et non productives aux fins de nouveaux permis, concessions ou licences. La Colombie-Britannique a une politique de « rétention propre à une zone » (*zone specific retention*) qui permet au preneur à bail de poursuivre une concession pour des zones dans lesquelles il peut démontrer la présence de pétrole ou de gaz naturel, le reste revenant à la Couronne. Ces droits de réversibilité peuvent avoir une incidence sur les DRDB octroyés dans le cadre de concessions de la Couronne.

En plus de la propriété par la Couronne des droits sur le pétrole brut et le gaz naturel, la propriété privée de pétrole brut et de gaz naturel (c.-à-d. des terrains miniers en propriété franche) existe également dans l'Ouest canadien. Dans les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba, environ 19 %, 6 %, 20 % et 80 %, respectivement, des droits miniers appartiennent à des propriétaires privés en propriété franche, comme la société. Les droits d'exploration et de production de pétrole brut et de gaz naturel de propriétaires privés sont accordés aux termes d'une concession ou d'un autre contrat aux conditions négociées entre le propriétaire de ces droits miniers et les sociétés qui cherchent à explorer et/ou à développer des réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

Une autre catégorie de droits miniers comprend la propriété par le gouvernement fédéral canadien de certaines terres minérales patrimoniales et des réserves autochtones désignées en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Pétrole et gaz des Indiens du Canada (*PGIC*), qui est un organisme du gouvernement fédéral, gère les concessions de subsurface et de surface en consultation avec les peuples autochtones concernés, pour l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel sur les réserves autochtones.

Jusqu'à une date récente, les activités pétrolières et gazières sur les terres des réserves indiennes étaient régies par la *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* (la *LPGTI*) et le *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* (le *Règlement de 1995*). En 2009, le Parlement a adopté la *Loi modifiant la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, modifiant et modernisant la *LPGTI* (la *LPGTI modernisée*); toutefois, les modifications ont été reportées jusqu'à ce que le gouvernement fédéral soit en mesure de mener à bien les consultations auprès des intervenants et de mettre à jour le règlement d'application (le *Règlement de 2019*). La *LPGTI modernisée* et le *Règlement de 2019* sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2019 et d'autres règlements sont actuellement en cours d'élaboration.

Les biens-fonds en fief se composent de titres miniers en fief simple détenus en propriété privée par la société. Certains des biens-fonds en fief sont grevés et régis, selon le cas, par des amodiations consenties sur ces biens-fonds. Les droits à titre d'amodiateur se composent des droits de la société énoncés dans ces amodiations.

Les DRDB sont des droits de redevances qui sont octroyés ou détachés à partir de droits de concessions (créés par l'émission d'une concession par la Couronne ou par le propriétaire de titres miniers en fief simple). Par conséquent, l'existence continue et la valeur des DRDB sont tributaires de la validité et des modalités du droit de concession duquel ils ont été octroyés.

En ce qui a trait aux DRDB octroyés à partir de concessions de la Couronne, en plus des conditions et modalités variables énoncées dans la législation provinciale, comme il est indiqué ci-dessus, les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba ont mis en œuvre une législation prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers sur des formations géologiques non productives à la fin de la durée initiale d'une concession, d'une licence ou d'un permis.

REDEVANCES ET MESURES INCITATIVES

Questions d'ordre général

Chaque province a des lois et des règlements qui régissent les redevances, les taux de production et d'autres questions. Le régime de redevances d'une province donnée s'ajoute aux taxes fédérales et provinciales applicables et influe considérablement sur la rentabilité des projets de sables bitumineux et de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Les redevances à payer sur la production tirée de terres dont la Couronne ne détient pas les droits miniers sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire minier en propriété franche et l'amodiateur, bien que la production provenant de ces biens-fonds soit assujettie à certains impôts provinciaux et redevances. Les redevances versées sur la production tirée des terres de la Couronne sont fixées par règlement provincial et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des programmes incitatifs fondés sur le volume, des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt au titre des redevances et peuvent être implantés lorsque les prix des marchandises sont bas de manière à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur. De plus, des programmes incitatifs peuvent être mis en place pour encourager les producteurs à donner la priorité à certains types de mises en valeur ou à prendre des initiatives au moyen de nouvelles technologies qui pourraient améliorer ou accroître la récupération du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, ou améliorer la performance environnementale.

Le gouvernement fédéral crée également des mesures incitatives et d'autres programmes d'aide financière destinés à aider les entreprises qui exercent leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier. Récemment, ces programmes, notamment les programmes qui fournissent un soutien financier direct aux sociétés exerçant leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier et/ou un financement ciblé pour diverses initiatives liées à la diversification de l'industrie et aux questions environnementales, y compris les programmes créés en réponse à la pandémie de COVID-19, ont été administrés par l'intermédiaire d'organismes et d'agences fédéraux comme la Banque de développement du Canada, Ressources naturelles Canada, Exportation et développement Canada, Innovation, Sciences et Développement économique Canada.

Les producteurs et les propriétaires d'intérêts économiques directs sur le pétrole brut et le gaz naturel peuvent également créer des redevances ou des droits similaires à des redevances supplémentaires dans le cadre d'opérations non publiques, notamment la création d'instruments comme des redevances dérogatoires, des participations aux bénéfices nets et des intérêts passifs nets, dont les modalités sont négociées.

La société dispose de la souplesse voulue pour négocier et adapter les ententes de versement de redevances qu'elle conclut avec des tiers afin d'améliorer la rentabilité des activités d'exploration, de mise en valeur et de

production de pétrole brut et de gaz naturel liées à ses droits à titre d'amodiateur et à ses DRDB dans des circonstances appropriées, notamment dans le cadre du régime de redevances actuel de chaque province (qui est décrit ci-après) et des modifications qui pourraient y être apportées.

Alberta

En Alberta, les taux de redevances établis par les provinces s'appliquent aux droits miniers appartenant à la Couronne et les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel sont responsables du calcul de leur taux de redevances sur une base continue.

En 2016, le gouvernement de l'Alberta a adopté un cadre de redevances de la Couronne modernisé (le *cadre modernisé*) qui s'applique à tous les puits de pétrole classique (c.-à-d., autre que les sables bitumineux) et de gaz naturel forés après le 31 décembre 2016 et qui produisent des ressources appartenant à la Couronne. Le cadre de redevances précédent (l'*ancien cadre*) continuera de s'appliquer aux puits producteurs de ressources appartenant à la Couronne qui ont été forés avant le 1^{er} janvier 2017 jusqu'au 31 décembre 2026. Au 1^{er} janvier 2027, ces puits plus anciens seront assujettis au cadre modernisé. La loi intitulée *Royalty Guarantee Act* (Alberta), qui est entrée en vigueur le 18 juillet 2019, prévoit qu'aucune modification importante ne sera apportée à la structure actuelle des redevances sur le pétrole brut et le gaz naturel pendant une période d'au moins 10 ans.

Les redevances sur la production provenant de puits autres que de sables bitumineux aux termes du cadre modernisé sont calculées sur la base des « produits des activités ordinaires moins les coûts ». La composante de coût est fondée sur une formule de provision pour frais de forage et de complétion (*Drilling and Completion Cost Allowance*) qui repose, en partie, sur les coûts de forage et de complétion moyens de l'industrie, établis chaque année par l'AER, et intègre des renseignements propres à chaque puits, comme la profondeur verticale et la longueur latérale.

Les producteurs paient un taux de redevances uniforme de 5 % des produits des activités ordinaires bruts de chaque puits qui est assujetti au cadre modernisé jusqu'à ce que le puits atteigne le seuil de rentabilité. Le seuil de rentabilité pour un puits est le moment où les produits des activités ordinaires bruts cumulatifs du puits correspondent à la provision pour frais de forage et de complétion du puits fixée par l'AER. Après le seuil de rentabilité, les producteurs paient une redevance supplémentaire après le paiement sur les produits des activités ordinaires comprise entre 5 % et 40 % pour le pétrole brut et les pentanes et entre 5 % et 36 % pour le méthane, l'éthane, le propane et le butane, tous établis en fonction des prix des marchandises alors en vigueur des divers hydrocarbures. À l'instar de l'ancien cadre, le taux de redevances après le seuil de rentabilité aux termes du cadre modernisé varie en fonction des prix des marchandises. Une fois que la production dans un puits à maturité chute en deçà d'un seuil où le taux de production est trop faible pour supporter l'intégralité du fardeau de redevances, son taux de redevances est ajusté à la baisse pour s'établir à un minimum de 5 % à mesure que la production du puits à maturité diminue. Étant donné que le cadre modernisé utilise les coûts de forage et de complétion réputés pour calculer la redevance et non les coûts de forage et de complétion réels engagés par un producteur, les producteurs à faible coût tirent profit de leurs coûts de forage si ceux-ci sont inférieurs à la provision pour frais de forage et de complétion.

Les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel sont responsables du calcul permanent de leur taux de redevances. La quote-part de la production de redevances de la Couronne est payable mensuellement et les producteurs doivent remettre leurs registres indiquant le calcul de la redevance. La loi intitulée *Mines and Minerals Act* (Alberta) a été modifiée en 2014 afin de réduire de quatre à trois ans le délai pendant lequel les producteurs peuvent présenter des modifications à leurs calculs de redevances avant leur prescription.

Sous réserve de certaines mesures incitatives disponibles, les taux de redevances applicables à la production de pétrole brut classique aux termes de l'ancien cadre varient d'un taux de base de 0 % à un plafond de 40 %; les taux de redevances applicables à la production de gaz naturel aux termes de l'ancien cadre varient d'un taux de base de 5 % à un plafond de 36 %. L'ancien cadre comprend également une formule de redevances sur le gaz naturel qui prévoit une réduction fondée sur la profondeur mesurée du puits sous 2 000 mètres de profondeur, ainsi que sur la teneur en gaz acide du gaz produit. Aux termes de l'ancien cadre, le taux de

redevances applicable aux LGN est un taux uniforme de 40 % pour les pentanes et de 30 % pour les butanes et le propane.

La production de sables bitumineux est également assujettie au régime de redevances de l'Alberta. Le cadre modernisé ne modifie aucunement le régime de redevances des sables bitumineux. Avant le seuil de rentabilité pour un projet d'extraction des sables bitumineux, les redevances sont payables sur les produits des activités ordinaires bruts qui en sont tirés. Les taux de redevances sur les produits des activités ordinaires bruts s'échelonnent de 1 % à 9 %, selon le prix du pétrole brut sur le marché établi en fonction du prix mensuel moyen, exprimé en dollars canadiens, du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma. Les taux sont fixés à 1 % lorsque le prix du pétrole brut sur le marché est égal ou inférieur à 55 \$/b et augmente pour chaque dollar d'augmentation de ce prix jusqu'à concurrence de 9 % lorsque le prix du pétrole brut est égal ou supérieur à 120 \$. Après le seuil de rentabilité, la redevance payable correspond au plus élevé des chiffres suivants : la redevance sur les produits des activités ordinaires bruts calculée d'après le taux de redevances sur les produits des activités ordinaires s'échelonnant de 1 % à 9 % ou la redevance sur les produits des activités ordinaires nets calculée d'après le taux de redevances sur les produits des activités ordinaires nets. Les taux de redevances sur les produits des activités ordinaires nets commencent à 25 % et augmentent pour chaque dollar d'augmentation du prix du pétrole brut sur le marché en sus de 55 \$/b pour atteindre un maximum de 40 % lorsque le prix du pétrole brut est égal ou supérieur à 120 \$/b.

Le gouvernement de l'Alberta instaure à l'occasion des crédits applicables au forage, des mesures incitatives ou des programmes de redevances transitoires dans le but de stimuler la mise en valeur du pétrole brut et du gaz naturel et les nouveaux projets de forage. En outre, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre un certain nombre d'initiatives destinées à accélérer le perfectionnement de la technologie et à faciliter la mise en valeur de ressources non classiques, notamment celles qui s'appliquent aux puits de méthane de houille, aux puits de gaz de schiste et aux puits horizontaux de pétrole brut et de gaz naturel. En plus des redevances, les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de l'Alberta sont également tenus de payer des loyers annuels au taux de 3,50 \$ par hectare.

Les taux de redevances applicables à la production de pétrole brut et de gaz naturel appartenant à des propriétaires privés sont négociés entre le producteur et le propriétaire de la ressource.

L'impôt minier sur les terres en propriété franche est prélevé annuellement pour la production tirée de terrains miniers en propriété franche. En moyenne, l'impôt prélevé en Alberta correspond à 4 % des produits des activités ordinaires déclarés provenant de terrains miniers en propriété franche. L'impôt minier sur les terres en propriété franche s'ajoute à toute autre redevance négociée ou autre paiement devant être versé au propriétaire de ces droits miniers en propriété franche.

Colombie-Britannique

Les redevances payables par les producteurs de la Colombie-Britannique varieront en fonction des types de puits et des caractéristiques des substances produites.

Les producteurs de pétrole brut en Colombie-Britannique reçoivent chaque mois des redevances à l'égard de chaque puits ou de chaque terrain unifié qui produit et/ou rapporte des ventes. Le taux de redevances peut atteindre 40 %, selon des facteurs tels que le volume de pétrole brut produit par le puits ou le terrain visé et le millésime du pétrole brut. Les taux de redevances sont réduits pour les puits à faible productivité et les autres puits qui bénéficient d'exemptions de redevances applicables compte tenu de l'augmentation des coûts unitaires d'exploration et d'extraction.

Les producteurs de gaz naturel et de LGN de la Colombie-Britannique reçoivent chaque mois des factures de redevances pour chaque puits ou chaque terrain unifié qui produit et/ou rapporte des ventes. Des taux de redevances différents s'appliquent aux sous-produits du gaz naturel, des LGN et du gaz naturel. Dans le cas du gaz naturel, le taux de redevances peut atteindre 27 % de la valeur du gaz naturel et est fondé sur le fait que le gaz est classé comme gaz associé ou non associé, ainsi que sur les prix de référence et le prix choisi. Pour les LGN et le soufre, les taux de redevances sont fixés à 20 % et à 16,667 %. De plus, le gouvernement

de la Colombie-Britannique offre un certain nombre de programmes de redevances ciblés destinés aux zones de ressources clés dans le but d'accroître le pouvoir concurrentiel des puits de gaz naturel de faible productivité de la province. Ces programmes comprennent des programmes de crédits de redevances et de réduction des redevances.

Les taux de redevances applicables à la production de pétrole brut et de gaz naturel appartenant à des propriétaires privés sont négociés entre le producteur et le propriétaire de la ressource. En plus de ces redevances négociées, les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel provenant de terres en propriété franche en Colombie-Britannique paient également mensuellement des impôts sur la production en propriété franche au gouvernement de la Colombie-Britannique.

En ce qui concerne le pétrole brut, l'impôt sur la production en propriété franche applicable est établi en fonction du volume de la production mensuelle, qui est soit un taux fixe, soit, au-delà d'un certain niveau de production, au moyen d'une formule à échelle mobile fondée sur le niveau de production. En ce qui concerne le gaz naturel, l'impôt sur la production en propriété franche applicable est établi au moyen d'un taux fixe ou, si certains taux de production sont atteints, selon une formule à échelle mobile fondée sur un prix de référence et varie selon que le gaz naturel est du gaz associé ou non associé. La production de LGN et de soufre provenant des terres en propriété franche est imposée aux taux fixes de 12,25 % et de 10,25 %, respectivement. De plus, les propriétaires de droits miniers en Colombie-Britannique doivent payer une taxe foncière minière annuelle équivalant à 4,94 \$ par hectare de terres exploitées. Les terres inexploitées sont imposées selon une échelle mobile de 1,25 \$ à 4,94 \$ par hectare, selon le nombre total d'hectares détenus par l'entité.

Saskatchewan

En Saskatchewan, la Couronne est propriétaire d'environ 80 % des droits relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, le reste étant des terres en propriété franche. Dans le cas des terres de la Couronne, les impôts (la *surtaxe sur les ressources*) et les redevances s'appliquent aux produits des activités ordinaires générés par des entités axées sur les activités pétrole brut et de gaz naturel. Les redevances de la Couronne payables sur la production de pétrole brut et de gaz naturel sont versées sur une base par puits. Les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel reçoivent des factures de redevances mensuelles du gouvernement de la Saskatchewan. La surtaxe sur les ressources correspond à 3 % de la valeur des ventes de pétrole brut et de gaz naturel produits par les puits qui ont été forés en Saskatchewan avant le 1^{er} octobre 2002. Dans le cas du pétrole brut et du gaz naturel produits par les puits qui ont été forés en Saskatchewan après le 30 septembre 2002, la surtaxe sur les ressources correspond à 1,7 % de la valeur des ventes.

En plus de ces surtaxes et impôts, le taux de redevances de la Couronne payable à l'égard du pétrole brut dépend d'un certain nombre de variables, notamment le type et le millésime du pétrole brut, la quantité de pétrole brut produit au cours d'un mois, le prix moyen à la tête du puits et certains facteurs d'ajustement des prix établis mensuellement par le gouvernement provincial. Cela signifie que les producteurs peuvent payer des redevances variables chaque mois, en fonction de la production mensuelle, des ajustements de prix gouvernementaux et des caractéristiques sous-jacentes des actifs du producteur. Lorsque la production est égale au taux de production de puits de référence pertinent, le taux de redevances de la Couronne minimal payable varie de 5 % à 20 % et le taux de redevances maximal payable varie de 30 % à 45 %, selon le classement du pétrole brut, le prix moyen à la tête du puits et sous réserve des déductions applicables.

Le montant à titre de redevance à la Couronne sur la production de gaz naturel et de LGN est établi selon une échelle mobile fondée sur le prix du gaz moyen mensuel à l'échelle provinciale publié par le gouvernement de la Saskatchewan, la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel, la catégorie dans laquelle celui-ci est classé et la date de la fin du forage du puits en question. À l'instar des redevances sur le pétrole brut, les redevances payables sur le gaz naturel varieront de 5 % à 20 %, et des taux de redevances marginaux supplémentaires peuvent s'appliquer entre 30 % et 45 %, lorsque les prix moyens à la tête du puits sont supérieurs aux prix de base. Là encore, cela signifie que les producteurs peuvent payer des redevances variables chaque mois, en fonction des facteurs de prix, des ajustements gouvernementaux et des caractéristiques sous-jacentes des actifs du producteur.

Le gouvernement de la Saskatchewan offre à l'heure actuelle un certain nombre de programmes incitatifs ciblés, qui comprennent à la fois des programmes de réduction de redevances et des programmes de mesures incitatives en fonction du volume ainsi que des programmes ciblés visant certains puits verticaux de pétrole brut, des puits de gaz d'exploration, des puits horizontaux de pétrole brut et de gaz naturel, des puits de récupération du pétrole brut amélioré et des puits de pétrole brut à teneur en eau élevée.

Les taux de redevances applicables à la production de pétrole brut et de gaz naturel appartenant à des propriétaires privés sont négociés entre le producteur et le propriétaire de la ressource. De plus, les producteurs doivent payer un impôt sur la production en propriété franche, déterminé en établissant d'abord le taux de redevances de la Couronne, puis en soustrayant un facteur d'impôt sur la production calculé qui dépend du classement de la substance pétrolière produite.

Manitoba

Au Manitoba, la Couronne ne détient qu'environ 20 % des droits relatifs au pétrole brut et au gaz naturel dans la province, le reste étant constitué de terres en propriété franche. Le montant de la redevance payable sur le pétrole brut produit à partir des terres de la Couronne dépend du classement du pétrole brut produit. Les taux de redevances sur le pétrole brut sont établis d'après une échelle mobile d'une fourchette allant de 0 % à environ 42,8 %, selon la production de pétrole brut mensuelle sur une surface unitaire ou la production de pétrole brut attribuée à une parcelle de terrain unitaire aux termes d'un accord unitaire ou d'une ordonnance unitaire. Dans le cas des puits horizontaux, la redevance sur le pétrole brut tiré des terres de la Couronne est établie d'après la quantité de pétrole brut attribuée à une surface unitaire conformément aux règlements applicables. Ainsi, la redevance payable par les producteurs variera en fonction des caractéristiques sous-jacentes des actifs du producteur.

Les redevances payables sur la production de gaz naturel tiré des terres de la Couronne correspondent à 12,5 % du volume de gaz naturel vendu, calculé pour chaque mois productif.

Le gouvernement du Manitoba offre un programme d'encouragement au forage (le *programme incitatif MB*), qui vise à promouvoir les investissements dans la mise en valeur durable des ressources de pétrole. Le programme incitatif MB prévoit que le titulaire de permis de forage de nouveaux puits, ou de puits admissibles, qui a fait l'objet d'un reconditionnement important, dispose d'un « volume de pétrole exempté » (*holiday oil volume*) aux termes duquel aucune redevance n'est payable tant que le volume de pétrole exempté n'a pas été produit. Le programme incitatif MB comprend des avantages qui sont propres à certains puits verticaux, d'exploration et profonds, ainsi qu'à des puits faisant l'objet de travaux de reconditionnement importants, à des puits de gaz dissous et à des puits convertis en puits d'injection. En novembre 2020, le programme incitatif MB a été prolongé sans modification jusqu'au 31 décembre 2022.

Les taux de redevances applicables à la production de pétrole brut et de gaz naturel appartenant à des propriétaires privés sont négociés entre le producteur et le propriétaire de la ressource. En plus de ces redevances négociées, les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel provenant de terres en propriété franche au Manitoba sont tenus de payer des impôts mensuels sur la production en propriété franche. L'impôt sur la production de pétrole brut extrait des terres en propriété franche est établi d'après une échelle mobile se situant entre 0 % et environ 40 % selon le volume de production mensuel et la catégorie dans laquelle le pétrole brut est classé, soit le pétrole ancien, le pétrole nouveau, le pétrole de troisième niveau ou 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 productif.

Droits de propriété franche et autres types de redevances et d'impôts sur des biens-fonds autres que de la Couronne

Les redevances sur la production provenant de terrains en propriété franche appartenant à des propriétaires privés sont négociées entre le propriétaire minier en propriété franche et le titulaire de concession ou l'amodiateur aux termes d'une concession, d'une amodiation ou d'un autre contrat négocié. Les producteurs

et les participants d'intérêts économiques directs peuvent également verser des redevances supplémentaires à d'autres parties que le propriétaire minier en propriété franche lorsque ces redevances sont négociées par voie d'opérations privées.

En plus des redevances payables aux propriétaires miniers (ou à d'autres détenteurs de redevances, le cas échéant), les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel provenant de biens-fonds en propriété franche dans chacune des provinces de l'Ouest canadien sont tenus de payer des impôts miniers sur les terres en propriété franche ou des impôts sur la production. Les impôts miniers sur les terres en propriété franche ou les impôts sur la production sont des impôts perçus par un gouvernement provincial sur la production de pétrole brut et de gaz naturel provenant de biens-fonds où la Couronne ne détient pas les droits miniers. Une description des impôts miniers sur les terres en propriété franche payables dans chacune des provinces de l'Ouest canadien figure dans les descriptions ci-dessus des régimes de redevances de ces provinces.

Lorsque les concessions de pétrole brut et de gaz naturel relèvent de la compétence du PGIC, celui-ci est chargé de conclure des ententes sur le pétrole brut et le gaz naturel entre les groupes autochtones et les producteurs et de percevoir et de distribuer les revenus de redevances. Les modalités exactes de chaque concession de pétrole brut et de gaz naturel dictent le calcul des redevances dues, lesquelles peuvent varier selon la participation du groupe autochtone en question. En fin de compte, le groupe autochtone pertinent doit approuver le taux de redevances pour chaque concession.

AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION ET RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Questions d'ordre général

Le secteur pétrolier et gazier canadien est actuellement assujéti à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois et divers règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux et municipaux canadiens, qui sont tous soumis à l'examen et à la révision du gouvernement à l'occasion. Entre autres choses, ces règlements limitent ou interdisent le déversement, le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, telles que le dioxyde de soufre et l'oxyde nitreux. Les régimes réglementaires établissent les exigences en ce qui a trait à la manutention et au stockage des déchets provenant des champs de pétrole, à la protection de l'habitat et à l'exploitation, à l'entretien, à l'abandon et à la remise en état adéquats des puits, des installations et des pipelines. Se conformer à ces règlements peut coûter cher et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis, licences et autorisations nécessaires, l'attribution d'une responsabilité civile et l'imposition d'amendes ou de sanctions lourdes. De plus, les changements futurs apportés à la législation environnementale, y compris la législation relative à la pollution atmosphérique et aux émissions de GES (habituellement mesurés en fonction de leur potentiel de réchauffement planétaire et exprimés en équivalents de dioxyde de carbone (CO₂e)), pourraient imposer d'autres exigences aux exploitants et aux autres sociétés du secteur pétrolier et gazier.

Fédéral

La réglementation environnementale canadienne relève à la fois des gouvernements provinciaux et fédéral. Même si les gouvernements provinciaux et leurs délégués sont responsables de la plupart des règlements environnementaux, le gouvernement fédéral peut réglementer les questions environnementales lorsqu'elles ont des incidences sur des questions de compétence fédérale ou lorsqu'elles découlent de projets qui relèvent de la compétence fédérale, comme les entreprises de transport interprovincial, notamment les pipelines et les chemins de fer, et les activités exercées sur les terres fédérales. En cas de conflit direct entre la législation environnementale fédérale et provinciale à l'égard de la même question, la loi fédérale prévaut.

Le 28 août 2019, la LEI a remplacé la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (LCEE 2012) au moment où la LRCÉ a remplacé la Loi sur l'ONÉ et la REC a remplacé l'ONÉ. Dans le cadre de la transition réglementaire, l'Agence EI a remplacé l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

L'adoption de la LRCÉ et de la LEI a apporté un certain nombre de modifications importantes à la réglementation des grands projets fédéraux et à leurs évaluations environnementales connexes. Auparavant, l'ONÉ administrait sa compétence légale en tant qu'organisme de réglementation intégré. Toutefois, la LRCÉ sépare les fonctions administratives et juridictionnelles de la REC. Un conseil d'administration et un chef de la direction gèrent les considérations stratégiques, administratives et de politique, tandis que les fonctions juridictionnelles relèvent de commissaires indépendants. Malgré ce changement structurel, la REC a assumé la compétence que l'ONÉ détenait auparavant sur des questions comme la réglementation environnementale et économique des pipelines, de l'infrastructure de transport et des projets d'énergie renouvelable extracôtiers, notamment les centrales éoliennes et marémotrices extracôtières. Dans le cadre de son rôle juridictionnel, la LRCÉ confie à la REC la tâche d'examiner les demandes de mise en valeur, de construction et d'exploitation de bon nombre de ces projets, qui aboutissent à leur abandon éventuel.

La LEI est semblable à la LCEE 2012 abrogée en ce sens qu'elle se fonde sur une liste de projets désignée comme déclencheur d'une évaluation fédérale. Les projets désignés qui peuvent avoir des effets sur des questions relevant de la compétence fédérale nécessiteront généralement une évaluation de l'impact administrée par l'Agence EI ou, dans le cas de certains pipelines, un comité d'examen conjoint composé de membres de la REC et de l'Agence EI. L'évaluation de l'impact doit tenir compte des effets défavorables potentiels du projet et de l'incidence sociétale globale qu'un projet peut avoir, qui peuvent comprendre, entre autres, la prise en compte de facteurs environnementaux, biophysiques et socio-économiques, des changements climatiques et des incidences sur les droits des autochtones. Elle nécessite également une évaluation plus poussée de l'intérêt public. L'évaluation de l'impact doit tenir compte du résultat direct de la construction et de l'exploitation du projet. Les projets désignés propres au secteur pétrolier et gazier comprennent des pipelines qui exigent plus de 75 km de nouvelles emprises et nouveaux pipelines situés dans des parcs nationaux, des projets de sables bitumineux in situ à grande échelle non réglementés par les plafonds d'émissions de GES provinciaux et certaines installations de raffinage, de traitement et de stockage.

Le gouvernement fédéral a déclaré qu'un des objectifs des modifications législatives était d'améliorer la certitude et les délais de décision. Une fois qu'un examen ou une évaluation est entrepris aux termes de la LRCÉ ou de la LEI, il y a des limites quant au délai dans lequel l'autorité de réglementation compétente doit remettre son rapport et sa recommandation. Les projets désignés passeront par une phase de planification pour déterminer la portée de l'évaluation d'impact, qui, selon le gouvernement fédéral, devrait donner plus de certitude quant à la durée du processus d'examen complet. Le gouvernement de l'Alberta a soumis à la Cour d'appel de l'Alberta une question de référence concernant la constitutionnalité de la LEI et l'audience devrait avoir lieu au premier semestre de 2021.

Le 3 décembre 2020, le gouvernement du Canada a déposé le projet de loi C-15. Le projet de loi C-15 est la réponse du gouvernement du Canada aux demandes de mise en œuvre de la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* en tant que cadre de réconciliation au Canada. Le projet de loi est en cours d'élaboration dans le cadre du processus législatif, où il peut être modifié.

Alberta

L'AER est l'autorité de réglementation principal responsable de la mise en valeur de toutes les ressources énergétiques en Alberta. Elle tire son autorité de la loi intitulée *Responsible Energy Development Act* et d'un certain nombre de lois connexes, dont la *Oil and Gas Conservation Act* (la OGCA), la *Oil Sands Conservation Act*, la *Pipeline Act* et la *Environmental Protection and Enhancement Act*. L'AER est chargée d'assurer la mise en valeur sécuritaire, efficace, ordonnée et respectueuse de l'environnement des ressources en hydrocarbures, notamment l'attribution et la conservation des ressources en eau, la gestion des terres publiques et la protection de l'environnement. L'AER n'assume toutefois pas les responsabilités qui incombent à l'Alberta Utilities Commission et au Surface Rights Board, ni la responsabilité en matière de droits et titres miniers qui incombe au ministère de l'Énergie (*Ministry of Energy*) de l'Alberta.

Le gouvernement de l'Alberta se fie à la planification régionale pour atteindre ses objectifs de mise en valeur des ressources. Son approche en matière de gestion des ressources naturelles prévoit la participation et la consultation des parties prenantes et du public et examine les effets cumulatifs de la mise en valeur sur l'environnement et les collectivités. Bien que l'AER soit l'autorité de réglementation principale en matière de

mise en valeur énergétique, plusieurs autres ministères et organismes gouvernementaux peuvent être mis en cause dans des questions d'utilisation des terres, notamment le ministère de l'Environnement et des Parcs (*Ministry of Environment and Parks*) de l'Alberta, le ministère de l'Énergie (*Ministry of Energy*) de l'Alberta, le Bureau de consultation autochtone (*Aboriginal Consultation Office*) et le Secrétariat à l'utilisation des terres (*Land Use Secretariat*).

La politique d'utilisation des terres en Alberta du gouvernement de l'Alberta, établit la démarche qui doit servir à gérer l'utilisation des terres publiques et privées et la mise en valeur des ressources naturelles d'une manière conforme aux objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme de la province. Elle 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 démarche de gestion des effets cumulatifs aux plans en question.

L'AER surveille l'activité sismique dans toute l'Alberta afin d'évaluer les risques associés à l'augmentation de la sismicité induite par la fracturation hydraulique et les cas où celle-ci augmente. La fracturation hydraulique consiste à injecter de l'eau, du sable ou d'autres agents de soutènement et additifs sous pression dans des formations subsurface ciblées pour fracturer la roche environnante et stimuler la production de pétrole brut et de gaz naturel. Au cours des dernières années, la fracturation hydraulique a été liée à une sismicité accrue dans les zones où la fracturation hydraulique a lieu, ce qui a incité les autorités de réglementation à étudier plus avant cette pratique.

L'AER a élaboré des exigences en matière de surveillance, de déclaration et de communication de l'information qui s'appliquent à tous les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel qui travaillent dans certaines régions où la probabilité d'une augmentation de l'activité sismique est plus élevée, et a mis en œuvre les exigences énoncées dans les ordonnances *Subsurface Order Nos. 2, 6 et 7*. Les régions qui ont mis en place des protocoles sismiques sont Fox Creek, Red Deer et Brazeau (les *régions de protocoles sismiques*). Les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel de chacune des régions de protocoles sismiques sont assujettis à un système de déclaration « feux de circulation » (*traffic light*) qui fixe des seuils de magnitude des tremblements de terre sur l'échelle Richter. Les seuils varient selon les régions de protocoles sismiques et déclenchent une échelle mobile d'obligations des producteurs de pétrole brut ou de gaz naturel qui y exercent leurs activités. Ces obligations vont de l'absence de mesure requise, à la fourniture d'information à l'AER et à l'utilisation d'un plan de réponse approuvé, à la cessation des activités et à la fourniture d'information à l'AER. L'AER a le pouvoir discrétionnaire de suspendre les activités pendant qu'elle enquête à la suite d'un événement sismique jusqu'à ce qu'elle ait évalué le risque continu dans une zone donnée et/ou qu'elle exige de l'exploitant qu'il mette à jour son plan d'intervention. L'AER peut étendre ces exigences à d'autres régions de l'Alberta au besoin, sous réserve des résultats de sa surveillance permanente à l'échelle de la province.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act* (l'OGAA) régit les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel classiques, les producteurs de gaz de schiste et les autres exploitants d'installations pétrolières et gazières de la province. L'OGAA confère de vastes pouvoirs à la Commission CB, particulièrement en ce qui a trait à l'établissement, au respect et à l'application de normes de sécurité sur le plan technique et opérationnel visant le secteur pétrolier et gazier. Le *Environmental Protection and Management Regulation* établit les objectifs environnementaux du gouvernement touchant l'eau, les habitats riverains, la faune et l'habitat faunique, les forêts anciennes et les ressources relevant du patrimoine culturel et oblige la commission CB à prendre ces objectifs environnementaux en considération avant de décider d'autoriser ou non une activité pétrolière et gazière en particulier. De plus, la loi intitulée *Petroleum and Natural Gas Act*, de concert avec l'OGAA, oblige les promoteurs à obtenir diverses approbations avant d'entreprendre des travaux d'exploration ou de production, comme des licences de prospection géophysique, des approbations relatives aux projets de prospection géophysique, des permis relatifs au droit exclusif d'effectuer des travaux géologiques et des travaux de prospection géophysique, de même que des autorisations en ce qui trait aux puits, aux forages d'essai ainsi qu'aux puits contenant des sources d'eau. Ces approbations sont données sous réserve de considérations d'ordre environnemental et les permis, les licences et les approbations de projets peuvent être suspendus ou annulés en cas de défaut de conformité à cette législation ou réglementation.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a instauré un régime de surveillance et de gestion du risque de sismicité induite liée aux activités pétrolières et gazières, particulièrement dans le nord de la Colombie-Britannique, où la fracturation hydraulique est utilisée pour accéder aux gisements de gaz naturel. Aux termes du règlement intitulé *Drilling and Production Regulation*, un producteur doit suspendre ses activités s'il déclenche un événement sismique d'une magnitude de 4,0 ou plus sur l'échelle de Richter et mettre en œuvre des mesures d'atténuation approuvées par la Commission CB avant de reprendre sa production. En juin 2016, la Commission CB a modifié le processus de délivrance des permis afin d'exiger de tous les producteurs de gaz naturel qu'ils effectuent une surveillance au sol et qu'ils présentent un rapport de surveillance au sol dans les 30 jours suivant la réalisation d'activités de fracturation hydraulique.

En mai 2018, la Commission CB a rendu une ordonnance de projet spéciale (*Special Project Order*) en vertu de l'article 75 de l'OGAA, qui désigne la région de surveillance et d'atténuation sismique de Kiskatinaw, qui s'étend entre Fort St. John et Dawson Creek (la *région de Kiskatinaw*). Les titulaires de permis dans la région de Kiskatinaw sont assujettis à des exigences supplémentaires avant de pouvoir effectuer des opérations de fracturation hydraulique, notamment l'élaboration d'un plan de surveillance et d'atténuation des risques sismiques qui est approuvé par la Commission CB et la notification à la Commission CB et aux résidents locaux des exigences prévues en matière de fracturation hydraulique. Lors des opérations de fracturation hydraulique active, les titulaires de permis sont tenus de déployer un accéléromètre, d'avoir accès à des relevés de sismicité en temps réel et de signaler ces relevés à la Commission CB sur demande. En cas de survenance d'un événement sismique, les titulaires de permis sont assujettis à un système de déclaration de « feux de circulation » (*traffic light*) qui fixe des seuils de magnitude des tremblements de terre sur l'échelle de Richter et déclenche une échelle mobile d'obligations des titulaires de permis. Ces obligations vont de la déclaration de l'événement sismique à l'élaboration d'un protocole approuvé pour les événements subséquents, en passant par l'adoption de ces protocoles à la suspension des opérations jusqu'à ce que la Commission CB les permette à nouveau. Des événements sismiques futurs à l'extérieur de la région de Kiskatinaw pourraient entraîner l'introduction de prescriptions similaires ailleurs dans la province.

Le 28 novembre 2019, la loi intitulée *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* (la *DRIPA*) est devenue une loi en Colombie-Britannique. La DRIPA vise à aligner les lois de la Colombie-Britannique sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones; toutefois, on ne sait pas quelles seront les conséquences pratiques de cette loi.

La loi mise à jour intitulée *Environmental Assessment Act* est entrée en vigueur le 16 décembre 2019. Le nouveau régime d'évaluation soumet les projets proposés à un processus d'examen environnemental renforcé qui, entre autres, met l'accent sur l'engagement précoce et vise à renforcer la participation des autochtones au processus d'approbation des projets en mettant l'accent sur la formation d'un consensus. Simultanément à l'adoption de la loi intitulée *Environmental Assessment Act*, le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté le règlement intitulé *Reviewable Projects Regulation* qui énonce les projets assujettis au nouveau régime. La « liste de projets » englobe les projets industriels, miniers, énergétiques, de gestion de l'eau, d'élimination des déchets, de transport et d'autres projets dégageant des GES. Dans le cadre de la réalisation d'une évaluation environnementale, l'EAO CB tiendra compte des effets environnementaux, sanitaires, culturels, sociaux et économiques d'un projet proposé.

Saskatchewan

Le ministère de l'Énergie et des Ressources (*Ministry of Energy and Resources*) de la Saskatchewan est la principale autorité de réglementation des activités pétrolières et gazières dans la province. La loi intitulée *The Oil and Gas Conservation Act* (la *SKOGKA*) régit les activités de mise en valeur des ressources dans la province de même que les règlements intitulés *The Oil and Gas Conservation Regulations, 2012* (*OGCR*) et *The Petroleum Registry and Electronic Documents Regulations* (le *règlement sur le registre*). Le gouvernement de la Saskatchewan a mis en œuvre un certain nombre de critères sur le plan de l'exploitation, notamment des exigences accrues en matière de tenue de registres, des normes de contrôle accrues relativement aux puits d'injection et des pouvoirs d'enquête et d'application accrues, ainsi que sur le plan de la procédure, notamment en ce qui a trait à la participation de la Saskatchewan, à titre de partenaire, dans la base de données Petrinex.

Manitoba

Au Manitoba, la Direction générale des activités pétrolières du ministère de la Croissance, de l'Entreprise et du Commerce 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, la mise en valeur, la production et le transport du pétrole et du gaz sont régis par la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel* (la *LPGM*) et la *Loi de la taxe sur la production de pétrole et de gaz* ainsi que par leurs règlements d'application et les lignes directrices adoptées en vertu de celles-ci.

Programmes d'évaluation de la gestion du passif

Alberta

L'AER administre un programme d'évaluation de la gestion du passif (*Liability Management Rating Program*) (le *programme LMR AB*). Le programme LMR AB régit la plupart des puits, des installations et des pipelines de pétrole brut et de gaz naturel classiques en amont. Il se compose de trois programmes distincts: le programme d'évaluation du passif des titulaires de permis (*Licensee Liability Rating Program*) (le *programme LLR AB*), le programme de passif de déchets de champs de pétrole de l'Alberta (*Alberta Oilfield Waste Liability Program*) (le *programme OWL AB*) et/ou le programme de gestion du passif des grandes installations (*Large Facility Liability Management Program*) (le *programme LFP AB*). Si le passif réputé d'un titulaire de permis dans le cadre du programme LLR AB, du programme OWL AB et/ou du programme LFP AB dépasse son actif réputé dans ces programmes, le titulaire de permis doit réduire son passif ou fournir à l'AER un dépôt de garantie. Le défaut de le faire peut limiter la capacité du titulaire de permis de céder des permis. Ce ratio de l'actif par rapport au passif d'un titulaire de permis dans les trois programmes est appelé la note de gestion de permis du titulaire de permis (*NGP*).

L'AER a préalablement évalué le LMR de tous les titulaires de permis chaque mois et a affiché les notes individuelles sur le site Web public de l'AER. Toutefois, en décembre 2019, l'AER a cessé d'afficher le rapport détaillé sur le LMR, indiquant que les limites en matière de ressources et de budget ont eu une incidence sur sa capacité de maintenir et d'administrer le programme LLR AB. Les titulaires de permis peuvent continuer d'accéder à leurs calculs de LMR individuels par l'intermédiaire du système de soumission de données numériques (*Digital Data Submission System*) de l'AER, mais ils n'ont pas accès à la LMR d'autres titulaires de permis.

En plus du programme LLR AB, l'OGCA de l'Alberta crée un fonds pour puits orphelins (le *fonds orphelin*) qui sert à payer les frais de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines visés par le programme LLR AB et le programme OWL AB si un titulaire de permis ou un participant à intérêt économique direct devient insolvable ou est incapable de remplir ses obligations. À l'origine, le fonds orphelin a été conçu pour être financé exclusivement par des titulaires de permis dans le cadre du programme LLR AB et du programme OWL AB qui contribuent au moyen d'un prélèvement administré par l'AER. Toutefois, le gouvernement de l'Alberta a prêté au fonds orphelin environ 335 millions de dollars, comme il est décrit plus en détail ci-après. Le gouvernement a également couvert 113 millions de dollars en paiements de prélèvement que les titulaires de permis auraient par ailleurs dû au fonds orphelin, ce qui correspond aux paiements de prélèvement dus pour les six premiers mois de l'exercice financier de l'AER. Un prélèvement distinct pour le fonds orphelin s'applique aux titulaires de permis assujettis au programme LFB AB. Collectivement, ces programmes sont conçus pour réduire au minimum le risque que représente pour le fonds orphelin le passif non capitalisé des titulaires de permis et pour faire en sorte que les contribuables albertains n'aient pas à assumer eux-mêmes les frais de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines.

Par suite de la décision de la Cour suprême du Canada dans *Orphan Well Association c. Grant Thornton* (également appelée la décision *Redwater*), les séquestres et les syndics ne peuvent plus éviter le pouvoir législatif de l'AER d'imposer des ordonnances d'abandon aux titulaires de permis ni d'exiger d'un titulaire de permis qu'il paie un dépôt de garantie avant d'approuver un transfert lorsqu'un tel titulaire de permis fait l'objet d'une procédure formelle d'insolvabilité. Cela signifie que les successions insolubles ne peuvent plus renoncer

à des actifs qui ont atteint la fin de leur vie productive (et représentent donc un passif net) afin de traiter principalement les biens productifs et de valeur restants sans d'abord satisfaire aux obligations d'abandon et de remise en état liées aux actifs de la succession insolvable. En avril 2020, le gouvernement de l'Alberta a adopté le projet de loi 12 intitulé *Liabilities Management Statutes Amendment Act*. Le projet de loi 12 impose le fardeau des obligations d'abandon et de remise en état du titulaire de permis liquidé d'abord aux partenaires de l'intérêt économique direct du titulaire de permis liquidé, et ensuite, l'AER peut ordonner au fonds orphelin d'assumer le soin et la garde et d'accélérer le nettoyage des puits ou des sites qui n'ont pas de propriétaire responsable. Le projet de loi 12 entrera en vigueur dès sa proclamation.

En réponse à l'augmentation du nombre de sites de pétrole brut et de gaz naturel orphelins et aux risques environnementaux qui y sont associés, l'AER a publié plusieurs bulletins et modifications provisoires des règles pour régir l'administration par l'AER de ses programmes de licence et de gestion du passif. Par exemple, l'AER a modifié sa directive 067 intitulée *Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals*, qui porte sur l'admissibilité des titulaires de permis à exploiter des puits et des installations, pour exiger la fourniture de renseignements détaillés sur la gouvernance d'entreprise et les actionnaires, notamment la question de savoir si un administrateur et un dirigeant a été administrateur ou dirigeant d'une société du secteur de l'énergie qui a fait l'objet de procédures d'insolvabilité au cours des cinq dernières années. Tous les transferts de permis de puits, d'installations et de pipelines dans la province sont assujettis à l'approbation de l'AER. À titre de condition du transfert des licences, des approbations et des permis de l'AER existants, tous les transferts sont maintenant évalués de façon exceptionnelle et l'AER exige maintenant que tous les cessionnaires démontrent qu'ils ont une LMR de 2,0 ou plus immédiatement après le transfert, ou qu'ils prouvent par ailleurs à la satisfaction de l'AER qu'ils peuvent s'acquitter de leurs obligations d'abandon et de remise en état.

Le gouvernement de l'Alberta et/ou l'AER peuvent apporter d'autres changements aux règles des programmes de gestion du passif de l'Alberta à tout moment. Par exemple, le 30 juillet 2020, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un nouveau *Liability Management Framework* (cadre de gestion du passif) (*LMF AB*) qui remplacera le programme LLR AB et ses programmes constitutifs. Parmi les autres changements apportés dans le cadre du LMF AB, le LLR AB sera remplacé par le *Licensee Capability Assessment System* (système d'évaluation des capacités des titulaires de permis), qui est censé être une évaluation plus exhaustive de la santé de l'entreprise et qui tiendra compte d'une plus grande variété de facteurs que ceux envisagés dans le cadre du LLR AB et établira des attentes claires à l'égard de l'industrie en ce qui a trait à la gestion du passif au cours du cycle de vie entier des projets de pétrole brut et de gaz naturel. Il est important de noter que le LMF AB fournira également un soutien proactif aux exploitants en difficulté et exigera que les sociétés qui exercent leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier de l'Alberta effectuent des paiements minimums annuels obligatoires à l'égard des obligations de remise en état en cours conformément aux cibles de dépenses renouvelables de cinq ans. Il n'est pas encore clair à quel moment et de quelle façon le LMF AB sera mis en œuvre.

L'AER a également mis en œuvre le *Inactive Well Compliance Program* (programme de conformité des puits inactifs) (*I/WCP*) pour faire face à l'augmentation de l'inventaire des puits inactifs en Alberta et pour accroître les efforts de surveillance et de conformité de l'AER en vertu de la directive 013 intitulée *Suspension Requirements for Wells (Directive 013)*. L'I/WCP s'applique à tous les puits inactifs qui ne sont pas conformes à la directive 013 au 1^{er} avril 2015. L'objectif visé est de rendre tous les puits non conformes inactifs dans le cadre de l'I/WCP conformes aux exigences de la directive 013 dans un délai de cinq ans. Depuis le 1^{er} avril 2015, chaque titulaire de permis est tenu de rendre conforme 20 % de ses puits inactifs par année soit en réactivant, soit en fermant les puits conformément à la directive 013 ou en les abandonnant conformément à la directive 020 intitulée *Well Abandonment*.

Dans le cadre de sa stratégie visant à encourager la mise hors service, la restauration et la remise en état des infrastructures de pétrole brut et de gaz naturel inactives ou marginales, l'AER a annoncé un programme volontaire de *Area-Based Closure* (fermeture par zone) (*ABC*) en 2018. Le programme ABC vise à réduire le coût des activités d'abandon et de remise en état grâce à la collaboration de l'industrie et à des économies d'échelle. Les participants qui souhaitent participer au programme doivent s'engager à atteindre une cible de réduction du passif inactif au moyen de travaux de fermeture des actifs inactifs.

Colombie-Britannique

À l'instar de l'Alberta, la Commission CB supervise un programme d'évaluation de la gestion du passif (*Liability Management Rating Program*) (le programme *LMR BC*), qui est conçu pour gérer l'exposition au risque de responsabilité publique liée aux activités pétrolières et gazières en veillant à ce que les titulaires de permis assument les risques financiers et la responsabilité réglementaire liés à leurs activités jusqu'à la fermeture réglementaire. Aux termes du programme de LMR BC, la Commission CB détermine les dépôts de garantie requis pour les titulaires de permis aux termes de l'OGAA. Le LMR est le ratio de l'actif réputé d'un titulaire de permis par rapport au passif réputé. Les titulaires de permis dont le passif réputé dépasse leur actif réputé (c.-à-d. un LMR inférieur à un ratio de 1,0) seront considérés comme à risque et examinés pour un dépôt de garantie. Les titulaires de permis qui ne se conforment pas aux exigences relatives aux dépôts de garantie sont réputés non conformes aux termes de l'OGAA et entrent dans le cadre de conformité et d'application de la loi.

Au printemps de 2019, un prélèvement fondé sur le passif versé au *Orphan Site Reclamation Fund* (fonds de remise en état des sites orphelins) (*OSRF*) a remplacé la taxe sur le fonds de remise en état des sites orphelins payée par les titulaires de permis. À l'instar du fonds orphelin de l'Alberta, l'OSRF est un programme financé par l'industrie créé pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites orphelins. Les titulaires de permis sont tenus de payer leur quote-part du prélèvement. L'OGAA permet à la Commission CB d'imposer plus d'un prélèvement au cours d'une année civile donnée.

Le 31 mai 2019, le règlement intitulé *Dormancy and Shutdown Regulation* (le *Règlement sur l'inactivité*) établit le premier ensemble de calendriers imposés par la loi pour la remise en état des puits de pétrole brut et de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Le Règlement sur l'inactivité classe différents sites en fonction des niveaux d'activité associés aux puits sur chaque site, dans le but de veiller à ce que 100 % des sites actuellement inactifs soient remis en état d'ici 2036 avec des délais réglementaires supplémentaires pour les sites qui deviennent inactifs entre 2019 et 2023 ou deviennent inactifs après 2024. Le titulaire de permis a des obligations diverses en matière de déclaration, de mise hors service, de restauration et de remise en état qui dépendent du classement de ses sites. Tout titulaire de permis qui a un site inactif dans son portefeuille doit élaborer et soumettre un plan de travail annuel à la Commission CB, qui expose ses activités de mise hors service et de restauration pour chaque année civile. Le titulaire de permis doit également préparer et présenter un rapport annuel rétrospectif dans les 60 jours suivant la fin de l'année civile au cours de laquelle il a effectué les travaux prévus dans le plan de travail annuel correspondant.

Saskatchewan

Le ministère de l'Énergie et des Ressources (Ministry of Energy and Resources) de la Saskatchewan administre le programme d'évaluation du passif des titulaires de permis (*Licensee Liability Rating Program*) (le programme *LLR SK*). Le LLR SK vise à évaluer et à gérer le risque financier que les obligations d'abandon et de remise en état de puits et d'installations d'un titulaire de permis font peser sur le fonds orphelin (le *Oil and Gas Orphan Fund*) établi en vertu de la SKOGCA. Le Oil and Gas Orphan Fund assume l'obligation d'exécuter les travaux d'abandon et de remise en état des puits et des installations du LLR SK lorsque le ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan confirme qu'il n'y a aucune partie légalement responsable ou financièrement capable de s'acquitter de ses responsabilités en matière d'abandon et/ou de remise en état. Aux termes du LLR SK, tous les nouveaux titulaires de permis doivent remettre au fonds orphelin des frais de 10 000 \$ non remboursables afin d'être réputés admissibles au transfert de permis, et tous les titulaires de permis dont le passif réputé dépasse leur actif réputé (c.-à-d. un LLR inférieur à 1,0) sont tenus d'effectuer un dépôt de garantie. Le ratio de l'actif réputé par rapport au passif réputé est évalué une fois par mois pour tous les titulaires de permis de puits de pétrole brut, de gaz naturel et de puits de service ainsi que d'installations de pétrole brut et de gaz naturel en amont, et ces données sont rendues publiques. Le 19 août 2016, le ministère de l'Économie (Ministry of the Economy) de la Saskatchewan a publié un avis à l'intention de tous les exploitants présentant des mesures provisoires en réponse à Redwater. Entre autres choses, le ministère de l'Économie de la Saskatchewan a annoncé qu'il considérerait toutes les demandes de transfert de permis comme exceptionnelles puisqu'il ne s'appuie pas strictement sur le calcul standard du LLR pour évaluer les exigences en matière de dépôt. En plus d'augmenter les exigences relatives aux dépôts de garantie, le ministère de l'Économie de la Saskatchewan a alors annoncé en 2016 qu'il pourrait intégrer des conditions supplémentaires avec des approbations de transfert de permis.

Manitoba

À ce jour, le gouvernement du Manitoba n'a pas mis en œuvre de programme d'évaluation de la gestion du passif semblable à celui des autres provinces de l'Ouest canadien. Toutefois, les exploitants de puits détenteurs de permis dans la province sont tenus d'effectuer un dépôt d'exécution pour s'assurer que l'exploitation et l'abandon de puits et la remise en état des sites se font conformément à la LPGM et au *Drilling and Production Regulations*. La LPGM établit également le Fonds de réserve pour l'abandon (le *Fonds d'abandon*). Le Fonds d'abandon est une source de fonds qui peut être utilisée pour exploiter ou abandonner un puits ou une installation lorsque le titulaire de permis ne se conforme pas à la LPGM. Le Fonds d'abandon peut également être utilisé pour remettre en état le site d'un puits ou d'une installation abandonnée ou pour remédier à tout effet défavorable sur un bien causé par un puits ou une installation. Les dépôts dans le Fonds d'abandon se composent de prélèvements non remboursables imputés lorsque certains permis et licences sont délivrés ou transférés, ainsi que de prélèvements annuels pour les puits et les batteries inactifs.

Soutien fédéral et provincial à la gestion du passif

Dans le cadre de l'annonce d'un allègement fédéral à l'intention de l'industrie pétrolière et gazière du Canada en réponse à la COVID-19, le gouvernement fédéral s'est engagé à verser 1,72 milliard de dollars pour nettoyer les puits orphelins et inactifs en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. Toutefois, ces fonds sont administrés par les autorités de réglementation de chaque province. En Alberta, le ministère de l'Énergie (Ministry of Energy) débourse sa part de 1 milliard de dollars des fonds fédéraux par l'intermédiaire du programme *Site Rehabilitation Program*. Le gouvernement de la Colombie-Britannique débourse sa part de 120 millions de dollars des fonds fédéraux par l'entremise de trois programmes : le *Dormant Sites Reclamation Program*, le *Orphan Sites Supplemental Reclamation Program* et le *Legacy Sites Reclamation Program*. En plus des fonds administrés par les gouvernements provinciaux respectifs, le gouvernement fédéral a annoncé un prêt de 200 millions de dollars au fonds orphelin de l'Alberta. Au début de mars 2020, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une extension de crédit pouvant atteindre 100 millions de dollars à l'égard d'un prêt de 235 millions de dollars au fonds orphelin. En Saskatchewan, un financement fédéral de 400 millions de dollars sera accordé dans le cadre du *Accelerated Site Closure Program* (programme de fermeture accélérée des sites) (ASCP). La première phase de l'ASCP permettra aux sociétés de services admissibles de disposer de 100 millions de dollars pour effectuer des travaux d'abandon et de remise en état. D'autres tranches de l'ASCP, jusqu'à concurrence de 300 millions de dollars, seront offertes à l'avenir.

RÉGLEMENTATION SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

La réglementation sur les changements climatiques à chacun des paliers international, fédéral et provincial pourrait avoir une incidence importante sur l'avenir de l'industrie pétrolière et gazière au Canada. Ces incidences sont incertaines et il n'est pas possible de prévoir l'ampleur des exigences futures. Toute nouvelle législation et réglementation (ou toute exigence additionnelle de la législation et de la réglementation en vigueur) pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les flux de trésorerie de la société. La mise en œuvre par l'Organisation maritime internationale d'un nouveau règlement qui limite la teneur en soufre du mazout marin, réduisant la quantité admissible de soufre de 3,5 % à 0,5 % à compter du 1^{er} janvier 2020, constitue un exemple de changement de politique susceptible d'avoir une incidence sur le secteur pétrolier et gazier.

Fédéral

Le Canada est signataire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) depuis 1992. Depuis sa création, la CCNUCC a induit de nombreux changements d'orientation en matière de gouvernance climatique. Le 22 avril 2016, 197 pays, dont le Canada, ont signé l'Accord de Paris, s'engageant à empêcher que les températures mondiales dépassent les niveaux préindustriels de plus de 2° Celsius et à poursuivre les efforts visant à limiter cette hausse à au plus 1,5° Celsius. Le 20 janvier 2021, le président des États-Unis, M. Joe Biden, a signé un décret visant à rejoindre l'Accord de Paris. À ce jour, 189 des 197 parties à la CCNUCC ont ratifié l'Accord de Paris, y compris le Canada. En décembre 2019, la Conférence annuelle des Parties des Nations Unies s'est tenue à Madrid (Espagne). Les participants à la Conférence ont

reporté la prise de décisions relatives à un marché du carbone et à des réductions d'émissions futures jusqu'à la prochaine conférence sur le climat, prévue en novembre 2021.

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire ses émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, mais il a indiqué dans le récent discours du Trône qu'il pourrait mettre en œuvre des changements de politique pour dépasser cette cible. Des détails spécifiques n'ont pas encore été annoncés. Dans le cadre de cet objectif, le gouvernement du Canada a publié en 2016 le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, qui établit un plan visant à atteindre les cibles de réduction des émissions de 2030 du gouvernement fédéral.

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan pour Un environnement sain et une économie saine (le *plan ESES*), qui s'appuie sur le Cadre pancanadien et établit une feuille de route pour atteindre l'objectif de réduction des émissions du Canada en 2030. Le plan ESES prévoit un investissement de 3 milliards de dollars sur cinq ans dans un fonds d'accélérateur net zéro pour investir dans des projets visant à décarboniser les grands émetteurs, à mettre à l'échelle une technologie propre et par ailleurs à accélérer la transformation de l'industrie dans tous les secteurs. En outre, le Plan ESES prévoit des investissements de 964 millions de dollars supplémentaires sur quatre ans dans des projets de modernisation du réseau et de l'énergie renouvelable et de 300 millions de dollars sur cinq ans pour faire progresser l'utilisation d'énergie propre et fiable dans les collectivités rurales, éloignées et autochtones. Le troisième volet du plan ESES porte sur les véhicules à émissions zéro. Cela comprend l'investissement de 287 millions de dollars supplémentaires pour poursuivre le programme incitatif du gouvernement fédéral pour les véhicules sans émission jusqu'en mars 2022, de 150 millions de dollars sur trois ans pour les bornes de recharge et de ravitaillement au Canada et de 1,5 milliard de dollars pour un Fonds pour les combustibles à faible teneur en carbone et à émissions nulles afin d'augmenter la production de combustibles à faible teneur en carbone. Le gouvernement fédéral a également annoncé qu'il allait mettre en œuvre l'interdiction de certaines plastiques à usage unique en 2021, ce qui touche également le secteur pétrolier et gazier.

Le 19 novembre 2020, le gouvernement fédéral a annoncé le projet de loi C-12, Loi concernant la transparence et la responsabilité dans le cadre des efforts déployés par le Canada pour atteindre la carboneutralité en 2050. Le Canada se joint à plus de 120 pays pour s'engager à atteindre zéro émissions nettes d'ici 2050, y compris le Royaume-Uni, l'Allemagne, la France et le Japon. Une fois adopté, le projet de loi C-12 liera légalement le gouvernement fédéral à un processus visant à atteindre zéro émissions nettes d'ici 2050. Ce projet de loi fixera, entre autres choses, des cibles de réduction des émissions sur cinq ans (à partir de 2030) et exigera que les plans atteignent chaque cible sur une base de rapport et consacrent une plus grande responsabilité et une plus grande transparence publique dans le plan du Canada visant à atteindre zéro émissions nettes d'ici 2050 en prévoyant un examen indépendant par le commissaire à l'environnement et au développement durable.

Le 21 juin 2018, le gouvernement fédéral a adopté la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « *LTPGS* »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Ce régime comporte deux volets : un système de tarification de la production pour les grandes industries et une redevance réglementaire sur les combustibles imposant un prix initial de 20 \$ par tonne d'émissions de CO₂e. Ce système s'applique aux provinces et aux territoires qui en font la demande et à ceux qui n'ont pas de systèmes de tarification des émissions qui respectent les normes fédérales. La LTPGS fait en sorte qu'il y ait un prix uniforme pour les émissions à l'échelle du pays, qu'une province ait adopté ou non sa propre législation. Aux termes des plans fédéraux actuels, ce prix augmentera de 10 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne un prix de 50 \$ par tonne de CO₂e en 2022. À compter du 1^{er} avril 2021, le prix minimal admissible aux termes de la LTPGS est de 40 \$ par tonne de CO₂e.

L'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario et le Manitoba ont contesté la constitutionnalité de la LTPGS. Dans les renvois de la Saskatchewan et de l'Ontario, les cours d'appel ont statué en faveur de la constitutionnalité de la LTPGS; la Cour d'appel de l'Alberta a conclu que la LTPGS est inconstitutionnelle. Les trois jugements ont été portés en appel devant la Cour suprême du Canada et l'audience a eu lieu en septembre 2020. Une décision devrait être rendue au début de 2021, la demande de contrôle judiciaire du Manitoba a été instruite par la Cour fédérale du Canada le 7 décembre 2020.

Le 26 avril 2018, le gouvernement fédéral a adopté le *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* (le *Règlement fédéral sur le méthane*). Le Règlement fédéral sur le méthane vise à réduire les émissions de méthane provenant de l'industrie pétrolière et gazière et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020. En introduisant un certain nombre de nouvelles mesures de contrôle, le Règlement fédéral sur le méthane vise à réduire les fuites involontaires et l'évacuation intentionnelle du méthane, et à veiller à ce que les activités pétrolières et gazières utilisent du matériel et des procédés à faible émission. Entre autres choses, le Règlement fédéral sur le méthane limite la quantité de méthane que les installations pétrolières et gazières en amont peuvent évacuer. Le gouvernement fédéral prévoit que ces mesures réduiront les émissions annuelles de GES d'environ 20 mégatonnes d'ici 2030.

Dans le cadre de ses efforts visant à apporter des secours à l'industrie pétrolière et gazière du Canada à la lumière de la pandémie de COVID-19, le 29 octobre 2020, le gouvernement fédéral a lancé le Fonds de réduction des émissions de 750 millions de dollars pour réduire les émissions de méthane et de GES. Le fonds fournira des fonds remboursables aux sociétés de pétrole brut et de gaz naturel classiques et extracôtières admissibles pour les aider à financer des investissements visant à réduire les émissions de GES en adoptant des technologies plus vertes.

En octobre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé un programme de tarification qui pourrait servir de solution de rechange aux grands producteurs d'électricité afin d'encourager une réduction de l'intensité des émissions plutôt que d'encourager une réduction de la capacité de production.

Le gouvernement fédéral a adopté le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, qui vise à réglementer certaines installations et certains types d'équipement industriels, notamment les chaudières et les fours utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel en amont, afin de limiter les émissions de polluants atmosphériques comme les oxydes d'azote et le dioxyde de soufre.

Le gouvernement fédéral a également annoncé qu'il procédera à l'élaboration et à la mise en œuvre d'une Norme sur les combustibles propres (NCP) qui exigera des producteurs, des importateurs et des distributeurs qu'ils réduisent l'intensité des émissions des combustibles gazeux, liquides et solides. Le 18 décembre 2020, le gouvernement fédéral a publié un projet de règlement sur la NCP, dont la version définitive devrait être publiée en 2021, le règlement sur la NCP devant entrer en vigueur en 2022. Le projet de règlement sur la NCP adopte une approche fondée sur le rendement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le règlement sur la NCP exige des fournisseurs de combustibles liquides, comme l'essence, le diesel et le kérosène, qu'ils réduisent progressivement la quantité de carbone dans leur produit. Le programme a pour objectif d'encourager l'innovation et l'adoption de technologies propres tout en donnant aux fournisseurs de combustibles la possibilité de répondre aux exigences de façon rentable et qui fonctionne pour leur entreprise. Le règlement proposé offre des crédits de conformité pour inciter les industries à innover et à adopter des technologies plus propres afin de réduire leurs coûts de conformité.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a présenté un *Climate Leadership Plan* (plan de leadership en matière de climat) (le *CLP*). Aux termes de cette stratégie, la loi intitulée *Climate Leadership Act* (la *CLA*) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et a établi une taxe sur le combustible qui était conforme aux exigences fédérales. Le 14 décembre 2016, la loi intitulée *Oil Sands Emissions Limit Act* est entrée en vigueur, établissant une limite annuelle de 100 mégatonnes pour les émissions de GES de tous les sites de sables bitumineux, mais les règlements nécessaires pour faire respecter cette limite n'ont pas encore été élaborés.

En juin 2019, le gouvernement de l'Alberta a abrogé la CLA et les redevances fédérales sur les combustibles ont pris effet en Alberta. Conformément à la LTPGS, les redevances sur les combustibles payables en Alberta sont actuellement de 30 \$/tonne de CO₂e et passeront à 40 \$/tonne le 1^{er} avril 2021. En décembre 2019, le gouvernement fédéral a approuvé le règlement de l'Alberta intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction (TIER)*, qui s'applique aux grands émetteurs. Le règlement TIER est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et remplace l'ancien règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*.

Le règlement TIER s'applique aux émetteurs qui émettent plus de 100 000 tonnes de CO₂e par année en 2016 ou au cours d'une année ultérieure. L'objectif pour 2020 de la plupart des installations réglementées par le règlement TIER est de réduire l'intensité des émissions de 10 %, mesurée par rapport à l'indice de référence individuel de cette installation, avec une autre réduction de 1 % pour chaque année subséquente. Le critère de référence spécifique à une installation ne s'applique pas à toutes les installations. Certaines installations, comme celles du secteur de l'électricité, sont comparées à la norme du gaz de qualité supérieure (*good-as-best-gas standard*). De même, dans le cas des installations qui ont déjà fait des progrès substantiels dans la réduction de leurs émissions, un autre indice de référence « haut rendement » est disponible pour faire en sorte que le coût de la conformité continue tienne compte de ce fait. Aux termes du règlement TIER, les installations des secteurs à émissions élevées peuvent adhérer au programme dans certaines circonstances, même si elles ne respectent pas le seuil de 100 000 tonnes. Pour encourager le respect des cibles de réduction de l'intensité des émissions, les installations réglementées par le règlement TIER doivent fournir des rapports de conformité annuels et les installations qui ne sont pas en mesure d'atteindre leurs cibles peuvent soit acheter des crédits d'autres installations, acheter des crédits compensatoires sur le carbone ou payer un prélèvement au gouvernement de l'Alberta.

Le gouvernement de l'Alberta vise à réduire les émissions annuelles de méthane de 45 % d'ici 2025. À cette fin, le gouvernement de l'Alberta a adopté le règlement intitulé *Methane Emission Reduction Regulation* (le *Règlement sur le méthane de l'Alberta*) le 1^{er} janvier 2020 et l'AER a publié simultanément une version mise à jour de la directive 060 *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting*. La publication de la directive 060 mise à jour complète une mise à jour antérieure de la directive 017 *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* qui a pris effet en décembre 2018. Ensemble, ces nouvelles directives représentent la première étape de l'Alberta vers l'atteinte de son objectif de 2025. En mai 2020, le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ont annoncé une entente d'équivalence provisoire concernant la réduction des émissions de méthane, de sorte que le Règlement sur le méthane fédéral ne s'appliquera pas une fois l'entente en vigueur.

L'Alberta est aussi le premier territoire en Amérique du Nord à affecter directement des fonds dédiés à la mise en oeuvre de technologies de captage et de stockage du carbone dans tous les secteurs industriels. L'Alberta a engagé 1,24 milliard de dollars jusqu'en 2025 pour financer deux projets commerciaux de capture et de stockage du carbone. Les deux projets contribueront à réduire les émissions de CO₂ provenant des secteurs des sables bitumineux et des engrais et à réduire les émissions de GES de 2,76 millions de mégatonnes par année. 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 biens-fonds 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.

Colombie-Britannique

Le 19 août 2016, le gouvernement de la Colombie-Britannique a lancé son *Climate Leadership Plan* (plan de leadership en matière de climat), qui vise à réduire les émissions annuelles nettes de la Colombie-Britannique d'un maximum de 25 millions de tonnes en deçà des prévisions actuelles d'ici 2050 et recommande à la province d'atteindre sa cible de réduction des émissions de 80 % en deçà des niveaux de 2007 d'ici 2050.

La Colombie-Britannique a également été la première province canadienne à appliquer une taxe sur les combustibles sans incidence sur les revenus. La taxe sur les combustibles est actuellement fixée à 40 \$/tonne de CO₂e. Bien que l'augmentation prévue à 45 \$/tonne de CO₂e ait été reportée au 1^{er} octobre 2020 en réponse à la COVID-19, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé le 2 septembre 2020 que l'augmentation n'aurait pas lieu avant le 1^{er} avril 2021.

Le 1^{er} janvier 2016, la loi intitulée *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act* (la GGIRCA) est entrée en vigueur, ce qui a simplifié le processus de réglementation pour les grandes installations émettrices. La GGIRCA établit diverses normes de performance pour les différents secteurs industriels et prévoit des compensations des émissions par l'achat de crédits ou par des projets de compensation des émissions.

Le 5 décembre 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé un plan d'énergie propre mis à jour, « *CleanBC* », qui vise à faire en sorte que la Colombie-Britannique atteigne 75 % de sa cible de réduction des émissions de GES d'ici 2030. Le plan CleanBC comporte un certain nombre de stratégies visant les secteurs de l'industrie, de la construction des transports et des déchets de l'économie de la Colombie-Britannique. Les principales initiatives comprennent ce qui suit : i) accroître la production d'électricité à partir de sources d'énergie propres et renouvelables ; ii) imposer une exigence de 15 % de teneur en gaz naturel renouvelable d'ici 2030; iii) obliger les fournisseurs de combustibles à réduire l'intensité en carbone du diesel et de l'essence de 20 % d'ici 2030; iv) investir dans l'électrification de la production de pétrole brut et de gaz naturel; v) réduire 45 % des émissions de méthane associées à la production de gaz naturel; et vi) encourager l'adoption de véhicules à émissions zéro.

Le 16 janvier 2019, la Commission CB a annoncé une série de modifications au règlement intitulé *Drilling and Production Regulation* de la Colombie-Britannique qui exigeront des titulaires de permis d'installations et de puits, entre autres, qu'ils réduisent les fuites de gaz naturel et les émissions mensuelles de gaz naturel provenant de leur équipement et de leurs activités. Ces nouvelles règles sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020. En novembre 2020, le gouvernement du Canada et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé qu'ils avaient finalisé une entente d'équivalence concernant la réduction des émissions de méthane, de sorte que le Règlement sur le méthane fédéral ne s'appliquera pas en Colombie-Britannique.

Saskatchewan

Le 11 mai 2009, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé la loi intitulée *Management and Reduction of Greenhouse Gases Act* (la MRGGA) visant à réglementer les émissions de GES dans la province. Le 18 octobre 2016, le gouvernement de la Saskatchewan a publié un livre blanc sur les changements climatiques (*White Paper on Climate Change*), s'opposant à une taxe sur le carbone et s'engageant à adopter une approche axée sur l'adaptation et l'innovation technologiques. Par la suite, le gouvernement de la Saskatchewan a publié une stratégie intitulée *Prairie Resilience: A Made-in-Saskatchewan Climate Change Strategy* énonçant sa stratégie de réduction des émissions de GES de 12 millions de tonnes d'ici 2030.

La MRGGA, qui est en partie conforme au système fédéral d'échange de droits d'émission et a été partiellement proclamée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, établit un cadre de réduction des émissions de GES de 20 % des niveaux de 2006 d'ici 2020. Une version modifiée de la MRGGA a été promulguée en totalité le 18 décembre 2018, établissant un cadre de gestion des émissions fondé sur la production.

Aux termes de la MRGGA, les installations qui ont des émissions annuelles de GES de plus de 50 000 tonnes sont réglementées pour respecter les cibles de réduction de la province. Les règlements suivants ont été adoptés tout au long de 2018 : *The Management and Reduction of Greenhouse Gases (General and Electricity Producer) Regulations*, *the Management and Reduction of Greenhouse Gases (Reporting and General) Regulations*, and *The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Standards and Compliance) Regulations*. Ces règlements établissent des exigences en matière de déclaration et impose diverses limites d'émissions aux émetteurs qui entrent dans le programme. Le 1^{er} janvier 2019, le règlement intitulé *The Oil and Gas Emissions Management Regulations* (le *Règlement sur les émissions P&G de la Saskatchewan*) est entré en vigueur. Le Règlement sur les émissions P&G de la Saskatchewan s'applique aux titulaires de permis d'installations pétrolières qui peuvent produire plus de 50 000 tonnes de CO₂e par année, obligeant chaque titulaire de permis à proposer un plan de réduction des émissions conformément à une limite annuelle d'émissions dans le but d'atteindre des réductions annuelles des émissions de 40 % à 45 % d'ici 2025. Le Règlement sur les émissions P&G de la Saskatchewan vise à réduire 4,5 millions de tonnes d'émissions de CO₂e d'ici 2025, avec une réduction totale de 38,2 millions de tonnes de CO₂e d'ici 2030.

Le 10 avril 2019, la Saskatchewan a produit son premier rapport annuel sur la résilience climatique. Le rapport évalue les progrès réalisés par la province en ce qui concerne les objectifs énoncés aux termes de la stratégie *Prairie Resilience: A Made-in-Saskatchewan Climate Change Strategy*. Parmi ces objectifs figure celui d'accroître le rôle de l'énergie renouvelable dans la composition de l'énergie provinciale à 50 % d'ici 2030.

En octobre 2019, la loi intitulée *Oil and Gas Conservation Amendment Act* a été proclamée en vigueur. Cette loi modifie en partie la SKOGCA dans la mesure nécessaire pour qu'elle soit conforme au Règlement sur les émissions P&G de la Saskatchewan dont il est question ci-dessus.

Pour faciliter ses efforts de réduction des émissions, le gouvernement de la Saskatchewan a mis en œuvre la directive PNG017 *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*, entrée en vigueur en décembre 2019 et modifiée en avril 2020, et la directive PNG036 *Venting and Flaring Requirements*, entrée en vigueur en avril 2020. Avec le Règlement sur les émissions P&G de la Saskatchewan, ces directives permettent au gouvernement de la Saskatchewan de réglementer la réduction des émissions dans la province. En novembre 2020, le gouvernement du Canada et le gouvernement de la Saskatchewan ont annoncé qu'ils avaient finalisé une entente d'équivalence concernant la réduction des émissions de méthane, de sorte que le Règlement sur le méthane fédéral ne s'appliquera pas.

Manitoba

En 2018, le gouvernement du Manitoba a dévoilé la *Loi sur la mise en œuvre du plan vert et climatique*. La Loi comprenait une nouvelle *Loi sur le plan vert et climatique*, une nouvelle *Loi sur la réglementation des émissions de gaz à effet de serre d'origine industrielle et les rapports connexes* et diverses modifications connexes à la législation en vigueur. Initialement, la *Loi sur le Plan vert et climatique* a introduit une taxe de 25 \$/tonne sur les émissions de GES, mais cette taxe a été retirée par la suite de la Loi et la LTPGS fédérale a été appliqué au Manitoba. Toutefois, en mars 2020, le gouvernement du Manitoba a adopté la *Loi de 2020 sur la mise en œuvre du plan vert et climatique* qui, entre autres, rétablit la taxe de 25 \$.

La *Loi sur la mise en œuvre du plan vert et climatique* initiale imposait également au gouvernement du Manitoba d'établir des cibles de réduction des émissions sur cinq ans. En juin 2019, le gouvernement du Manitoba a annoncé une cible de réduction des émissions de GES d'une mégatonne pour la période 2018-2022.

RESPONSABILITÉ ET TRANSPARENCE

En 2015, la *Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif* (la « LMTSE ») du gouvernement fédéral est entrée en vigueur, imposant des exigences de déclaration obligatoires à certaines entités qui exercent des activités de « développement commercial de pétrole, de gaz ou de minéraux », y compris les permis d'exploration, d'extraction et de détention. Toutes les sociétés assujetties à la LMTSE doivent déclarer des paiements de plus de 100 000 \$ CA versés aux gouvernements au Canada et à l'étranger (y compris les groupes autochtones), y compris les paiements de redevances, les taxes (autres que les taxes à la consommation et les impôts personnels), les frais, les droits à la production, les primes, les dividendes (autres que les dividendes ordinaires versés aux actionnaires), les paiements d'amélioration des infrastructures et les autres catégories de paiements prescrits.

Facteurs de risque

La société est exposée à la fois aux risques qui touchent directement son entreprise et ses activités, et aux risques indirects qui touchent des tiers ou le secteur en général. Les investisseurs devraient examiner attentivement les facteurs de risque qui sont décrits ci-après ainsi que tous les autres renseignements qui sont donnés dans les présentes et dans les autres documents publiés par la société avant de décider de faire un placement. Le texte qui est présenté ci-après n'est pas exhaustif et ne devrait pas être interprété comme constituant une description sommaire ou complète de tous les risques qui sont inhérents à l'entreprise de la société, à l'entreprise de tiers avec lesquels la société fait affaire et au secteur du pétrole brute et du gaz naturel en général.

Bien que la société n'exerce elle-même aucune activité d'exploitation, mais qu'elle touche plutôt des redevances à l'égard des terrains de redevances résultant de la mise en valeur de ces terrains, son entreprise et sa situation financière sont liées aux risques qui touchent le secteur du pétrole brute et du gaz naturel en général, et en particulier aux risques qui touchent les amodiataires ou les exploitants qui ont conclu ou

concluront des ententes avec la société à l'égard des terrains de redevances. Par conséquent, les facteurs de risque suivants devraient être lus, s'il y a lieu, à la lumière de leur incidence directe et indirecte (par l'intermédiaire des amodiataires ou des exploitants) sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Incidence de la pandémie de la COVID-19 et risques connexes

Des pandémies, des épidémies ou des éclosions de maladies infectieuses au Canada ou dans le monde pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise de la société, notamment des changements quant à la manière dont la société et ses contreparties exercent leurs activités, ainsi que sur les résultats financiers et la situation financière de la société. La propagation de la pandémie de COVID-19, compte tenu de sa gravité et de son ampleur, continue d'avoir une incidence plus ou moins défavorable sur les activités de la société et sur bon nombre de ses clients et partenaires commerciaux et continue également de poser des risques pour l'économie mondiale et le secteur pétrolier et gazier en général. Au début de la pandémie de COVID-19, les gouvernements et les organismes de réglementation des régions touchées ont imposé un certain nombre de mesures visant à contenir la pandémie de COVID-19, notamment des fermetures d'entreprises généralisées, des protocoles de distanciation sociale, des restrictions de voyage, des quarantaines, des couvre-feux et des restrictions quant aux rassemblements et aux événements. Bien qu'un certain nombre de mesures de confinement aient été et continuent d'être progressivement assouplies ou levées dans certaines régions, d'autres mesures de sécurité et protocoles opérationnels visant à contenir la propagation de la COVID-19 ont été et continuent d'être mis en place conformément aux directives des autorités de santé publique. De plus, l'émergence d'une deuxième vague de la pandémie de COVID-19, conjuguée à l'émergence d'une souche de variant de la COVID-19 identifiée pour la première fois au Royaume-Uni, a entraîné l'imposition de mesures de confinement plus ou moins rigoureuses dans de nombreuses régions du Canada et à l'échelle mondiale. Ces mesures de confinement continuent d'avoir une incidence sur l'activité économique mondiale, notamment sur la capacité de relance de l'économie mondiale, et contribuent également à la baisse de la demande d'hydrocarbures, à l'accroissement de la volatilité du marché et à la modification de l'environnement macroéconomique. À mesure que les répercussions de la pandémie de COVID-19 continuent de se concrétiser, les effets prolongés de la perturbation ont eu et continuent d'avoir une incidence défavorable sur les stratégies et initiatives commerciales de la société et qui entraîne des répercussions continues sur ses résultats financiers, notamment l'augmentation des risques liés aux contreparties, au marché et à l'exploitation.

La société surveille attentivement les effets et répercussions potentiels et réels de la pandémie de COVID-19, qui continue d'évoluer rapidement. L'incertitude demeure quant à l'incidence réelle de la pandémie de COVID-19 sur l'économie mondiale, les marchés des marchandises et des capitaux, les niveaux des investissements en capital dans le pétrole brut et le gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et, plus généralement, dans le secteur de l'énergie. L'incidence définitive dépendra des développements futurs très incertains et impossibles à prévoir, y compris l'ampleur, la gravité, la durée et les autres vagues ultérieures de la pandémie de COVID-19, ainsi que l'efficacité des mesures prises par les divers paliers de gouvernement. Malgré les récents développements positifs quant aux vaccins, l'évolution continue de la mise au point et de la distribution de vaccins efficaces continue également d'accentuer l'incertitude.

La société pourrait éprouver des difficultés, y compris un risque accru de conflits et de litiges, en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 sur la conjoncture du marché et de l'économie et des mesures prises par les autorités gouvernementales et les prêteurs financiers dans ce contexte. La société pourrait également être exposée à des risques accrus liés à l'exploitation et à la réputation, notamment un risque de défaut de contrepartie potentiellement croissant. La pandémie de COVID-19 a entraîné et pourrait continuer d'entraîner des perturbations pour certains partenaires d'affaires et clients de la société et quant à la manière dont la société exerce ses activités, notamment le maintien prolongé du télétravail. Ces facteurs ont eu une incidence, et pourraient continuer d'avoir une incidence, sur les activités commerciales de la société et la continuité de ses relations avec ses partenaires commerciaux et amodiataires. Jusqu'à présent, la société a pris des mesures proactives dans le cadre de ses plans de continuité des affaires pour s'adapter au télétravail, planifier soigneusement le retour dans l'environnement de travail de certains de ses employés, et son équipe des ressources humaines a intensifié ses efforts pour préserver le bien-être des employés de la société et la capacité de la société à exercer ses activités.

Si la pandémie de COVID-19 devait se prolonger, y compris la possibilité d'autres vagues subséquentes, ou l'émergence d'autres maladies qui entraînent des effets similaires, l'incidence défavorable sur l'économie pourrait s'aggraver et entraîner une volatilité accrue et une baisse des marchés des marchandises et des capitaux. En outre, on ne connaît toujours pas l'incidence qu'aura en définitive la pandémie de COVID-19 sur l'environnement macroéconomique. Des développements imprévus sur les marchés des marchandises et des capitaux, le cadre réglementaire, l'activité industrielle ou les habitudes et la confiance des consommateurs pourraient également avoir une incidence défavorable et potentiellement prolongée sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Dans pratiquement tous les aspects de son entreprise et de sa stratégie, la manière dont la société envisage les risques n'est pas statique étant donné que ses activités l'exposent à divers risques. Conformément à son cadre de gestion du risque d'entreprise, la société gère activement ses risques afin de protéger et de favoriser ses activités et ses perspectives. En outre, la société continue d'évaluer les répercussions que la pandémie de COVID-19 a eues et continue d'avoir sur ses activités, y compris l'incidence sur ses risques principaux et émergents, les risques liés à l'exploitation et à la réputation ainsi que les risques liés au crédit, au marché et à la liquidité et au financement et les risques liés à l'environnement, à la société et à la gouvernance. Pour de plus amples renseignements sur les risques auxquels la société est exposée, il y a lieu de se reporter aux facteurs de risque détaillés ci-après et dans la présente notice annuelle.

Dépendance envers les amodiataires et/ou les exploitants

La société est tributaire des amodiataires et/ou des exploitants des terrains de redevances

Les amodiataires ou les exploitants des terrains de redevances sont d'autres sociétés d'exploration et de production indépendantes. La société ne peut exercer qu'une influence limitée, voire inexistante, sur l'exploitation des terrains de redevances ou sur les frais d'exploitation ou les dépenses en immobilisations connexes, ce qui pourrait avoir un effet défavorable, voire important à long terme, sur ses résultats financiers. Les produits d'exploitation de la société, qui sont tirés des terrains de redevances exploités par des tiers, dépendent d'un certain nombre de facteurs qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la société, y compris l'ampleur des activités d'exploration et de mise en valeur exercées sur les terrains de redevances, le montant des dépenses en immobilisations qui doivent être engagées à l'égard de ces terrains et le moment où elles le seront, le savoir-faire, les méthodes d'exploitation et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation des autres participants, le choix et le coût de la technologie, la gestion des risques, la mesure dans laquelle les amodiataires ou les exploitants se conforment aux modalités des permis, des licences ou des baux visant les terrains de redevances, la conformité environnementale et les méthodes de restauration. Bien que la société cherche activement à conclure d'autres ententes d'amodiation et de versement de redevances avec des amodiataires ou des exploitants, il n'est aucunement garanti qu'elle réussira à en conclure pour tous les terrains de redevances ou la majorité de ceux-ci. En outre, en ce qui a trait aux terrains de redevances ou aux formations qui ne sont pas en production à la fin de la durée initiale du bail, il n'est aucunement garanti que la société pourra les relouer ou, si elle y réussit, que les modalités des baux et les loyers lui seront aussi favorables.

Les tiers qui exercent des activités d'exploration et de production sur les terrains de redevances peuvent gérer une grande variété de projets ou y participer dans le cadre de l'exercice de leurs activités, ce qui pourrait détourner leurs capitaux, leurs activités de mise en valeur et leur savoir-faire des terrains de redevances. De plus, ces tiers pourraient retarder ou annuler des projets d'immobilisations dans un contexte de faiblesse du prix des produits de base. Le report ou l'annulation de projets de mise en valeur ou d'immobilisations sur les terrains de redevances pourrait retarder ou réduire les produits d'exploitation de ces tiers et, par le fait même, ceux de la société. La mesure dans laquelle ces tiers pourront exécuter des projets sur les terrains de redevances et commercialiser le pétrole brut et le gaz naturel en provenant dépend de nombreux facteurs indépendants de leur volonté et de celle de la société, y compris les facteurs de risque énoncés ci-après. En raison de ces facteurs, ces tiers pourraient être incapables d'exécuter des projets sur les terrains de redevances, ou encore ne pas pouvoir le faire selon le calendrier ou le budget prévus, et de produire et de commercialiser le pétrole brut et le gaz naturel provenant des terrains de redevances de manière efficace, ce qui entraînerait une réduction des produits d'exploitation connexes de la société.

En outre, en raison de la faiblesse et de la volatilité du prix des marchandises, de nombreuses sociétés, y compris celles qui sont des amodiataires des biens-fonds en fief ou des propriétaires d'intérêts économiques directs dans les terrains de redevances, pourraient connaître des difficultés financières, ce qui pourrait les empêcher de financer leurs dépenses en immobilisations à l'égard de ces biens-fonds et de continuer d'en engager. La décision de la Cour suprême du Canada dans *Redwater* pourrait donner lieu à de nouvelles clauses restrictives et restrictions aux termes des facilités de crédit d'un amodiataire ou d'un propriétaire d'intérêts économiques directs, si les niveaux de notation de la gestion du passif tombent en deçà des seuils convenus existants, y compris d'autres restrictions quant à leur capacité de réaliser des aliénations ou des acquisitions d'actifs. Ces amodiataires ou propriétaires d'intérêts économiques directs peuvent également être tenus de fournir à leurs prêteurs des rapports supplémentaires concernant les obligations d'abandon et de remise en état existantes et/ou prévues au budget, les frais de mise hors service, la notation de la gestion du passif et/ou les avis ou ordres reçus d'un organisme de réglementation de l'énergie dans une province applicable. Dans les cas où les facilités de crédit d'un amodiataire ou d'un propriétaire d'intérêts économiques directs sont liées à une limite d'emprunt, les prêteurs peuvent également être autorisés à réévaluer la limite d'emprunt à la suite d'une baisse de la notation de la gestion du passif de l'amodiataire ou du propriétaire d'intérêts économiques directs au-dessous d'un certain seuil ou, si l'amodiataire ou le propriétaire d'intérêts économiques directs fait l'objet d'un ordre d'abandon et de remise en état et que son coût estimatif pour se conformer à cet ordre dépasse un certain seuil.

Si la volatilité du prix des marchandises et/ou la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta, pour laquelle il a étendu son pouvoir de réglementation jusqu'en décembre 2021, devaient persister, cela pourrait aussi inciter les sociétés à reporter leurs dépenses en immobilisations ou à mettre fin à leur production actuelle. Si les activités de forage et d'exploitation exercées sur les biens-fonds sur lesquels la société a un droit de redevance venaient à ralentir, cela aurait une incidence défavorable sur les rentrées de fonds et les résultats financiers de celle-ci.

De plus, si les sociétés qui sont des amodiataires des biens-fonds en fief ou propriétaires d'intérêts économiques directs dans les terrains de redevances connaissent des difficultés financières, cela pourrait empêcher la société de percevoir les paiements de redevance, en particulier si les sociétés en question font faillite, deviennent insolvables, font une proposition concordataire ou intentent des poursuites en vertu des lois sur la faillite, l'insolvabilité ou la protection des créanciers. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque - Risque de crédit de tiers* ».

Risques liés aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production exercées par des tiers

Le rendement futur de la société pourrait être touché par les risques financiers, opérationnels et environnementaux et les risques de sécurité associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole brut et de gaz naturel.

Les activités liées au pétrole brut et au gaz naturel comportent de nombreux risques que même le fait d'allier expérience, connaissances et évaluation prudente ne permet pas nécessairement de surmonter. Le succès commercial à long terme de la société dépend de la mesure dans laquelle elle réussit à conclure des ententes d'amodiation et de versement de redevances avec des sociétés d'exploration et de production et à inciter ces amodiataires à exercer des activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation commerciale de pétrole brut et de gaz naturel sur ses terrains, ainsi qu'à acquérir des biens pétroliers et gaziers supplémentaires afin d'accroître ses réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. La société ne pourra accroître ses réserves à l'avenir que si elle réussit à inciter davantage de tiers à exercer des activités d'exploration et de mise en valeur sur les terrains de redevances. Sans l'ajout constant de nouvelles réserves, les réserves de la société et les revenus de redevances en découlant diminueront au fil du temps au fur et à mesure que les amodiataires exploiteront les réserves. Il n'est aucunement garanti que la société pourra continuer de trouver des sociétés d'exploration et de production tierces qui lui conviennent dans le cadre de l'exploitation des terrains de redevances ou acquérir des biens pétroliers et gaziers supplémentaires afin d'accroître ses réserves. En outre, la direction pourrait décider que de telles acquisitions ou participations ne seraient pas rentables en raison de la conjoncture du marché, des conditions d'acquisition et de participation ou du prix. Rien ne garantit

non plus que ces amodiataires découvriront ou acquerront d'autres quantités commerciales de pétrole brut et de gaz naturel.

L'exploration pétrolière et gazière future sur les terrains de redevances pourrait se révéler non rentable en raison de puits secs ou de puits qui, bien que productifs, ne produisent pas suffisamment de substances pétrolières pour que des tiers puisse en tirer un profit, déduction faite des frais, notamment de forage, de complétion (y compris la fracturation hydraulique) et d'exploitation. La complétion d'un puits ne signifie pas forcément qu'on pourra obtenir un rendement du capital investi ou recouvrer les frais de forage, de complétion ou d'exploitation engagés, ce qui pourrait entraîner une diminution des activités exercées sur les terrains de redevances par des tiers et, par conséquent, des produits d'exploitation de la société.

Les dangers du forage, les dommages causés à l'environnement et les diverses conditions d'exploitation qui pourraient exister sur le terrain pourraient accroître considérablement les frais d'exploitation que les tiers doivent engager relativement aux terrains de redevances et compromettre la mise en production de puits fructueux. Les conditions d'exploitation sur le terrain comprennent les retards dans l'obtention des approbations ou des consentements des gouvernements et la fermeture de puits en raison de conditions météorologiques extrêmes, l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou difficultés d'ordre géologique ou mécanique. Même si la supervision diligente des puits, l'exécution de travaux d'entretien efficaces et le développement de technologies de récupération assistée du pétrole peuvent contribuer à maximiser les taux de production au fil du temps, il est impossible d'éviter les retards dans la production et le déclin de celle-ci dans des conditions d'exploitation normales, ces facteurs pouvant avoir un effet défavorable sur la production que les tiers tirent des terrains de redevances et, par le fait même, sur les produits d'exploitation de la société.

Les activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole brut 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 puits, de formation de cratère, d'émanations de gaz corrosif, de déversements et d'autres risques environnementaux. Ces risques et ces dangers courants pourraient entraîner des dommages importants aux puits de pétrole brut et de gaz naturel, aux installations de production, à d'autres biens, à l'environnement et causer des blessures corporelles ou menacer la faune. Plus particulièrement, les exploitants des terrains de redevances peuvent explorer et produire du gaz naturel corrosif dans certaines zones. Une fuite non intentionnelle de gaz corrosif pourrait causer des blessures, des pertes de vies humaines ou des dommages aux biens et nécessiter l'évacuation de secteurs à forte densité de population, autant de facteurs qui pourraient entraîner une responsabilité à l'égard de tiers sur les terrains de redevances et, par ricochet, une responsabilité à l'égard de la société.

Les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel comportent également des risques géologiques et sismiques, notamment la présence de formations ou de pressions imprévues, l'épuisement prématuré des réservoirs et l'infiltration d'eau dans les formations productives. Les pertes découlant de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet négatif sur la production tirée des terrains de redevances, effet négatif qui pourrait se révéler au fil du temps et qui pourrait réduire les produits des activités ordinaires de la société.

Comme c'est généralement le cas dans le secteur d'activité, la société n'est pas entièrement assurée contre tous les risques et tous les risques ne sont pas assurables. Bien que la société souscrive une assurance responsabilité d'un montant qu'elle juge conforme aux pratiques du secteur, les passifs associés à certains risques pourraient dépasser les limites des polices ou ne pas être couverts. Dans l'un ou l'autre cas, la société pourrait engager des coûts importants. Se reporter à la rubriques « *Facteurs de risque - Assurance* ».

Faiblesse et volatilité du secteur pétrolier et gazier

La faiblesse et la volatilité des conditions de marché du secteur pétrolier et gazier peuvent avoir une incidence sur la valeur des réserves des terrains de redevances et restreindre les flux de trésorerie et la capacité d'accéder aux capitaux nécessaires au financement de la mise en valeur des terrains de redevances, ce qui pourrait avoir une incidence sur la société.

Des événements et des conditions de marché, y compris l'offre excédentaire mondiale de pétrole brut et de gaz naturel, les mesures prises par l'OPEP+, les sanctions contre l'Iran et le Venezuela et l'agitation civile qui y sévit, le ralentissement de la croissance en Chine et dans les économies émergentes, la volatilité et les perturbations du marché en Asie, l'affaiblissement des relations mondiales, le conflit entre les États-Unis et l'Iran, les politiques commerciales isolationnistes et punitives, l'accroissement de la production de schiste, l'accroissement de la production pétrolière et gazière de schiste aux États-Unis, la dette souveraine, les urgences sanitaires mondiales (y compris la pandémie de COVID-19) et les bouleversements politiques dans divers pays, notamment une certaine hostilité croissante à l'égard des combustibles fossiles, ont entraîné une forte baisse et volatilité des prix des matières premières. En 2020, les cours du pétrole se sont détériorés en raison de l'affaiblissement de la demande mondiale causé par la pandémie de COVID-19. En mars 2020, l'OPEP et la Russie n'ont pas été en mesure de parvenir à un accord sur la gestion des volumes de production du pétrole pour soutenir les cours mondiaux du pétrole. L'Arabie saoudite a réagi en réduisant ses prix et en promettant d'augmenter sa production à plus de 10 millions de barils par jour. Ces mesures ont entraîné la plus forte baisse des cours du pétrole brut observée depuis 1991 sur les marchés mondiaux. Sous l'effet combiné de la progression rapide de la COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de pétrole, les cours du pétrole et les marchés boursiers mondiaux se sont effondrés et demeurent sous tension. L'extrême déséquilibre entre l'offre et la demande a entraîné en 2020 une réduction des dépenses du secteur qui devrait se poursuivre en 2021. Ces événements et conditions ont entraîné une baisse importante de l'évaluation des sociétés pétrolières et gazières et une baisse de la confiance dans le secteur pétrolier et gazier. Ces difficultés ont été exacerbées au Canada par des mesures, notamment politiques qui ont créé de l'incertitude quant à la réglementation, notamment en matière de fiscalité, de redevances et d'environnement. Se reporter aux rubriques « *Redevances et mesures incitatives* », « *Autorités de réglementation et réglementation environnementale* », « *Réglementation sur les changements climatiques* » et « *Situation de l'industrie* ». De plus, les difficultés des promoteurs intermédiaires quant à l'obtention des approbations nécessaires en temps opportun pour construire des pipelines, des usines de gaz naturel liquéfié et d'autres installations afin de donner un meilleur accès aux marchés pour le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien et transfrontalier avec les États-Unis ont entraîné une pression à la baisse supplémentaire sur les prix du pétrole brut et du gaz naturel produits dans l'Ouest canadien. L'écart de prix qui en résulte entre le pétrole brut Western Canadian Select et le pétrole brut Brent et West Texas Intermediate a créé une incertitude et réduit la confiance dans le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien (se reporter à la rubrique « *Situation de l'industrie - Tarifs et commercialisation au Canada - Restrictions en matière de transport et accès au marché* »).

La baisse du prix des produits de base pourrait également entraîner des répercussions sur le volume et la valeur des réserves de la société, rendant certaines réserves moins rentables pour les amodiataires des biens-fonds en fief et pour les propriétaires d'intérêts économiques directs dans les terrains de redevances et les exploitants de ceux-ci. En outre, la baisse du prix des produits de base a entraîné la diminution des rentrées de fonds des amodiataires des terrains en fief et des propriétaires d'intérêts économiques directs, ce qui a eu pour effet de réduire les budgets de dépenses en immobilisations et, par le fait même, de compromettre les produits des activités ordinaires provenant de redevances touchées par la société, et on prévoit que cette situation se poursuivra. Les tiers qui exercent des activités sur les terrains de redevances pourraient ne pas être en mesure de remplacer leur production actuelle par des réserves supplémentaires, ce qui pourrait avoir pour effet de réduire la production et les réserves de la société d'une année à l'autre. En plus d'entraîner éventuellement une diminution de la valeur des réserves économiquement récupérables des terrains de redevances, la baisse des prix des produits de base pourrait également entraîner une baisse de la valeur des infrastructures et des installations, notamment de traitement de ces terrains de redevances, ce qui pourrait également entraîner une réduction de la valeur comptable des biens de pétrole brut et de gaz naturel de la société dans son bilan et la comptabilisation d'une charge de dépréciation dans son compte de résultat. Étant donné la situation actuelle sur le marché, la société pourrait avoir de la difficulté à réunir des fonds supplémentaires ou, si elle réussit à en réunir, elle pourrait devoir accepter des modalités qui entraîneront une dilution défavorable et/ou marquée.

Prix, marchés et commercialisation

Divers facteurs peuvent avoir une incidence défavorable sur la négociabilité du pétrole brut et du gaz naturel et par le fait même sur les produits des activités ordinaires nets tirés de la production assujettie à des

redevances, les volumes de la production assujettie à des redevances et les activités de mise en valeur et d'exploration des terrains de redevances.

La capacité de commercialiser du pétrole brut et du gaz naturel provenant des terrains de redevances peut dépendre de la capacité des tiers exploitants d'obtenir des ententes de transport par pipelines du pétrole, des LGN et du gaz naturel vers des marchés commerciaux ou de conclure des contrats de livraison de pétrole brut et de LGN par chemin de fer (voir « *Situation de l'industrie - Tarification et commercialisation au Canada - Industrie du pétrole et du gaz naturel* » et « *Facteurs de risque - Faiblesse et volatilité du secteur pétrolier et gazier* »). De nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société influent et continueront d'avoir une incidence sur la négociabilité et le prix du pétrole brut et du gaz naturel acquis, produit ou découvert dans les terrains de redevances, notamment :

- les incertitudes quant à la livraison liées à la distance entre les réserves des terrains de redevances et les pipelines, les lignes de chemin de fer et les installations de traitement et de stockage;
- les problèmes opérationnels touchant les pipelines, les lignes de chemin de fer et les installations de traitement et de stockage; et
- la réglementation gouvernementale concernant les prix, les taxes, les redevances, le régime foncier, la production admissible et l'exportation de pétrole brut et de gaz naturel.

Les prix du pétrole brut et du gaz naturel devraient demeurer volatils dans un avenir rapproché en raison des incertitudes du marché quant à l'offre et à la demande de ces produits de base qu'entraînent l'état actuel des économies mondiales, la production de pétrole de schiste aux États-Unis, les mesures prises par l'OPEP, les incertitudes politiques, les sanctions imposées à certains pays producteurs de pétrole par d'autres pays, les conflits au Moyen-Orient et les préoccupations continues en matière de crédit et de liquidité. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont également tributaires de la disponibilité de marchés étrangers et de la capacité d'accéder à ces marchés. Une baisse importante des prix ou un contexte de faiblesse continue des prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait entraîner une réduction des produits des activités ordinaires provenant de la production assujettie à des redevances prévus de la société liés aux terrains de redevances. La rentabilité de la production tirée de certains puits peut changer en raison de la baisse des prix, ce qui pourrait entraîner une réduction de la production de pétrole ou de gaz naturel et des volumes des réserves associées aux terrains de redevances. Les amodiataires des terrains de redevances peuvent également choisir, aux termes des contrats d'amodiation, pendant la durée initiale de ne pas exploiter certains puits à des prix inférieurs, ce qui réduirait les produits des activités ordinaires provenant de la production assujettie à des redevances de la société. Une baisse marquée ou prolongée du prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable sur les tiers exploitants des terrains de redevances et nuire à la valeur comptable des réserves, aux produits des activités ordinaires provenant des redevances, à la rentabilité et aux rentrées de fonds de la société dont l'entreprise et la situation financière en subiraient les contrecoups. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur - Tarifs et commercialisation au Canada - Contraintes en transport et commercialisation* » et « *Facteurs de risque - Faiblesse et volatilité du secteur pétrolier et gazier* ».

La volatilité du prix du pétrole brut et du gaz naturel fait en sorte qu'il est difficile d'estimer la valeur des terrains productifs pour des acquisitions et perturbe souvent le marché des terrains productifs de pétrole brut et de gaz naturel, les acheteurs, les vendeurs, les bailleurs et les amodiataires ayant de la difficulté à s'entendre sur cette valeur ou les modalités de ces ententes. De plus, en raison de la volatilité du prix, il est difficile de prévoir au budget des acquisitions, aliénations et locations éventuelles et de projeter le rendement qui en sera tiré.

Risques liés aux projets

Des facteurs indépendants de la volonté d'un tiers exploitant ou de la société pourraient nuire au succès des activités de tiers sur les terrains de redevances et ainsi entraîner des retards dans l'exploitation et des dépassements de coûts.

Les tiers exploitants gèrent divers projets de petite et de grande envergure sur les terrains de redevances. L'interruption d'un projet peut entraîner un report des produits des activités ordinaires prévus. Des dépassements de coût importants pourraient rendre des projets non rentables. La capacité des tiers exploitants d'exécuter des projets sur les terrains de redevances et de commercialiser avec succès le pétrole brut et le gaz naturel tient à nombreux facteurs indépendants de la volonté du tiers exploitant ou de la société, notamment :

- la disponibilité de la capacité de traitement;
- la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines;
- la disponibilité de la capacité de stockage;
- la disponibilité et la capacité d'acquérir des réseaux d'approvisionnement en eau nécessaires pour le forage, la fracturation hydraulique et l'injection d'eau, ou la capacité du tiers exploitant d'éliminer l'eau utilisée ou retirée des couches de la terre à un coût raisonnable et conformément à la réglementation environnementale applicable;
- les effets des mauvaises conditions météorologiques et des conditions météorologiques extrêmes, y compris les incendies, les sécheresses et les inondations;
- la disponibilité du matériel de forage et du matériel connexe;
- les augmentations de coûts imprévues;
- les accidents;
- les fluctuations des cours du change;
- les modifications de la réglementation;
- la disponibilité et la productivité de la main-d'œuvre qualifiée; et
- la réglementation de l'industrie pétrolière et gazière par divers paliers de gouvernement et organismes gouvernementaux.

Si les rentrées de fonds provenant des activités d'exploitation et les fonds provenant de sources de financement externes ne sont pas suffisants pour couvrir les besoins d'investissement d'un tiers exploitant, le tiers exploitant pourrait devoir réaffecter le capital disponible de ses projets ou modifier ses plans de dépenses en immobilisations, ce qui pourrait entraîner des retards ou l'annulation de certains projets ou un report de certaines dépenses en immobilisations. Toute modification apportée aux plans de dépenses en immobilisations d'un tiers exploitant pourrait, à son tour, avoir un effet défavorable important sur ses objectifs de croissance et sur son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation. En raison de ces facteurs, des tiers exploitants pourraient ne pas être en mesure d'exécuter des projets, notamment selon l'échéancier et le budget, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable, voire importante au fil du temps, sur les volumes de la production assujettie à des redevances de la société et les activités de mise en valeur futures des terrains de redevances.

Dépendance envers une main-d'œuvre qualifiée et un personnel clé

L'incapacité à recruter et à maintenir en fonction une main-d'œuvre qualifiée et un personnel clé aurait une incidence défavorable sur les activités de la société.

L'exploitation et la gestion de la société exigent le recrutement et le maintien en fonction d'une main-d'œuvre qualifiée, notamment des ingénieurs, du personnel technique et d'autres professionnels. La perte de membres clés de cette main-d'œuvre, ou d'une tranche importante de l'effectif dans son ensemble, pourrait entraîner l'incapacité de mettre en œuvre les plans d'affaires de la société, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Le secteur pétrolier et gazier fait concurrence à des employés compétents et rien ne garantit que la société pourra continuer d'attirer et de maintenir en poste tout le personnel nécessaire au développement et à l'exploitation de son entreprise. L'apport de l'équipe de direction actuelle aux activités courantes et à court terme de la société est susceptible d'avoir une importance capitale. De plus, certains des employés actuels de la société sont des personnes âgées qui possèdent de vastes connaissances institutionnelles qui doivent être transférées à d'autres employés avant qu'elles ne quittent le marché du travail. Si la société ne peut pas :

- i) maintenir en fonction les employés actuels; ii) réaliser avec succès des transferts de connaissances réelles; et/ou iii) recruter de nouveaux employés possédant les connaissances et l'expérience requises, la société

pourrait en subir les contrecoups, voire importants au fil du temps. De plus, la société pourrait devoir engager des frais supplémentaires pour retenir les services de ces professionnels et en recruter.

Risque de crédit de tiers

La société est exposée au risque de crédit de tiers sur les terrains de redevances.

La société peut être exposée à un risque de crédit de tiers en raison de ses ententes contractuelles, notamment de redevances, avec des tiers sur les terrains de redevances, y compris les exploitants des biens, les négociants de ses volumes de pétrole brut et de gaz naturel en nature, le cas échéant, et d'autres participants du secteur. Si ces entités ne respectent pas leurs obligations au titre des redevances, des contrats ou des obligations financières envers la société, ces défaillances pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société. De plus, de mauvaises conditions de crédit peuvent avoir une incidence sur la capacité d'un tiers de financer les programmes de développement et d'immobilisations exécutés sur les terrains de redevances, ce qui pourrait entraîner une réduction des produits des activités ordinaires de la société. De mauvaises conditions de crédit dans l'industrie, en général, et chez des tiers sur les terrains de redevance pourraient en outre avoir une incidence sur la volonté de ce tiers de participer au programme d'immobilisations continu sur ces terrains de redevances, ce qui pourrait retarder le programme et les résultats de ce programme jusqu'à ce que le tiers trouve 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, la société pourrait être incapable de recouvrer la totalité ou une partie des sommes que lui sont dues. L'un ou l'autre de ces facteurs pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société. Se reporter aux rubriques « *Facteurs de risque - Dépendance envers les amodiataires et/ou les exploitants* » et « *Facteurs de risque - Faiblesse et volatilité du secteur pétrolier et gazier* ».

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

Les variations de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et l'augmentation de l'offre de produits de remplacement aux produits pétroliers peuvent avoir une incidence défavorable sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Les mesures d'économie de carburant, les besoins en combustibles de remplacement, la demande croissante des consommateurs pour des produits de remplacement au pétrole brut et au gaz naturel et les progrès technologiques en matière d'économie de carburant et de systèmes de production d'énergie renouvelable pourraient réduire la demande de pétrole brut, de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides. Récemment, certains territoires ont mis en œuvre des politiques ou des mesures incitatives visant à réduire l'utilisation des combustibles fossiles et à encourager l'utilisation de combustibles renouvelables de remplacement qui pourraient entraîner une réduction de la demande de produits pétroliers et exercer une pression à la baisse sur les prix des produits de base. Les progrès réalisés en matière de produits écoénergétiques ont un effet similaire sur la demande de pétrole brut et de gaz naturel. La société ne peut prévoir quelle incidence aura l'évolution de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, et tout changement important pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise et la situation financière de la société par une diminution de ses produits des activités ordinaires provenant des redevances, un accès restreint à des capitaux et réduction de la valeur de ses biens.

Fluctuations des cours du change et des taux d'intérêt

Les fluctuations des cours du change et des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la société.

Les cours mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel sont affichés en dollars américains. Le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain, qui fluctue au fil du temps, a donc une incidence sur le prix que reçoivent les producteurs canadiens de pétrole brut et de gaz naturel. Une hausse importante de la valeur du

dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait nuire indirectement aux produits des activités ordinaires de la société, puisque les produits des activités ordinaires provenant des producteurs canadiens et, de même, les redevances payables à la société pourraient diminuer. Les cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain pourraient donc avoir une incidence sur la valeur future des réserves de la société établie par des évaluateurs de réserves indépendants. Bien qu'un dollar canadien faible par rapport au dollar américain puisse avoir une incidence positive sur le prix que la société et les amodiataires et/ou les exploitants des terrains de redevances reçoivent pour la production de pétrole brut et de gaz naturel, il pourrait également entraîner une hausse du prix de certains biens qu'utilisent les amodiataires et les exploitants des terrains de redevances dans leur exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les résultats financiers de la société.

Une hausse des taux d'intérêt pourrait entraîner une hausse importante du montant que la société paie pour le service de sa dette, ce qui pourrait réduire le montant disponible pour financer ses activités et l'encaisse disponible pour payer des dividendes, et avoir une incidence défavorable, voire importante au fil du temps, sur le cours des actions ordinaires.

Absence de contrôle sur les activités des projets DRDB

La société n'a aucun contrôle sur les activités de ses projets DRDB.

La société a acquis plusieurs DRDB, y compris les redevances acquises à Onion Lake et à Lindbergh, qui sont directement corrélées aux résultats d'exploitation des activités pétrolières et gazières et aux hydrocarbures qui en sont tirés. La société n'est pas directement propriétaire d'un intérêt économique direct ni ne participe directement à l'exploitation de projets DRDB et n'a aucun droit contractuel relatif à l'exploitation de ces projets. Les propriétaires d'intérêts économiques directs et les exploitants de concessions et de licences d'exploitation de pétrole brut et de gaz naturel auront généralement le pouvoir de déterminer la manière dont les terrains de redevances, y compris un DRDB, sont exploités et développés, notamment la décision d'agrandir, d'avancer, de continuer, de réduire, de suspendre ou d'interrompre la production tirée d'un terrain. Il se peut que les intérêts de la société diffèrent de ceux des exploitants des projets DRDB. Par conséquent, la redevance sur la production et les rentrées de fonds connexes de la société dépend des activités des exploitants dans le cadre de ces projets, la société étant ainsi toujours exposée au risque que l'exploitant : i) ait des intérêts ou des objectifs commerciaux qui sont incompatibles avec ceux de la société; ii) prenne des mesures contraires aux politiques ou aux objectifs de la société; iii) ne puisse pas ou ne veuille pas s'acquitter de ses obligations aux termes de ses ententes avec la société; ou iv) éprouve des difficultés, notamment financières ou opérationnelles, y compris l'insolvabilité, qui pourraient limiter sa capacité de poursuivre ses activités et de développer davantage ces projets. L'exploitant peut à tout moment décider de suspendre ou d'interrompre ses activités, notamment si les coûts d'exploitation d'un projet excèdent les produits des activités ordinaires qu'il en tire. La société n'aura droit à aucune indemnisation en cas d'interruption ou de suspension temporaire ou permanente de ces activités. Rien ne garantit que la production tirée de ces projets sera à terme conforme aux prévisions ou aux cibles. De plus, les paiements provenant de la production sont généralement versés par l'intermédiaire de l'exploitant et il pourrait y avoir des retards et de frais supplémentaires concernant la réception de ces produits des activités ordinaires. Les paiements aux termes des DRDB sont calculés par l'exploitant en fonction de la production déclarée et les paiements à la société sont calculés en fonction et sous réserve de l'adéquation et de l'exactitude des fonctions de production et de comptabilité de l'exploitant. Le défaut de recevoir des paiements aux termes des DRDB auxquelles la société a droit pourrait avoir un effet défavorable important sur la société et sur le dividende déclaré et versé par la société. De plus, la société doit se fier à l'exactitude et à la communication en temps opportun de l'information publique et des autres renseignements qu'elle reçoit de l'exploitant, et utiliser cette information, y compris les estimations de la production, dans ses analyses, prévisions et évaluations concernant ses propres activités. Si l'information fournie par l'exploitant à la société contient des inexactitudes ou des omissions importantes, la société pourrait éprouver des difficultés à prévoir avec exactitude ses objectifs déclarés ou à les atteindre.

Installations de collecte et de traitement, réseaux de pipelines et transport ferroviaire

Le manque de capacité et/ou les contraintes réglementaires imposées aux installations de collecte et de traitement, aux réseaux pipeliniers et aux lignes de chemin de fer pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de tiers de produire et de vendre leur pétrole brut et leur gaz naturel, ainsi que sur la capacité de la société de vendre les volumes de production qu'elle reçoit en nature, ce qui pourrait avoir une incidence sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Les produits provenant des terrains de redevances doivent être livrés au moyen d'installations de collecte et de traitement et de réseaux de pipelines, dont aucun n'appartient à la société et dont certains n'appartiennent pas aux tiers qui exercent des activités sur les terrains de redevances, et dans certaines circonstances, par chemin de fer. L'accès que la société a à ces installations de collecte et de traitement ou à ces réseaux pipeliniers et ferroviaires, ainsi que leur proximité et leur capacité, déterminent le volume de pétrole brut et de gaz naturel qui peut être tiré des terrains de redevances et vendu. L'absence de capacité pipelinrière ferme, des limites de production et des limites quant à la disponibilité de la capacité des installations de collecte et de traitement continue d'avoir une incidence sur l'industrie pétrolière et gazière et limite la capacité de transport du pétrole brut et du gaz naturel produits vers le marché. De plus, le contingentement de la capacité des réseaux pipeliniers interprovinciaux continue de nuire à la capacité des sociétés pétrolières et gazières d'exporter du pétrole brut et du gaz naturel, et pourrait entraîner l'incapacité de tiers de réaliser le plein potentiel économique du pétrole brut ou du gaz naturel produit ou une réduction du prix offert pour la production tirée des terrains de redevances. La fermeture imprévue de pipelines ou la réduction de leur capacité nécessaire aux fins de l'exécution de travaux d'entretien ou du contrôle de leur intégrité, ou en raison de mesures prises par les organismes de réglementation, pourraient également compromettre la production et les activités de tiers, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société. C'est pourquoi les producteurs ont envisagé le chemin de fer comme autre moyen de transport.

Au cours des dernières années, les gouvernements fédéral et provinciaux se sont employés à donner leur appui et à s'opposer à des grands projets d'infrastructure au Canada, donnant ainsi lieu à une prise de conscience et à une contestation encore plus généralisées des projets d'infrastructure interprovinciaux et internationaux. Le 28 août 2019, avec l'adoption du projet de loi C-69, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et la *Loi sur l'évaluation d'impact* sont entrées en vigueur et la *Loi sur l'office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* ont été abrogées. De plus, l'Agence canadienne d'évaluation d'impact a remplacé l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale* ». L'incidence du nouveau régime de réglementation fédéral sur les promoteurs et le délai de réception des approbations des grands projets ne sont pas clairs.

La production provenant des terrains de redevances est traitée dans des installations appartenant à des tiers et sur lesquelles la société et, dans certains cas, les tiers qui exercent des activités sur les terrains de redevances n'exercent aucun contrôle. Ces installations pourraient interrompre ou réduire leurs activités pour effectuer l'entretien normal ou en raison d'événements imprévus. Une interruption ou une réduction des activités pourrait avoir un effet défavorable important sur la mesure dans laquelle les tiers peuvent traiter la production provenant des terrains de redevances et la livrer à des fins de vente, ce qui, par ricochet, réduirait indirectement les produits d'exploitation de la société. Les sociétés du secteur intermédiaire et sociétés pipelinrières peuvent prendre des mesures pour maximiser leur rendement sur l'investissement, ce qui peut à son tour avoir un effet défavorable sur les producteurs et les expéditeurs, surtout lorsqu'elles sont combinées à un cadre réglementaire qui peut ne pas toujours être compatible avec les intérêts de certains expéditeurs.

En ce qui concerne les redevances versées en nature à la société, le cas échéant, la mesure dans laquelle la société ou un tiers négociant réussira à commercialiser le pétrole brut et le gaz naturel en nature peut dépendre, en partie, de la mesure dans laquelle l'un ou l'autre peut obtenir la capacité nécessaire dans les pipelines qui acheminent le pétrole brut et le gaz naturel aux marchés commerciaux. L'incertitude entourant la livraison qui est attribuable à la distance entre les réserves de la société et les pipelines et les installations de traitement et de stockage, les problèmes d'exploitation touchant les pipelines et les installations et la réglementation gouvernementale ayant trait aux prix, aux taxes et impôts, aux redevances, au régime foncier, aux quotas de production, à l'exportation de pétrole brut et de gaz naturel et à d'autres aspects des activités pétrolières et gazières pourraient aussi se répercuter sur la société. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque - Prix, marchés et commercialisation* ».

Cadre réglementaire

La modification de la réglementation actuelle ou la mise en œuvre d'autres règlements pourrait contribuer à réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel et/ou à augmenter les coûts et/ou à retarder les activités prévues sur les terrains de redevances.

La mise en œuvre de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants qui touchent le secteur pétrolier et gazier pourrait réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel et augmenter les coûts ou rendre certains projets sur les terrains de redevances non rentables, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société. De plus, les contestations continues de tiers à l'égard de décisions ou d'ordonnances réglementaires ont réduit l'efficacité du régime de réglementation puisque la mise en œuvre des décisions et des ordonnances a été retardée, entraînant une incertitude et une interruption des activités du secteur pétrolier et gazier. Se reporter aux rubriques « *Situation dans l'industrie - Autorités de réglementation et réglementation environnementale* », « *Situation dans l'industrie - Tarifs et commercialisation au Canada - Restrictions en matière de transport et accès au marché - Mises à jour des terminaux d'exportation de GNL et des pipelines particuliers et projets - Réduction* ».

Afin d'exercer des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel, les tiers amodiateurs et/ou exploitants des terrains de redevances devront obtenir des permis, des licences, des enregistrements, des approbations et des autorisations réglementaires de diverses autorités gouvernementales provinciales et fédérales. Rien ne garantit que les tiers amodiateurs et/ou exploitants pourront obtenir les permis, licences, enregistrements, approbations et autorisations requis pour exercer les activités qu'ils souhaiteraient entreprendre dans le délai requis ou à des conditions. Le défaut de renouveler, de maintenir ou d'obtenir les permis, licences, enregistrements, approbations et autorisations nécessaires ou la révocation ou la résiliation de ces permis, licences, enregistrements, approbations et autorisations existants peut perturber les activités de ce tiers amodiateurs et/ou exploitants et pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités et la situation financière de la société. De plus, certaines lois fédérales, comme la *Loi sur la concurrence* (Canada) et la *Loi sur l'investissement Canada*, pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière de la société et la valeur marchande de ses actions ordinaires ou de ses actifs, particulièrement lorsqu'elle entreprend ou tente d'entreprendre des activités d'acquisition ou de disposition. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale - Programmes d'évaluation de la gestion du passif* ».

Environnement

La conformité à la réglementation environnementale nécessite l'affectation d'une partie des ressources financières et opérationnelles des amodiateurs et/ou des exploitants des terrains de redevances.

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 vise, entre autres, le lancement et l'approbation de nouveaux projets pétroliers et gaziers, et comporte des restrictions et des interdictions quant au déversement, au rejet ou à l'émission de diverses substances produites dans le cadre des activités du secteur pétrolier et gazier. En outre, cette législation prévoit 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. Se reporter aux rubriques « *Situation dans le secteur - Exportations en provenance du Canada* », « *Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale* » et « *Situation dans le secteur - Réglementation sur les changements climatiques* ».

En tant que porteur de droits de redevance, la société estime qu'elle n'est que minimalement ou pas directement exposée aux réclamations et à la réglementation environnementales ou aux coûts qui y sont associés. Toutefois, ces questions auront une incidence directe sur les amodiateurs et/ou les exploitants des terrains de redevances. La conformité à la législation environnementale peut nécessiter des dépenses importantes et une violation de la législation environnementale applicable peut entraîner l'imposition d'amendes et de sanctions aux amodiateurs ou exploitants, dont certaines peuvent être importantes. 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 dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation. Le rejet de pétrole brut, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau peut entraîner une responsabilité envers les gouvernements et des tiers et peut obliger l'amodiateur ou l'exploitant des terrains de redevances à engager des frais pour y remédier. La société exige que les amodiateurs ou les exploitants des terrains de redevances se conforment rigoureusement à la législation environnementale en vigueur; toutefois, rien ne garantit que les exigences en matière de conformité environnementale n'entraîneront pas une réduction de la production ni une augmentation importante des coûts de production, de mise en valeur ou d'exploration associés aux terrains de redevances, ni n'auront par ailleurs un effet défavorable, voire important au fil du temps, sur les activités et la situation financière de la société.

Gestion du passif

Les programmes de gestion du passif adoptés par les autorités de réglementation des provinces de l'Ouest peuvent empêcher un tiers d'acquérir des terrains ou exiger un dépôt en espèces important auprès de l'agent responsable, ce qui peut avoir une incidence sur l'entreprise et la situation financière de la société.

L'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique ont élaboré des programmes de gestion du passif visant à empêcher que les contribuables aient à assumer les coûts associés à la fermeture, à l'abandon, à la restauration et à la remise en état de puits, d'installations et de pipelines lorsqu'un titulaire de licence ou un détenteur de permis n'est pas en mesure de s'acquitter de ses obligations réglementaires. Des changements au programme de notation de la gestion du passif des titulaires de licences de l'Alberta (le « LLR Program de l'Alberta ») administré par l'AER, ou d'autres changements aux exigences des programmes de gestion du passif pourraient entraîner des augmentations importantes du cautionnement que ces tiers doivent déposer, ou pourraient entraîner un refus de transfert de licence ou de permis, ce qui pourrait avoir une incidence sur la disponibilité des capitaux qu'ils doivent dépenser et, par le fait même, une incidence défavorable importante sur l'entreprise et la situation financière de la société. L'incidence et les conséquences de la décision de la Cour suprême du Canada dans *Redwater* sur les règles et politiques de l'AER, les pratiques d'octroi de prêts dans le secteur pétrolier et gazier et la nature et la décision des prêteurs garantis d'introduire des procédures d'exécution devraient évoluer au fur et à mesure que les conséquences de la décision seront évaluées et examinées par les organismes de réglementation, les prêteurs et les séquestres/syndic de faillite. De plus, le LLR Program de l'Alberta peut empêcher un tiers ou restreindre la capacité d'un tiers d'acquérir ou d'aliéner des biens, puisque le vendeur et l'acquéreur de biens pétroliers et gaziers doivent se conformer aux programmes de gestion du passif (tant avant qu'après le transfert des biens) avant que l'organisme de réglementation compétent n'en permette le transfert. Se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale - Programmes d'évaluation de la gestion du passif ».

Régimes de redevances

Les modifications apportées aux régimes de redevances pourraient avoir une incidence défavorable sur les rentrées de fonds et le bénéfice de la société.

Rien ne garantit que les gouvernements des territoires dans lesquels la société détient des actifs n'adopteront pas de nouveaux régimes de redevances ni n'apporteront pas des modifications aux régimes de redevances existants qui pourraient avoir une incidence sur les paramètres économiques de projets de tiers sur les terrains de redevances. Une augmentation des redevances pourrait avoir une incidence sur la situation financière de tiers exerçant des activités sur les terrains de redevances et avoir une incidence sur l'investissement en capital futur et ainsi nuire à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux perspectives de la société. Se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur - Redevances et mesures incitatives ».

Changement climatique

Le changement de climat peut présenter des risques divers et démesurés pour l'entreprise et les activités de tiers, connus et inconnus, qui peuvent avoir une incidence directe sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Risques chroniques liés au changement climatique

Les exploitations et activités de tiers associées aux terrains de redevances émettent des GES qui peuvent obliger les tiers amodiataires et/ou exploitant des terrains de redevances à se conformer à la législation fédérale et/ou provinciale sur les émissions de GES. Les politiques en matière de changement climatique évoluent aux niveaux régional, national et international, et des événements politiques et économiques peuvent avoir une incidence importante sur la portée et le calendrier des mesures de lutte contre le changement climatique qui sont en définitive mises en place pour prévenir le changement de climat ou en atténuer les effets. Les coûts directs ou indirects de la conformité à la réglementation sur les GES pourraient avoir un effet défavorable, voire important au fil du temps, sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Le changement de climat a été lié à des changements à long terme du régime climatique, y compris des températures plus élevées et durables. Étant donné que le niveau d'activité dans le secteur pétrolier et gazier canadien varie en fonction des conditions météorologiques saisonnières, des changements à long terme du régime climatique risquent d'exacerber les retards d'exploitation et d'autres risques liés aux conditions météorologiques saisonnières. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque — Caractère saisonnier* ». De plus, des changements à long terme des conditions météorologiques comme les sécheresses, l'augmentation du nombre de tempêtes et d'incendies et les longues canicules peuvent, entre autres choses, obliger les tiers amodiataires et exploitants des terrains de redevances à engager des dépenses plus importantes (temps et capital) pour surmonter les difficultés que posent ces changements pour ses installations, ses activités, sa chaîne d'approvisionnement, ses besoins en transport et la sécurité de ses employés, ce qui pourrait nuire à la production au fil du temps. Plus particulièrement, en cas de pénurie d'eau ou de problèmes d'approvisionnement, les tiers qui exercent leurs activités sur des terrains de redevance pourraient ne pas être en mesure d'exécuter, sauf moyennant des dépenses supplémentaires, des travaux de fracturation hydraulique.

Les gouvernements étrangers et nationaux continuent d'évaluer et de mettre en œuvre des politiques, des lois et des règlements visant à restreindre les émissions communément appelées émissions de GES et à promouvoir l'adaptation au changement de climat et la transition vers une économie à faible émission de carbone. Compte tenu de la nature changeante de la politique en matière de lutte contre le changement climatique et de contrôle des GES et des exigences qui en découlent, on s'attend à ce que la réglementation actuelle et future en matière de lutte contre le changement climatique entraîne une augmentation des charges d'exploitation sur les terrains de redevance et, à long terme, une réduction éventuelle de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et de produits connexes, et en même temps une diminution de la rentabilité de la société et de la valeur de ses actifs. Se reporter aux rubriques « *Facteurs de risque - Organisations non gouvernementales* » et « *Facteurs de risque - Risque d'atteinte à la réputation* ».

Les préoccupations relatives au changement de climat ont poussé un certain nombre d'activistes environnementaux et de membres du public à s'opposer à l'exploitation et à la mise en valeur continues de combustibles fossiles, mouvement qui a amené des investisseurs à remettre en question leur investissement dans le secteur pétrolier et gazier. Auparavant, l'opposition politique et juridique à l'industrie des combustibles fossiles se limitait à l'opinion publique et processus réglementaire. Aujourd'hui, toutefois, on cette opposition s'organise autour d'un mouvement de contestations, notamment judiciaires, visant à tenir les gouvernements et les sociétés pétrolières et gazières plus directement responsables du changement de climat. En novembre 2018, Environnement Jeunesse, un groupe de défense du Québec, a demandé à la Cour supérieure du Québec de reconnaître tous les Québécois de moins de 35 ans comme membre du groupe dans le cadre d'une action collective projetée contre le gouvernement du Canada pour des questions liées au climat. Bien que la demande ait été rejetée, le groupe a interjeté appel de cette décision. L'audition devant la Cour d'appel

du Québec est fixée au 23 février 2021. En janvier 2019, la Ville de Victoria est devenue la première municipalité du Canada à introduire une action collective contre des producteurs de pétrole brut et de gaz naturel pour des préjudices présumés liés au climat. L'organisme *Union of British Columbia Municipalities* a rejeté la requête de la Ville de Victoria visant à introduire une action collective pour recouvrer des frais qu'elle prétend liés au changement climatique.

Compte tenu des risques à long terme élevés apparents liés à des modifications de la réglementation ou de l'évolution du marché en réaction au changement climatique, des efforts ont également été déployés ces dernières années dans le milieu des investisseurs, notamment des conseillers en placement, des fonds souverains, des fonds de pension publics, des universités et d'autres investisseurs institutionnels, favorisant un engagement et un dialogue directs avec les entreprises dans leurs portefeuilles sur le changement de climat (y compris l'exercice de leurs droits de vote sur les questions relatives au changement climatique) et une répartition plus importante des capitaux dans des investissements dans des actifs et dans des entreprises à faible intensité du carbone, et en même temps une décarbonisation de leurs portefeuilles, notamment par le dessaisissement de sociétés fortement exposées à des activités et à des produits à forte intensité de GES. Certaines parties intéressées ont également fait pression sur les assureurs et les banques d'affaires et d'investissement pour qu'ils réduisent ou cessent leur financement, et cessent d'assurer des entreprises pétrolières et gazières et des projets d'infrastructures connexes. Ces efforts pourraient obliger la direction de la société à consacrer beaucoup de temps et de ressources à ces préoccupations liées au changement climatique et avoir une incidence défavorable, voire importante au fil du temps, sur les activités de la société, la demande et le cours des titres de la société et sur le coût du capital de la société et l'accès aux marchés financiers.

Certaines sociétés du secteur de l'énergie ont fait l'objet de réclamations selon lesquelles les émissions de GES provenant de l'exploitation de pétrole brut et de gaz naturel constituent une nuisance publique en vertu de certaines lois ou ces sociétés du secteur de l'énergie ont fourni au public et aux investisseurs une information trompeuse sur les risques actuels ou futurs associés au changement climatique. Ainsi, des particuliers, des autorités gouvernementales ou d'autres organismes peuvent faire des réclamations en responsabilité contre des sociétés pétrolière et gazière, notamment pour des préjudices corporels et des dommages matériels. Bien que la société ne soit pas partie à ce genre de litiges ou procédures, elle pourrait être mise en cause dans des actions pour des allégations similaires. Une décision défavorable dans un tel cas pourrait avoir une incidence défavorable, voire importante, sur la demande et le cours des titres de la société et sur ses activités et sa situation financière.

Compte tenu de la nature changeante de la politique en matière de lutte contre le changement climatique et de contrôle des GES et des exigences qui en découlent, on s'attend à ce que la réglementation actuelle et future en matière de lutte contre le changement climatique entraîne une augmentation des charges d'exploitation de la société et, à long terme, une réduction éventuelle de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et de produits connexes, et en même temps une diminution de la rentabilité de la société et de la valeur de ses actifs nécessitant réduction de valeur aux fins de ses états financiers. Se reporter aux rubriques « *Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale* », « *Situation dans le secteur - Réglementation sur les changements climatiques* », « *Facteurs de risque - Organisations non gouvernementales* », « *Facteurs de risque - Risque d'atteinte à la réputation* » et « *Facteurs de risque - Changement climatique* ».

Risques sérieux liés au changement climatique

Le changement climatique a été lié aux conditions météorologiques extrêmes. Des canicules et des températures glaciales extrêmes, des chutes de neige abondantes, des pluies abondantes et des incendies de forêt peuvent restreindre les activités ou nuire aux activités de tiers sur les terrains de redevances et en même temps entraîner une augmentation de leurs coûts et avoir une incidence défavorable sur la production de l'amodiatrice ou de l'exploitant. De plus, des conditions météorologiques extrêmes peuvent nuire à la capacité des tiers de transporter du pétrole brut et du gaz naturel produits ainsi que des biens et des services dans leurs chaînes d'approvisionnement. Certains des terrains de redevances sont situés à des endroits à proximité de forêts et de rivières, et un incendie ou une inondation, respectivement, pourraient entraîner des

temps d'inactivité et/ou des dommages importants à ces biens qui pourraient avoir une incidence sur la production. À l'heure actuelle, la société ne peut pas établir dans quelle mesure le changement de climat peut entraîner une augmentation des risques de tempête ou de conditions météorologiques difficiles touchant les activités de tiers sur les terrains de redevances.

Fracturation hydraulique

La mise en œuvre de nouveaux règlements sur la fracturation hydraulique pourrait entraîner des retards opérationnels, une augmentation des coûts et/ou une diminution des volumes de production pour des tiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la société.

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 brut et de gaz naturel. Plus particulièrement, la fracturation hydraulique permet de produire des quantités commerciales de pétrole brut et de gaz naturel à partir de réservoirs auparavant non productifs. Toute nouvelle législation, réglementation ou exigence relative aux permis concernant la fracturation hydraulique pourrait entraîner des retards opérationnels, une augmentation des coûts d'exploitation, des réclamations de tiers ou de gouvernements, et pourrait augmenter les coûts de conformité et d'affaires et retarder la mise en valeur de ressources de pétrole brut et de gaz naturel provenant de formations de schiste qui ne sont pas commerciales sans l'utilisation de la fracturation hydraulique sur les terrains de redevances. Des restrictions quant à la fracturation hydraulique pourraient également réduire la quantité de pétrole brut et de gaz naturel qui est en définitive produite à partir des réserves associées aux terrains de redevance et, par conséquent, pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Alberta

Des événements sismiques sont courants dans certaines parties de l'Alberta et sont généralement regroupés autour des municipalités de Cardston, Fox Creek et Rocky Mountain House. En raison d'une activité sismique importante signalée autour de Fox Creek, l'AER a introduit, en février 2015, des exigences de surveillance et de déclaration de l'activité sismique pour les exploitants qui font de la fracturation hydraulique dans la formation Duvernay dans la région de Fox Creek. Ces exigences comprennent, entre autres, une évaluation du potentiel de sismicité avant la conduite des opérations, la mise en œuvre d'un plan d'intervention relatifs aux événements sismiques potentiels et la suspension des opérations en cas d'événement sismique au-dessus d'un certain seuil. Ces obligations demeurent en vigueur tant que l'AER les juge nécessaires. De plus, l'AER continue de surveiller l'activité sismique dans la province et peut étendre ces exigences à d'autres régions de la province au besoin.

Colombie-Britannique

En 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a chargé un comité d'examen scientifique indépendant d'analyser la fracturation hydraulique dans la province et de déterminer, entre autres choses, comment le cadre réglementaire de la province peut être amélioré pour mieux gérer les risques en matière de sécurité et d'environnement découlant des activités de fracturation hydraulique. Malgré un délai pour s'acquitter de son mandat au plus tard le 31 décembre 2018, les conclusions du comité n'ont toujours pas été rendues publiques. Il est donc impossible d'affirmer clairement comment les recommandations du comité influenceront sur le régime de réglementation actuellement en place en Colombie-Britannique. La mise en œuvre de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants, en réponse aux conclusions du comité, pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités de tiers sur les terrains et sur les activités commerciales et la situation financière de la société.

En raison de l'activité sismique enregistrée dans la zone de Kiskatinaw Seismic Monitoring and Mitigation (« Kiskatinaw »), en mai 2018, la Commission CB a publié des exigences spéciales de déclaration et de surveillance pour les exploitants qui font de la fracturation hydraulique dans la zone de Kiskatinaw. Ces exigences comprennent, entre autres, la présentation d'un plan de surveillance et d'atténuation des risques sismiques avant la conduite des activités, la notification préalable à l'exploitation aux résidents et à la Commission CB et la suspension des activités en cas d'événement sismique d'une magnitude supérieure à

3,0. En novembre 2018, l'activité sismique près de Fort St. John dans la zone de Kiskatinaw a entraîné la suspension des activités de plusieurs sociétés, démontrant la volonté de la Commission CB de faire respecter ces exigences réglementaires renforcées. La Commission CB continue de surveiller les événements sismiques dans l'ensemble de la province et peut mettre en œuvre des exigences similaires dans d'autres régions si besoin.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a fait l'objet d'une étroite surveillance quant au respect de ses exigences en matière d'évaluation environnementale, de sécurité et de délivrance de permis pour les barrages que des sociétés ont construits dans le cadre de leurs activités de fracturation hydraulique. En vertu de la loi intitulée *Water Sustainability Act*, un permis d'exploitation de l'eau doit être obtenu pour la construction de barrages. Pour les barrages d'une certaine taille, les exploitants de barrages doivent se conformer aux exigences supplémentaires en matière de sécurité et de déclaration prévues dans le règlement intitulé *Dam Safety Regulation*. Les barrages plus importants sont également assujettis à une évaluation et à une approbation environnementale en vertu de la loi intitulée *Environmental Assessment Act*. Malgré ces exigences réglementaires, des rapports ont indiqué qu'un certain nombre de barrages non autorisés dans le nord-est de la Colombie-Britannique ont été construits sans l'autorisation réglementaire requise. Bien que la Commission de la Colombie-Britannique ait rendu des ordonnances de conformité à l'égard de certains barrages, il est impossible d'affirmer clairement comment et dans quelle mesure les organismes de réglementation compétents du secteur réagiront à l'égard de cette situation.

Les tiers exploitants des terrains de redevances peuvent être aux prises avec à des retards opérationnels s'ils ne sont pas conformes au cadre réglementaire actuel.

Injection d'eau

Des restrictions réglementaires quant à l'utilisation de l'eau et/ou l'accès limité à l'eau ou à d'autres fluides peuvent avoir une incidence sur les activités de tiers sur les terrains de redevances et les volumes de production récupérés par injection d'eau.

Les tiers exploitants des terrains de redevances peuvent entreprendre ou ont l'intention d'entreprendre certains programmes d'injection d'eau qui comportent l'injection d'eau ou d'autres liquides dans un réservoir de pétrole afin d'en augmenter la production et de réduire la baisse de la production. Pour entreprendre ces activités d'injection d'eau, les tiers exploitants doivent avoir accès à des volumes suffisants d'eau, ou d'autres liquides, à pomper dans le réservoir afin d'accroître la pression dans le réservoir. Rien ne garantit que les tiers exploitants auront accès aux volumes d'eau requis. En outre, dans certaines régions, l'utilisation de l'eau peut être limitée pour des activités comme l'injection d'eau. Si des tiers exploitants n'ont pas accès à cette eau, ils pourraient ne pas être en mesure d'entreprendre des activités d'injection d'eau, ce qui pourrait réduire la quantité de pétrole brut et de gaz naturel que la société recevra à terme des réservoirs des terrains de redevances. De plus, des tiers exploitants peuvent mettre en œuvre certains programmes d'injection d'eau qui, en bout de ligne, se révèlent infructueux en ce qui a trait à l'augmentation de la production tirée du réservoir et qui, par conséquent, auront une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Élimination des fluides utilisés dans les activités

Les règlements concernant l'élimination des fluides utilisés dans le cadre des activités d'exploitation par des tiers peuvent faire augmenter les frais de conformité ou soumettre des tiers exploitants des terrains de redevances à des peines réglementaires ou à des poursuites.

L'élimination sécuritaire des fluides de fracturation hydraulique (y compris les additifs) et de l'eau récupérée des puits de pétrole brut et de gaz naturel est assujettie à un examen réglementaire permanent par les gouvernements fédéral et provinciaux, notamment quant à son incidence sur l'approvisionnement en eau douce et quant à la capacité de recycler cette eau. Bien qu'il soit difficile de prévoir l'incidence de tout règlement qui pourrait être adopté en réponse à cet examen, la mise en œuvre d'une réglementation plus rigoureuse pourrait faire augmenter les coûts de conformité pour les tiers exploitants des terrains de redevances, ce qui pourrait avoir une incidence sur les paramètres économiques de certains projets et, par

conséquent, sur les niveaux d'activité et les nouvelles dépenses en immobilisations sur les terrains de redevances.

Titres de propriété des biens

Des vices de titre des terrains de la société pourraient entraîner une perte financière.

Bien que des examens des titres puissent être effectués avant l'achat de titres miniers en fief ou le commencement de puits de forage, ces examens ne garantissent pas ni ne certifient l'absence de vices dans la chaîne de titres pour contester le droit de propriété de la société. Les droits que la société détient effectivement sur les terrains de redevances pourraient par conséquent différer de ceux qui sont indiqués dans les registres tenus par les anciens propriétaires. S'il existe bel et bien un vice de titre, il est possible que la société perde la totalité ou une partie des terrains visés par le titre vicié, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives. Des contestations valides de titres ou des modifications législatives proposées ayant une incidence sur les titres des terrains de redevances pourraient, si elles sont accueillies ou promulguées, porter atteinte aux droits de redevance de la société et avoir une incidence sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Autres risques liés au titre, y compris ceux qui s'appliquent aux redevances dérogatoires brutes

Des vices de titre des DRDB pourraient entraîner une perte financière.

La majeure partie des DRDB sont rattachés à des licences et à des baux, ainsi qu'à des intérêts économiques directs dans des licences et des baux. Si le titulaire ne respectait pas les exigences de sa licence ou de son bail, la licence ou le bail pourrait être résilié ou expirer, ce qui mettrait fin aux DRDB de la société. Il n'est pas certain que l'une ou l'autre des obligations devant être respectées pour maintenir chaque licence ou bail en règle le sera. La résiliation ou l'expiration d'une licence ou d'un bail ou de l'intérêt économique direct dans une licence ou un bail pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation et l'entreprise de la société. De plus, le titre des terrains pourrait être contesté et, si l'auteur de la contestation a gain de cause, la société pourrait perdre certains de ses terrains. En outre, des contestations valides de titres ou des modifications législatives proposées ayant une incidence sur les titres des licences et des baux pourraient, si elles sont accueillies ou promulguées, porter atteinte aux droits de redevance de la société et avoir une incidence sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Incertitude politique

L'entreprise de la société pourrait subir une incidence défavorable importante des récents événements politiques et sociaux et des décisions prises aux États-Unis, en Europe et ailleurs.

Au cours des dernières années, les États-Unis et certains pays européens ont été ébranlés par des événements politiques importants qui ont entraîné de l'incertitude sur les marchés financiers et économiques mondiaux. Depuis l'élection présidentielle américaine de 2016, l'administration américaine a retiré les États-Unis du Partenariat transpacifique et le Congrès américain a adopté une vaste réforme fiscale qui, entre autres, réduit considérablement les taux d'imposition des sociétés américaines. Ces mesures ont une incidence sur la compétitivité d'autres territoires, y compris le Canada. Le 6 janvier 2021, des émeutiers ont envahi l'édifice du Capitole des États-Unis et, le 20 janvier 2021, M. Joseph Biden a été assermenté en tant que 46^e président des États-Unis. L'agitation politique associée à la fin de l'ancienne administration et à l'arrivée de la nouvelle administration Biden est sans précédents aux États-Unis, et les répercussions à court et à long termes sur les entreprises et les marchés financiers sont encore inconnues. De plus, le 20 janvier 2021, l'administration Biden a annoncé sa décision de révoquer le permis fédéral accordé par l'ancienne administration pour le pipeline Keystone XL, renversant ainsi processus réglementaire exhaustif qui a duré plus de dix ans. L'ALENA a également été remplacé par l'ACEUM. Cette mesure a eu une incidence sur la compétitivité d'autres territoires, y compris le Canada. Le 25 janvier 2021, l'administration Biden a signé un décret visant de nouvelles règles rigoureuses d'approvisionnement de biens et services *Made-In-America*

pour le gouvernement américain et a indiqué que les exceptions à ces règles seront très limitées. L'incidence de ce nouveau décret, notamment sur l'ACEUM et la chaîne d'approvisionnement Canada-États-Unis, demeure incertaine. On ne sait pas non plus exactement quelles autres mesures l'administration américaine prévoit mettre en œuvre ni, le cas échéant, quelle ne sera l'incidence sur le Canada, et en particulier sur le secteur pétrolier et gazier. Toute mesure prise par l'administration américaine actuelle pourrait avoir une incidence défavorable, voire importante au fil du temps, sur l'économie canadienne et sur les entreprises, la situation financière, les résultats d'exploitation, les perspectives et l'évaluation des sociétés pétrolières et gazières canadiennes, y compris la société.

Outre les perturbations politiques aux États-Unis, l'incidence de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne reste à déterminer. Certains pays européens sont aussi aux prises avec la montée de partis politiques « anti-establishment » et des contestations publiques contre des politiques dites de porte ouverte en matière d'immigration, le commerce et la mondialisation. Les conflits et l'incertitude politique continuent également de progresser au Moyen-Orient. Dans la mesure où certaines mesures politiques prises en Amérique du Nord, en Europe et ailleurs dans le monde pourraient entraîner une baisse marquée du libre-échange, de l'accès à la main-d'œuvre et de la libre circulation, elles pourraient entraîner une augmentation des coûts des biens et des services nécessaires à l'entreprise de la société, limiter son accès à une main-d'œuvre qualifiée et avoir une incidence défavorable, voire importante, sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives et sur le cours de ses ordinares.

Un changement de gouvernement fédéral, provincial ou municipal au Canada pourrait avoir une incidence sur les orientations prises par ces gouvernements à l'égard de questions susceptibles d'avoir une incidence sur le secteur pétrolier et gazier, y compris l'équilibre entre le développement économique et la politique environnementale. En 2019, l'Alberta a élu un nouveau gouvernement qui appuie le projet d'expansion du pipeline Trans Mountain. En janvier 2020, la Cour suprême du Canada a rejeté dans une décision unanime le projet de règlement du gouvernement de la Colombie-Britannique concernant le transport de produits de pétrole lourd à destination et en provenance de la Colombie-Britannique, attisant ainsi les tensions entre le gouvernement provincial et le fédéral. L'incertitude continue et les retards ont entraîné une baisse de la confiance des investisseurs, une hausse des coûts en capital et des retards opérationnels pour les producteurs et les fournisseurs de services qui exercent leurs activités dans les territoires où se trouvent les terrains de redevances.

Le gouvernement fédéral a été réélu en 2019, mais en situation minoritaire. La capacité du gouvernement fédéral minoritaire d'adopter une mesure législative tiendra à sa capacité à s'entendre avec les autres partis élus, dont la plupart s'opposent au développement de l'industrie pétrolière et gazière, et à obtenir leur appui. Le gouvernement fédéral minoritaire devra également compter sur l'appui des autres partis élus pour demeurer au pouvoir, d'où une certaine instabilité et une possibilité d'élections fédérales anticipées. L'absence de consensus politique, tant au niveau fédéral que provincial, continue de créer de l'incertitude en matière de réglementation, dont les effets se manifestent de façon continue, particulièrement en ce qui a trait aux régimes de tarification du carbone, à la réduction de la capacité de production, de transport et d'exportation de pétrole brut, et peuvent avoir une incidence, voire importante au fil du temps, sur les activités des participants au secteur pétrolier et gazier. Se reporter aux rubriques « *Situation dans l'industrie - Règlement sur le changement climatique* », « *Situation dans l'industrie - Tarifs et commercialisation au Canada - Restrictions quant au transport et accès au marché – Mises à jour sur certains pipelines et projets de terminaux d'exportation de GNL - Réduction* », et « *Situation dans l'industrie - Accord de libre-échange nord-américain et autres accords commerciaux* ».

Organisations non gouvernementales

Les terrains de redevances et les installations avoisinantes peuvent être ciblés par une action d'organisations non gouvernementales ou une attaque terroriste.

Le secteur pétrolier et gazier peut à l'occasion se heurter à l'opposition publique. Une telle opposition publique pourrait exposer des tiers exploitants des terrains de redevances au risque d'une augmentation des coûts, de retards ou même d'annulations de projets en raison de fortes pressions qu'exercent des groupes d'intérêt spéciaux, notamment des groupes autochtones, des propriétaires fonciers, des groupes d'intérêt

environnementaux (y compris ceux qui s'opposent aux activités de production de pétrole brut et de gaz naturel) et d'autres organisations non gouvernementales sur les gouvernements et les organismes de réglementation, de blocus, de mesures ou de contestations législatives ou réglementaires, d'une surveillance accrue des autorités de réglementation, de l'appui mitigé des gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux, de retards dans l'obtention des approbations, des permis et des licences réglementaires, ou de contestations ou de révocations d'approbations, de permis ou de licences réglementaires, et de contestation judiciaires directes, notamment des actions liées au climat (se reporter à la rubrique « *Situation dans l'industrie - Tarifs et commercialisation au Canada - Restrictions quant au transport et accès au marché* »). Rien ne garantit que les tiers exploitants des terrains de redevances seront en mesure de répondre aux préoccupations des groupes d'intérêt spéciaux et des organisations non gouvernementales et toute tentative en ce sens pourrait nécessiter des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation importantes et imprévues qui pourraient avoir une incidence défavorable, voire importante au fil du temps, sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Disponibilité et coût du matériel et de l'équipement

Des restrictions quant à la disponibilité et au coût du matériel et de l'équipement peuvent nuire aux activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation de tiers, ce qui peut avoir une incidence sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Les activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel sont tributaires de la disponibilité et du coût du matériel et de l'équipement spécialisés (habituellement loués auprès de tiers) dans les régions où ces activités seront exercées. La disponibilité de ce matériel et de cet équipement est limitée. Une augmentation de la demande ou du coût, ou une diminution de la disponibilité de ce matériel et de cet équipement, pourrait nuire aux activités de tiers sur les terrains de redevance et retarder ces activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation, par le fait même, avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Approvisionnement en diluants

Une diminution de l'approvisionnement en diluants ou un accès limité à des diluants pourrait entraîner une baisse des produits des activités ordinaires provenant des redevances de la société.

Le pétrole lourd et le bitume sont caractérisés par une densité ou masse volumique spécifique élevée et une forte viscosité ou résistance à l'écoulement. Il faut donc y ajouter un diluant pour en faciliter le transport. Une pénurie de diluants ou un accès limité à des diluants pourrait entraîner une hausse de leurs prix et, par conséquent, une augmentation du coût du transport du pétrole lourd et du bitume sur le marché. Une augmentation du coût de transport du pétrole lourd et du bitume sur le marché se traduirait par une baisse des produits des activités ordinaires provenant des redevances de la société.

Risque lié à la tarification du carbone

Les taxes sur les émissions de carbone ont une incidence sur la demande de pétrole brut et de gaz naturel et sur les charges d'exploitation des tiers exploitants des terrains de redevances et peuvent nuire à leur compétitivité.

La majorité des pays dans le monde ont convenu de réduire leurs émissions de carbone conformément à l'Accord de Paris. Au Canada, le gouvernement fédéral a adopté une législation visant à encourager l'utilisation de combustibles de remplacement et, par conséquent, à réduire les émissions de carbone. À l'heure actuelle, le régime fédéral s'applique dans les provinces et dans les territoires qui n'ont pas instauré leur propre régime conforme aux normes fédérales. Le régime fédéral fait l'objet d'un certain nombre de contestations judiciaires. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur - Autorités de réglementation et réglementation environnementale - Réglementation sur le changement climatique* ». Les taxes imposées sur les émissions de carbone peuvent entraîner une baisse de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et, parallèlement, une hausse des charges d'exploitation des sociétés du secteur du pétrole brut et du gaz naturel,

autant de facteurs qui pourraient avoir un effet défavorable important sur les produits des activités ordinaires que la société tire des terrains de redevance. L'imposition de taxes sur le carbone pénalise par ailleurs les sociétés par rapport à leurs homologues qui exercent leurs activités dans des territoires où la réglementation sur le carbone moins rigoureuse.

Assurance

Tous les risques d'entreprise ne sont pas assurables et la survenance d'un sinistre non assurable pourrait avoir un effet défavorable sur la société.

Bien que la société souscrive une assurance conforme aux normes du secteur pour se prémunir contre certains risques, cette assurance comporte des limites de garantie et pourrait ne pas être suffisante pour couvrir entièrement les obligations connexes. De plus, certains risques ne sont pas assurables en aucune circonstance ou la société pourrait, dans certaines circonstances, choisir de ne pas souscrire d'assurance contre des risques particuliers en raison notamment des primes ou des franchises élevées. Les paiements liés aux obligations non assurées entraîneraient une réduction des fonds dont dispose la société. La survenance d'un sinistre important contre lequel la société n'est pas entièrement assurée ou l'insolvabilité de l'assureur d'un tel sinistre pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Expiration de licences, d'amodiations et de baux

Les amodiataires des terrains de redevances peuvent ne pas respecter les exigences d'une licence, d'une amodiation ou d'un bail, ce qui en entraînerait la résiliation ou l'expiration.

Certains des terrains de redevances que détient la société sont visées par des licences et des intérêts économiques directs dans des licences, des amodiations et des baux. Si la société ou le titulaire ne respectent pas les exigences de la licence ou du bail, la licence pourrait être résiliée ou le bail expirer. Rien ne garantit que les obligations nécessaires au maintien d'une licence, d'une amodiation ou d'un bail seront respectées. La résiliation ou l'expiration d'une licence, d'une amodiation ou d'un bail ou des intérêts économiques directs dans une licence, une amodiation ou un bail pourrait porter atteinte à certains droits de redevance et, par conséquent, avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Litiges

La société peut dans le cours normal de ses activités être partie à un litige dont l'issue peut avoir une incidence défavorable sur la société et sa réputation.

Dans le cours normal de ses activités, la société peut être une partie ou visée ou mise en cause dans diverses instances judiciaires, réglementaires ou fiscales. Des litiges potentiels peuvent survenir à l'égard de dommages matériels ou corporels, d'impôts fonciers, de droits fonciers, de droits de redevance, de droits d'accès, de questions environnementales et de contrats ou de baux. L'issue d'instances en cours, en attente ou futures ne peut être prévue avec certitude et pourrait être défavorable pour la société et avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les fonds provenant de l'exploitation de la société. Même si la société obtient gain de cause, la poursuite pourrait être coûteuse et chronophage et détourner l'attention de la direction et du personnel clé des activités commerciales, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise et la situation financière de la société.

Revendications peuples autochtones

Des revendications des peuples autochtones peuvent nuire à la société.

Les peuples autochtones ont revendiqué des droits et des titres ancestraux à l'égard de certaines régions de l'Ouest canadien. Certains groupes autochtones ont notamment contesté le titre de propriété de terres situées

près des biens-fonds en fief et des biens-fonds visés par des DRDB. Les revendications et les contestations des peuples autochtones peuvent perturber ou retarder les activités de tiers ou les nouveaux développements sur les terrains de redevances. La société n'a connaissance d'aucune revendication à l'égard de ses terrains et biens. Toutefois, si une revendication valable devait être accueillie, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société pourraient en souffrir, voire lourdement au fil du temps. De plus, peu importe l'issue, le processus d'examen de ces revendications est onéreux et chronophage, et risque en outre d'entraîner des retards qui pourraient avoir un effet défavorable, voire important au fil du temps, sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions et des aliénations

Les avantages prévus des acquisitions pourraient ne pas être réalisés, et la société pourrait aliéner certains éléments d'actif secondaires pour un montant inférieur à leur valeur comptable dans les états financiers en raison de mauvaises conditions du marché.

Bien que la direction consacre ses efforts à inciter des tiers à mettre en valeur les terrains de redevances, la société envisage aussi d'acquérir et de vendre certains biens pétroliers et gaziers dans le cours normal de ses activités. Elle ne peut profiter des acquisitions que si elle parvient à regrouper les fonctions et à intégrer les activités et les méthodes avec rapidité et efficacité ainsi qu'à tirer parti des possibilités de croissance et des synergies attendues du regroupement des entreprises et des activités acquises et des siennes. L'intégration d'entreprises ou de biens acquis exige beaucoup d'efforts, de temps et de ressources de la part de la direction, qui, ainsi, n'est plus en mesure de consacrer son attention à d'autres occasions stratégiques et aux questions relatives à l'exploitation. La société pourrait également exercer d'autres activités liées au secteur, accéder à de nouvelles régions géographiques ou acquérir d'autres types de biens liés à l'énergie, ce qui pourrait l'exposer à des risques imprévus ou considérablement accrus et avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives. La direction évalue régulièrement la valeur et l'apport des divers terrains et biens qui composent son portefeuille. À cet égard, il se peut qu'elle décide de vendre certains biens secondaires afin de pouvoir mieux cibler ses efforts et ses ressources. Selon les conditions du marché pour ces biens secondaires, la société pourrait tirer de la disposition de certains biens secondaires qu'elle a décidé de vendre une valeur inférieure à la valeur comptable inscrite dans ses états financiers.

Gestion de la croissance et de l'intégration

La société pourrait ne pas être en mesure de gérer efficacement la croissance de son entreprise.

La société pourrait être exposée aux risques liés à la transition et à la croissance, y compris les restrictions en matière de capacité et les pressions exercées sur ses systèmes et ses contrôles internes. En particulier, la société est responsable de la gestion d'un grand nombre de documents relatifs aux biens-fonds et aux titres et des fonctions comptables connexes qui exigent de vastes ressources en personnel. Pour bien gérer la croissance future et l'intégration des biens-fonds, des baux et des acquisitions, la société doit continuer à mettre en œuvre des systèmes de gestion des biens-fonds et des systèmes financiers, à améliorer les systèmes existants et à accroître, à former et à gérer son effectif. L'incapacité de la société de gérer cette intégration et cette croissance pourrait avoir un effet défavorable sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives, effet défavorable qui pourrait se révéler important au fil du temps.

Estimation des réserves

L'estimation des réserves de la société est fondée sur de nombreux facteurs et hypothèses qui peuvent se révéler inexacts et qui peuvent avoir une incidence sur la société.

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves et des rentrées de fonds futures qui leur sont attribuées. Les renseignements sur les réserves et les rentrées de fonds correspondantes qui sont donnés dans la présente notice annuelle ne sont que des estimations. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel qui peuvent être récupérées de façon rentable (y compris la ventilation des réserves par type de produit et des rentrées de fonds nettes futures provenant de ces réserves estimées) sont fondées sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme :

- la production antérieure des terrains;
- les prix des produits de base;
- les taux de production;
- les réserves récupérées en définitive;
- le moment et le montant des dépenses en immobilisations par les propriétaires d'intérêts économiques directs dans celles-ci;
- la qualité marchande du pétrole brut et du gaz naturel;
- les taux de redevances (qui, dans le cas de la société, se composent généralement des redevances devant être versées à la société); et
- les effets attendus de la réglementation des organismes gouvernementaux, ainsi que les coûts opérationnels futurs (lesquelles estimations peuvent différer sensiblement des résultats réels).

Pour ces motifs, les estimations des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées de façon rentable qui sont attribuables à un groupe donné de propriétés, le classement de ces réserves d'après le risque inhérent à la récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs correspondants, établis par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, pourraient varier. La production nette, les produits d'exploitation, les taxes et impôts et les frais de mise en valeur et d'exploitation relatifs aux réserves de la société s'écarteront des estimations et les écarts pourraient être marqués.

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

Conformément à la législation en valeurs mobilières applicable, GLJ, l'évaluateur de réserves qualifié indépendant de la société, a eu recours à des prix et à des coûts prévisionnels pour estimer les réserves et les rentrées de fonds nettes futures qui sont résumées dans la présente notice annuelle. Les rentrées de fonds nettes futures effectivement obtenues seront touchées par d'autres facteurs, comme les taux de production réels, l'offre et la demande de pétrole brut et de gaz naturel, la réduction ou l'augmentation du pétrole et du gaz naturel utilisé par les consommateurs, l'évolution de la réglementation ou du régime d'imposition imposés par les gouvernements et l'incidence de l'inflation sur les coûts.

La production et les rentrées de fonds que la société tirera effectivement de ses réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN différeront des estimations figurant dans le rapport de GLJ et les écarts pourraient être considérables. Le rapport de GLJ a été établi le 20 janvier 2021 en date du 31 décembre 2020 et, sauf indication contraire, notamment en vertu de la législation en valeurs mobilières applicable, il n'a pas été mis à jour et n'indique donc pas les variations des réserves depuis cette date.

Cours des actions ordinaires

Des facteurs, liés ou non au secteur pétrolier et gazier, pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Le cours des titres des émetteurs du secteur du pétrole brut et du gaz naturel est très volatil, phénomène souvent attribuable à des facteurs qui sont liés ou non aux résultats financiers ou aux perspectives de ceux-ci. Les facteurs non liés aux résultats de la société pourraient comprendre l'évolution de la situation macroéconomique au Canada, en Amérique du Nord ou à l'échelle mondiale, le prix des produits de base à l'échelle tant canadienne que mondiale, la perception actuelle du marché du pétrole et du gaz naturel, l'évolution du sentiment et, dans certains cas, le sentiment négatif, des investisseurs à l'égard des entreprises liées à l'énergie. Au cours des dernières années, la volatilité des produits de base s'est accrue en partie du fait de l'instauration de systèmes de négociation informatisés et du fléchissement des opérations sur les produits de base discrétionnaires. De même, les cours récents des titres d'émetteurs du secteur du pétrole brut et du gaz naturel par rapport à d'autres secteurs de l'industrie ont entraîné une baisse de la représentation des émetteurs du secteur du pétrole brut et du gaz naturel

dans certains principaux indices boursiers. La volatilité, les volumes d'opérations et le cours des actions des émetteurs du secteur du pétrole brut et du gaz naturel se sont ressentis défavorablement de l'accroissement des placements dans des fonds à gestion passive qui suivent les principaux indices, car ces fonds n'achètent que les titres composant les indices en question et s'en départissent s'ils sont exclus de ces indices. Par ailleurs, nombre d'investisseurs institutionnels, de caisses de retraite et de sociétés d'assurances, y compris des sociétés d'État, ont mis en œuvre des stratégies d'investissement visant à augmenter leurs investissements dans des actifs et des entreprises à faible émission de carbone et par le fait même à décarboniser leurs portefeuilles, notamment par des dessaisissements. Ces facteurs ont eu une incidence sur la volatilité et la liquidité de certains titres et exercé une pression à la baisse sur le cours de ces titres. De même, le cours des actions ordinaires pourrait subir d'importantes fluctuations en raison de variations des résultats d'exploitation, de la situation financière, de la liquidité et d'autres facteurs internes de la société. Par conséquent, il est impossible de prévoir avec exactitude le cours auquel les actions ordinaires se négocieront.

Arrangements relatifs à la facilité de crédit

Faute de respecter les clauses restrictives de la facilité de crédit, la société pourrait ne plus avoir accès à des capitaux supplémentaires ou être tenue de rembourser tous les montants dus aux termes de la facilité de crédit.

La société est tenue de se conformer aux clauses restrictives de sa facilité de crédit, notamment certains critères de ratio financier qui, de temps à autre, ont une incidence sur la disponibilité ou le prix d'un financement supplémentaire et, si la société ne respecte pas ces clauses restrictives, elle pourrait ne plus avoir accès au capital ou être tenue de rembourser l'encours de sa facilité de crédit. Des événements indépendants de la volonté de la société peuvent faire en sorte que la société ne puisse pas respecter ces clauses restrictives. Une violation de l'une ou l'autre des clauses restrictives pourrait entraîner un cas de défaut qui, s'il n'est pas corrigé ou ne fait l'objet d'une renonciation, entraînerait à son tour la déchéance du terme l'encours de la facilité de crédit et pourrait empêcher le versement de dividendes aux actionnaires. La déchéance du terme de l'encours de la facilité de crédit de la société peut entraîner la déchéance du terme de la dette la société aux termes d'autres conventions qui comportent des clauses de manquement ou de déchéance du terme réciproque. De plus, la facilité de crédit imposera à la société certaines restrictions opérationnelles et financières, notamment des restrictions quant au versement de dividendes, à la création de charges, à la disposition d'actifs, à la réalisation de fusions et aux opérations de couverture. Même si la société est en mesure d'obtenir un nouveau financement, il est possible qu'elle ne puisse l'obtenir à des conditions, notamment raisonnables sur le plan commercial, que la société juge acceptables.

Si les prêteurs de la société exigent le remboursement de la totalité ou d'une partie de l'encours de la facilité de crédit pour quelque motif, y compris en cas de violation d'une clause restrictive, rien ne garantit que la société sera en mesure de rembourser cette somme. Même si la société est en mesure d'obtenir un nouveau financement pour rembourser l'encours de la facilité de crédit, il est possible qu'elle ne puisse l'obtenir à des conditions, notamment raisonnables sur le plan commercial, que la société juge acceptables. Si la société ne peut rembourser l'encours de la facilité de crédit, les prêteurs dans le cadre de la facilité de crédit pourraient procéder à une saisie ou par ailleurs réaliser la sûreté qui leur a été consentie en garantie de la dette.

Besoins de capitaux et de financements supplémentaires

La société peut de temps à autre avoir besoin d'un financement supplémentaire pour financer l'acquisition de droits de redevance supplémentaires et sa capacité d'obtenir ce financement en temps opportun et à des conditions acceptables pourrait être compromise par la volatilité actuelle de l'économie et du marché mondial.

Les rentrées de fonds que la société tire des terrains de redevances pourraient ne pas être suffisantes pour financer ses activités courantes et il se pourrait que la société ait parfois besoin de fonds supplémentaires, notamment pour financer l'acquisition de biens pétroliers et gaziers supplémentaires. La société financera ses dépenses en immobilisations et ses autres dépenses futures au moyen des rentrées de fonds provenant des revenus de redevance, d'emprunts et d'émissions éventuelles de titres et la mesure dans laquelle elle pourra le faire dépendra notamment de l'état global des marchés financiers, des prix des produits de base, de sa note de solvabilité (s'il y a lieu), des taux d'intérêt, de la charge fiscale découlant des lois fiscales en vigueur actuellement et de celles qui seront adoptées à l'avenir et de l'attrait du secteur de l'énergie, et des titres de la société en particulier, pour les investisseurs. L'incapacité d'obtenir du financement en temps opportun pourrait

empêcher la société de saisir certaines occasions d'acquisition. En raison de la conjoncture dans le secteur pétrolier et gazier et/ou de la conjoncture économique et politique mondiale et du marché du crédit au pays, la société peut de temps à autre avoir un accès restreint à des capitaux, et alors à des coûts d'emprunt plus élevés. Les conditions actuelles du secteur pétrolier et gazier ont eu une incidence défavorable sur le coût et/ou la capacité des sociétés pétrolières et gazières d'avoir accès à du financement supplémentaire ou sur le coût de ce financement.

Il n'est pas garanti que la société pourra recourir à du financement par emprunt ou par actions ou générer des rentrées de fonds au moyen de ses activités d'exploitation pour être en mesure de répondre à ses besoins en matière de dépenses en immobilisations ou à ses autres besoins généraux ou le faire dans une mesure suffisante ou, si elle peut recourir à de tels financements, qu'elle pourra le faire à des conditions acceptables. Par ailleurs, tout financement offert pourrait avoir un effet de dilution important sur les actionnaires existants. Si l'économie et le secteur bancaire devaient connaître une détérioration imprévue ou prolongée, il est possible que l'accès de la société à du financement supplémentaire soit compromis. L'incapacité de la société d'avoir accès à des capitaux suffisants pour ses activités pourrait notamment empêcher la société de saisir certaines occasions d'acquisition et pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et la situation financière de la société.

En outre, la mise en valeur future des terrains de redevances par des tiers pourrait nécessiter des fonds supplémentaires et il n'est aucunement garanti que ces tiers auront accès à un tel financement, notamment à des conditions acceptables. L'impossibilité pour des tiers d'obtenir le financement nécessaire aux fins de leurs programmes de dépenses en immobilisations pourrait retarder la mise en valeur des terrains de redevances.

Changement de mentalité des investisseurs

Le changement de mentalité des investisseurs à l'égard du secteur pétrolier et gazier pourrait avoir une incidence sur l'accès de la société des capitaux et son coût.

Un certain nombre de facteurs, notamment les effets de l'utilisation de combustibles fossiles sur les changements climatiques, l'impact environnemental des activités pétrolières et gazières, les dommages environnementaux causés par des déversements de produits pétroliers pendant la production et le transport et les droits des peuples autochtones, influent sur la mentalité de certains investisseurs à l'égard de l'investissement dans l'industrie pétrolière et gazière. C'est pourquoi certains investisseurs institutionnels, gouvernements et petits investisseurs ont annoncé qu'ils ne sont plus intéressés à offrir du financement ou à investir dans des biens ou dans des sociétés du secteur pétroliers et gaziers ou qu'ils prévoient réduire graduellement le montant de leurs investissements dans ces entités. En outre, certains investisseurs institutionnels demandent aux émetteurs d'élaborer et de mettre en œuvre des politiques et des pratiques plus rigoureuses en matière de gouvernance sociale et environnementale. L'élaboration et la mise en œuvre de ces politiques et pratiques peuvent se révéler extrêmement onéreuses et chronophages pour le conseil d'administration, les membres de la direction et les membres du personnel de la société. Faute de mettre en œuvre les politiques et pratiques demandées par les investisseurs institutionnels, ces investisseurs pourraient décider de réduire ou de retirer leur investissement dans la société. Toute réduction du nombre d'investisseurs intéressés ou disposés à investir dans le secteur pétrolier et gazier, et plus particulièrement dans la société, pourrait avoir pour effet de limiter l'accès de la société à des capitaux, d'augmenter le coût du capital et de réduire le cours et la liquidité des actions ordinaires, même si les résultats d'exploitation, la valeur de l'actif sous-jacent ou les perspectives de la société n'ont pas changé. De plus, ces facteurs, de même que d'autres facteurs connexes, peuvent entraîner une baisse de la valeur de l'actif de la société, ce qui pourrait donner lieu à une charge de dépréciation.

Évolution du cadre de gouvernance, de durabilité et de communication de l'information

L'évolution du cadre de gouvernance, de durabilité et de communication de l'information pourrait faire augmenter les coûts de conformité et le risque de non-conformité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur la société.

L'entreprise de la société est assujettie à une réglementation changeante en matière de gouvernance et de communication de l'information au public qui a augmenté les coûts de conformité et le risque de non-conformité, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours des titres de la société. PrairieSky est assujettie à des règles et à des règlements changeants promulgués par un certain nombre d'organismes gouvernementaux et autoréglementés, notamment les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, la TSX et le Financial Accounting Standards Board. La portée et la complexité de ces règles et règlements continuent d'évoluer, ce qui rend la conformité plus difficile et plus incertaine. De plus, les efforts déployés par la société pour se conformer à ces règles et règlements nouveaux et existants ont entraîné, et devraient continuer d'entraîner, une augmentation des frais généraux et administratifs et un détournement du temps et de l'attention de la direction vers des questions de conformité au détriment des activités génératrices de produits des activités ordinaires.

Risque d'atteinte à la réputation

La société compte sur sa réputation pour poursuivre ses activités et attirer et fidéliser des investisseurs et des employés.

L'entreprise, la situation financière, les activités ou les perspectives de la société pourraient se ressentir défavorablement, incidence défavorable qui pourrait être importante au fil du temps, d'une mauvaise opinion du public à son égard ou d'une mauvaise réputation auprès des parties intéressées, de groupes d'intérêt spéciaux, de dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités. L'opinion publique peut être influencée par le tableau peu reluisant que certains médias et groupes d'intérêt spéciaux brossent de l'industrie dans laquelle la société exerce ses activités et par leur opposition à certains projets pétroliers et gaziers. Les répercussions possibles de problèmes d'une opinion publique défavorable ou d'une mauvaise réputation peuvent comprendre des retards ou interruptions dans les activités, des mesures ou des contestations judiciaires ou réglementaires, des barrages, un resserrement de la surveillance réglementaire, l'abandon d'appuis, des retards, des contestations ou la révocation d'approbations, de permis et/ou de licences réglementaires et une augmentation des coûts et/ou des dépassements de coûts. Des dommages environnementaux, des décès ou des dommages corporels ou matériels résultant des activités exercées sur les terrains de redevances pourraient entacher la réputation des amodiataires ou des exploitants des terrains de redevances et, en même temps, de la société, dans les régions où la société détient des terrains de redevances. Un sentiment négatif à l'égard de l'un ou l'autre des amodiataires ou des exploitants des terrains de redevances pourrait faire en sorte que les autorités gouvernementales ne soient pas disposées à leur accorder les licences ou permis dont ils ont besoin pour exploiter leur entreprise et que des résidents dans les régions où ils exercent leurs activités s'opposent à ce qu'ils y exercent d'autres activités, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable, voire important au fil du temps, sur les produits des activités ordinaires de la société. La réputation de la société pourrait être entachée par des actions et des activités d'autres sociétés exerçant leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier et sur lesquelles la société n'a aucun contrôle. Si la société, directement ou indirectement, acquiert la réputation d'avoir un milieu de travail dangereux, elle pourrait éprouver des difficultés à attirer et à fidéliser les employés et consultants compétents nécessaires à l'exploitation de son entreprise. Des dommages environnementaux, des décès ou des dommages corporels ou matériels causés par des tiers qui exercent leurs activités sur les terrains de redevances et/ou indirectement par l'entreprise de la société pourraient avoir un effet défavorable sur le sentiment des investisseurs à l'égard de la société. L'opposition de groupes d'intérêt spéciaux opposés au développement du pétrole brut et du gaz naturel et la possibilité de poursuites liées au climat contre des sociétés du secteur des combustibles fossiles pourraient nuire indirectement à la réputation de la société.

Le risque d'atteinte à la réputation ne peut être géré séparément des autres types de risque. Les risques liés au crédit, au marché, à l'exploitation, à l'assurance, à la réglementation et aux affaires juridiques, entre autres, doivent tous être gérés efficacement afin de préserver la réputation de la société. L'atteinte à la réputation de la société pourrait susciter un sentiment négatif de la part des investisseurs à l'égard de la société, ce qui pourrait limiter l'accès de la société à des capitaux, augmenter le coût du capital et réduire le cours et la liquidité des titres de la société.

Dividendes

Le montant et la fréquence des versements de dividendes en espèces futurs peuvent varier et rien ne garantit que la société versera des dividendes à l'avenir.

Le montant des dividendes en espèces futurs payés par la société est à l'appréciation du conseil et peut varier en fonction de divers facteurs et conditions qui existent de temps à autre, y compris, notamment la fluctuation du prix des produits de base, les niveaux de production, la situation financière, le bénéfice actuel et bénéfice futur prévisionnel, les besoins en liquidité, les occasions d'affaire, l'impôt sur le revenu, le remboursement de la dette, les contraintes juridiques, réglementaires et contractuelles, la législation fiscale, les cours du change et le respect des critères de liquidité et de solvabilité imposés par le droit des sociétés applicable pour la déclaration et le versement des dividendes. Selon ces facteurs et d'autres considérations, dont bon nombre seront indépendants de la volonté de la société, et la politique en matière de dividendes de la société alors en vigueur, les dividendes en espèces futurs pourraient donc être réduits ou entièrement suspendus. Les modalités de la facilité de crédit pourraient empêcher la société de verser des dividendes si un défaut ou un cas de défaut est survenu et se poursuit ou si un défaut ou un cas de défaut devait découler du versement de dividendes.

Au fil du temps, les besoins en capital et les autres besoins en liquidités de la société pourraient changer considérablement par rapport à ses besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur la décision de la société de verser ou non des dividendes et sur le montant des dividendes, le cas échéant, qu'elle pourrait verser à l'avenir. Si la société continue de verser des dividendes selon le montant actuel, elle pourrait ne pas disposer de liquidités suffisantes pour saisir des possibilités de croissance externes, combler un besoin imprévu de liquidités ou financer ses activités en cas de ralentissement économique grave. Le conseil peut modifier, révoquer ou suspendre la politique en matière de dividendes de la société à quelque moment que ce soit. Une diminution du cours ou de la liquidité des actions ordinaires, ou des deux, pourrait survenir si la société cessait de verser des dividendes ou en réduisait le montant, ce qui pourrait entraîner des pertes pour les actionnaires.

Le cours des actions ordinaires pourrait se détériorer si les dividendes en espèces sont réduits ou suspendus. De plus, le traitement futur des dividendes à des fins fiscales dépendra de la nature et de la composition des dividendes que verse la société et d'éventuelles modifications pouvant être apportées à la législation et à la réglementation. Des réductions des dividendes peuvent survenir en période de plus faibles rentrées de fonds provenant de l'exploitation ou de baisse des prix des produits de base et par suite d'une décision de la société, le cas échéant, de financer les immobilisations avec les rentrées de fonds provenant de l'exploitation.

Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris en échange de l'émission d'actions ordinaires supplémentaires, deviennent limitées ou indisponibles, la capacité de la société de faire les acquisitions supplémentaires de redevances nécessaires pour maintenir ou augmenter les réserves de pétrole et de gaz naturel sera compromise. Dans la mesure où la société est tenue d'utiliser des rentrées de fonds provenant de l'exploitation pour financer des dépenses en immobilisations ou des acquisitions de biens, les liquidités disponibles pour les dividendes pourraient être réduites.

Risque de change lié aux dividendes

Les fluctuations des cours du change peuvent avoir une incidence sur le montant des dividendes en espèces reçus par les actionnaires qui reçoivent des dividendes dans des monnaies autres que le dollar canadien.

Les dividendes en espèces de la société sont déclarés en dollars canadiens et, dans certains cas, peuvent être convertis en monnaies étrangères au cours du change au comptant au moment de leur versement. Par conséquent, les actionnaires non-résidents et les actionnaires qui calculent leur rendement en d'autres monnaies que le dollar canadien sont soumis au risque de change. Dans la mesure où le dollar canadien se raffermirait par rapport à la monnaie du pays de résidence de l'actionnaire, le montant des dividendes sera moindre une fois converti.

Impôt supplémentaire applicable aux dividendes versés à des non-résidents

Les actionnaires non-résidents sont tenus de payer des impôts supplémentaires sur leurs dividendes.

Les dividendes en espèces versés sur les actions ordinaires à un non-résident du Canada sont assujettis à une retenue d'impôt canadien au taux de 25 %, à moins que le taux ne soit réduit par les dispositions d'une convention de double imposition applicable. Ces impôts peuvent être réduits aux termes de conventions fiscales conclues entre le Canada et le territoire de résidence de l'actionnaire non-résident. Si le non-résident est un résident des États-Unis, qu'il a le droit de se prévaloir des avantages de la *Convention entre le Canada et les États-Unis d'Amérique en matière d'impôts sur le revenu, 1980* et qu'il est le propriétaire véritable des dividendes, le taux de la retenue d'impôt canadien sera généralement ramené à 15 %. De plus, le pays dans lequel l'actionnaire non-résident réside peut imposer des impôts supplémentaires sur ces dividendes. Ces impôts peuvent changer de temps à autre.

Opérations de couverture

Les activités de couverture peuvent exposer la société au risque de pertes financières et de contrepartie.

La société peut conclure des opérations de couverture afin de fixer les taux d'intérêt applicables à sa dette. Toutefois, si le taux d'intérêt diminue par rapport au taux qu'elle a fixé, la société ne profitera pas du taux d'intérêt plus faible.

La société peut conclure des ententes visant à recevoir des prix fixes sur ses volumes de production de pétrole brut et de gaz naturel assujetties à des redevances, le cas échéant, afin de compenser le risque de pertes de produits des activités ordinaires en cas de baisse du prix des produits de base. De même, la société peut conclure des ententes visant à combler l'écart ou la différence entre les prix qui existe et qui peut fluctuer en fonction de différentes catégories de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel et des différents prix du marché obtenus pour ces produits. Toutefois, dans la mesure où la société déploie des activités de gestion des risques liés aux prix pour se protéger contre une baisse du prix des produits de base, ces activités peuvent aussi l'empêcher de tirer pleinement profit des hausses de prix au-dessus des niveaux des instruments dérivés qu'elle utilise pour gérer les risques liés aux prix. En outre, si la société conclut des ententes de couverture, elle peut s'exposer au risque de perte financière dans certaines circonstances, notamment dans les circonstances suivantes :

- la production est inférieure aux volumes faisant l'objet de l'opération de couverture ou les prix sont beaucoup plus bas que prévu;
- les écarts entre les prix de base s'élargissent entre les points de livraison de la production et le point de livraison présumé aux fins de l'opération de couverture;
- les contreparties aux opérations de couverture ou à d'autres contrats de gestion des risques liés aux prix ne remplissent pas les obligations qui y sont prévues; et/ou
- un événement important imprévu et soudain a une incidence sur le prix du pétrole brut et du gaz naturel.

La société peut également conclure à l'occasion des ententes visant à fixer le cours du change du dollar canadien par rapport au dollar américain ou à d'autres monnaies pour compenser le risque de perte de produits des activités ordinaires en cas de raffermissement du dollar canadien par rapport à d'autres monnaies. Toutefois, si la valeur du dollar canadien baisse par rapport à ces monnaies fixes, la société ne bénéficiera pas des fluctuations du cours du change.

Impôt sur le revenu

Les autorités fiscales peuvent réévaluer les déclarations de revenus de la société.

La société produit toutes les déclarations de revenus requises afin de se conformer à tous les égards aux dispositions de la loi de l'impôt et de toutes les autres lois fiscales provinciales applicables. Toutefois, ces déclarations sont assujetties à l'établissement de nouvelles cotisations par les autorités fiscales applicables. Si la société faisait l'objet d'une nouvelle cotisation, cela pourrait avoir une incidence sur son impôt à payer et son impôt futur.

La législation fiscale applicable au secteur pétrolier et gazier, notamment le traitement fiscal des ressources et ou des dividendes, pourraient à l'avenir être modifiées ou interprétées d'une manière défavorable pour la société. En outre, les autorités fiscales ayant compétence à l'égard de la société pourraient ne pas être d'accord avec la manière dont la société calcule son revenu aux fins de l'impôt ou pourraient modifier leurs pratiques administratives au détriment de la société.

Émission de titres d'emprunt

L'augmentation du niveau d'endettement pourrait nuire à la capacité de la société d'emprunter des capitaux supplémentaires en temps opportun pour financer des occasions d'affaire à mesure qu'elles se présentent.

De temps à autre, la société peut financer ses activités (y compris d'éventuelles acquisitions d'actifs de redevances sur le pétrole brut et le gaz naturel) en totalité ou en partie au moyen d'emprunts, ce qui pourrait faire en sorte que les niveaux d'endettement de la société dépassent les normes du secteur pour des sociétés comparables de taille similaire. Il se peut que des financements supplémentaires par emprunt ne soient pas offerts, notamment à des conditions favorables. Ni les statuts de la société ni ses règlements administratifs ne limitent le montant de la dette que la société peut contracter. Le niveau de la dette de la société pourrait compromettre la capacité de la société d'obtenir du financement supplémentaire en temps opportun pour tirer parti des occasions d'affaires qui pourraient se présenter.

Concurrence

La société fait concurrence à d'autres entités pour encourager la mise en valeur de terrains de redevances et acquérir des droits de redevance supplémentaires, dont certaines disposent de ressources financières, d'effectifs ou d'une influence politique plus importants.

Le secteur pétrolier et gazier est très concurrentiel dans tous ses aspects. La société est en concurrence avec de nombreuses autres entités pour encourager la mise en valeur par des tiers des terrains de redevances et acquérir d'autres participations dans des actifs pétroliers et gaziers. Les concurrents de la société comprennent, notamment d'autres propriétaires de titres miniers en fief simple, des sociétés d'exploration et de production et la Couronne provinciale et fédérale, à titre de propriétaires d'une forte majorité des droits miniers dans l'Ouest canadien, dont l'un ou l'autre pourrait avoir davantage de ressources financières, de personnel ou d'influence politique que la société. La capacité de la société d'augmenter ses réserves et ses flux de produits des activités ordinaires à l'avenir dépendra non seulement de sa capacité à promouvoir la mise en valeur des terrains de redevances, mais aussi de sa capacité à choisir d'autres terrains producteurs ou perspectives convenables pour des travaux de forage exploratoire et de mise en valeur par des tiers.

Conflits d'intérêts

Des conflits d'intérêts peuvent survenir pour les administrateurs et les dirigeants de la société qui sont également en relation avec d'autres participants du secteur.

Certains des administrateurs ou des dirigeants de la société sont également, ou pourraient à l'avenir devenir, des administrateurs ou des dirigeants d'autres sociétés pétrolières et gazières qui pourraient être en concurrence avec la société ou être parties à des conventions conclues avec la société et, à ce titre, ils pourraient se trouver en situation de conflit d'intérêts dans certaines circonstances. Le cas échéant, ces conflits doivent être résolus conformément aux règles prescrites par l'ABCA et les politiques de la société qui exigent que l'administrateur ou le dirigeant d'une société qui est partie à un contrat important ou à un contrat important projeté, ou à une opération importante ou à une opération importante projetée, avec la société, qui est

administrateur ou dirigeant d'une personne qui est partie à un tel contrat ou à une telle opération ou qui a une participation importante dans une telle personne divulgue son intérêt et, dans le cas d'un administrateur, s'abstienne de voter à l'égard de quelque aspect que ce soit du contrat en question, sauf si l'ABCA le lui permet. La société a également mis en place des politiques supplémentaires qui exigent que la direction obtienne l'approbation des administrateurs indépendants dans certaines situations où il peut y avoir un conflit d'intérêts apparent ou potentiel en raison de l'existence de mandats parallèles d'administrateur, même si l'opération est conforme aux niveaux d'autorisation de la direction et n'exige pas par ailleurs l'approbation du conseil.

Violation de conventions de confidentialité

Une violation des conventions de confidentialité par un tiers pourrait nuire à l'avantage concurrentiel de la société ou l'exposer à des litiges.

Dans le cours de ses discussions avec des tiers au sujet de relations d'affaires ou d'autres opérations éventuelles, la société pourrait divulguer des renseignements confidentiels ayant trait à son entreprise, à son exploitation ou à ses affaires. Bien que les tiers signent en général des conventions de confidentialité avant que quelque renseignement confidentiel que ce soit ne soit divulgué par la société, la violation d'une telle convention pourrait exposer la société à des risques d'ordre concurrentiel et lui faire un tort considérable. Il est impossible de quantifier à l'heure actuelle les dommages qui pourraient en résulter, mais ils pourraient être graves et impossibles à compenser uniquement par des dommages-intérêts. Si une convention de confidentialité est violée, il n'est pas certain que la société pourra obtenir une mesure de redressement en equity, telle qu'une injonction, d'un tribunal compétent ou encore l'obtenir en temps opportun, afin de prévenir ou d'atténuer les dommages que la violation est susceptible de causer à son entreprise.

Systèmes de technologie de l'information et cybersécurité

Des atteintes à la cybersécurité de la société et la perte de données électroniques ou l'accès à de telles données pourraient avoir une incidence défavorable sur ses activités et sa situation financière.

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

La société est en outre exposée à divers risques liés aux systèmes et à la technologie de l'information dans le cours normal de ses activités, notamment de possibles pannes, invasions, virus, cyberattaques, cyberfraudes, atteintes à la sécurité et destructions ou interruptions des systèmes de technologie de l'information de la société par des tiers ou des personnes de son organisation. L'accès non autorisé à ces systèmes par des employés ou des tiers pourrait entraîner l'altération de renseignements confidentiels, fiduciaires ou exclusifs ou la divulgation de tels renseignements, interrompre les communications ou les activités ou compromettre ses activités commerciales ou sa situation concurrentielle. En outre, des tentatives de cyber-hameçonnage, par lesquelles une partie malveillante tente d'obtenir de l'information sensible telle que les noms d'utilisateur, mots de passe et détails des cartes de crédit (et de l'argent) en se faisant passer pour une entité digne de confiance dans une communication électronique, sont devenues de plus en plus courantes et complexes ces dernières années. Une attaque de cyber-hameçonnage visant la société pourrait entraîner la perte ou le vol de ressources financières ou de données et de renseignements essentiels de la société ou entraîner une perte de contrôle de l'infrastructure technologique ou des ressources financières de la société. Les employés de la société sont souvent la cible de ces attaques de cyber-hameçonnage, puisqu'ils sont et continueront d'être ciblés par des parties qui utilisent des courriels frauduleux pour détourner des renseignements ou introduire des virus ou d'autres logiciels malveillants par des programmes dits « Cheval de Troie » dans les ordinateurs de la société. Ces courriels paraissent être des courriels légitimes, mais ils redirigent les destinataires vers des sites Internet contrefaits exploités par l'expéditeur du courriel ou demandent aux destinataires d'envoyer un mot de passe ou d'autres renseignements confidentiels par courriel ou de télécharger un logiciel malveillant.

La société a des politiques et des procédures, y compris un plan d'intervention en cas d'incident de cybersécurité, qui traitent et mettent en œuvre des protocoles à l'intention des employés à l'égard des communications électroniques et des appareils électroniques et effectuent périodiquement des évaluations des risques liés à la cybersécurité. La société utilise également la protection par chiffrement de ses renseignements confidentiels, de tous ses ordinateurs et des autres appareils électroniques. Malgré les efforts déployés par la société pour réduire ces attaques de cyber-hameçonnage par l'éducation et la formation, les activités d'hameçonnage demeurent un grave problème qui pourrait compromettre son infrastructure de technologie de l'information. La société applique des contrôles techniques et des processus conformes aux normes reconnues par le secteur pour protéger ses actifs et systèmes d'information, y compris un plan d'intervention écrit en cas d'incidents de cybersécurité. Toutefois, ces contrôles pourraient ne pas prévenir adéquatement les atteintes à la cybersécurité. La perturbation des services de technologie de l'information critiques ou des atteintes à la sécurité de l'information pourraient avoir un effet défavorable, voire important au fil du temps, sur la réputation, le rendement et le bénéfice de la société, et les dommages subis pourraient ne pas être couverts de façon adéquate par la garantie d'assurance actuelle de la société, notamment. L'ampleur d'un tel événement est difficile à quantifier, mais peut dans certaines circonstances être importante et avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société.

Pouvoir limité des résidents des États-Unis de faire exécuter des sanctions civiles

Les actionnaires aux États-Unis ont un pouvoir limité quant à l'exécution de sanctions civiles contre la société au Canada.

La société est une société par actions constituée en vertu des lois de l'Alberta, au Canada, et son établissement principal se trouve au Canada. Tous les administrateurs, sauf un, et tous les dirigeants de la société et les représentants des experts qui lui fournissent des services (tels que ses auditeurs et ses évaluateurs de réserves indépendants), ainsi que la totalité de son actif et la totalité ou une partie importante de l'actif de ces personnes sont situés à l'extérieur des États-Unis. Par conséquent, il pourrait être difficile pour les investisseurs des États-Unis de faire signifier un acte de procédure aux États-Unis à de tels administrateurs, dirigeants ou représentants qui n'y résident pas ou de faire exécuter à leur encontre un jugement rendu par un tribunal des États-Unis qui est fondé sur la responsabilité civile prévue par les lois sur les valeurs mobilières fédérales américaines ou les lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis. Il existe des doutes quant à la possibilité de faire exécuter un jugement au Canada à l'encontre de la société ou de l'un de ses administrateurs ou de ses dirigeants ou d'un représentant des experts qui ne sont pas des résidents des États-Unis, dans le cadre d'actions principales ou d'actions visant à faire exécuter des jugements rendus par des tribunaux américains qui sont fondés uniquement sur les lois sur les valeurs mobilières fédérales américaines ou les lois sur les valeurs mobilières d'un État américain.

Médias sociaux

La société doit trouver des solutions aux problèmes en matière de conformité et de surveillance à l'égard de l'utilisation des médias sociaux comme moyen de communication avec les clients et le grand public.

Les médias sociaux sont de plus en plus utilisés comme moyen de mener des attaques de cyber-hameçonnage. L'information affichée sur les sites de médias sociaux, à des fins commerciales ou personnelles, peut être utilisée par les pirates informatiques pour entrer dans les systèmes de la société et obtenir des renseignements confidentiels. La société examine, supervise, conserve et maintient périodiquement la capacité de supprimer tout contenu affiché sur les médias sociaux. Malgré ces initiatives, vu l'influence croissante des médias sociaux et l'accès de plus en plus répandu aux plateformes de médias sociaux, la société risque fort de ne pas être en mesure de d'encadrer adéquatement l'utilisation des médias sociaux et de conserver des dossiers convenables de ses activités commerciales et de ses communications avec des clients par l'intermédiaire des plateformes de médias sociaux.

Incidence négative de ventes ou d'émissions supplémentaires d'actions ordinaires

La société peut émettre des actions ordinaires supplémentaires, diluant ainsi la participation des actionnaires actuels.

Le conseil peut émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans que les actionnaires aient à voter ou à prendre d'autres mesures, sous réserve des règles des bourses à la cote desquelles les titres de la société sont inscrits. La société pourrait à l'avenir faire des acquisitions ou conclure des opérations, notamment de financement comportant l'émission de titres. Si elle émet des titres de capitaux propres supplémentaires, la participation des actionnaires actuels, exprimée en pourcentage, sera réduite et diluée et le cours des actions ordinaires pourrait diminuer.

Information prospective

Inexactitude possible de l'information prospective.

Les actionnaires et les investisseurs éventuels sont invités à ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs sur la société. Étant donné leur nature, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, de nombreux risques connus et inconnus et de nombreuses incertitudes, de nature aussi bien générale que spécifique, qui pourraient faire en sorte que les résultats effectivement obtenus diffèrent sensiblement de ceux qu'ils laissent entendre ou contribuer à la possibilité que les prédictions, prévisions ou projections se révèlent inexactes dans une large mesure.

On peut obtenir de plus amples renseignements sur les risques, les hypothèses et les incertitudes à la rubrique intitulée « *Mise en garde relative aux renseignements et aux énoncés prospectifs* » de la présente notice annuelle.

Description de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Au 8 février 2021, 223 300 000 actions ordinaires ont été émises et sont en circulation et aucune action privilégiée n'a été émise ni n'est en circulation. Les droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions ordinaires et aux actions privilégiées sont énoncés ci-après.

ACTIONS ORDINAIRES

Les droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions ordinaires sont énoncés ci-après.

Droits de vote

Les porteurs des actions ordinaires peuvent exprimer une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à toutes les assemblées d'actionnaires, sauf aux assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie stipulée d'actions ont le droit de voter.

Dividendes

Sous réserve des droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à une autre catégorie ou série d'actions de la société, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir tous les dividendes que la société déclare sur les actions ordinaires.

Droits en cas de dissolution

Sous réserve des droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à une autre catégorie ou série d'actions de la société, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir le reliquat des biens de la société en cas de dissolution de celle-ci.

Actions privilégiées

Le conseil peut émettre des actions privilégiées à quelque moment que ce soit, en une ou en plusieurs séries, et établit les droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à chaque série avant son émission.

Dividendes

Les actions privilégiées peuvent avoir priorité de rang par rapport aux actions ordinaires et aux autres actions de la société de rang inférieur en ce qui a trait au versement de dividendes.

Droits en cas de dissolution

Les actions privilégiées peuvent avoir priorité de rang par rapport aux actions ordinaires et aux autres actions de la société de rang inférieur en ce qui a trait à la répartition de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution, volontaire ou forcée, de la société.

Marché pour la négociation des titres

VOLUME DES OPÉRATIONS ET COURS

Les actions ordinaires sont inscrites et négociées à la TSX sous le symbole « PSK ». Le tableau suivant présente les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume des opérations sur celles-ci à la TSX pour les périodes indiquées. Au cours de 2020, la société a acheté, aux fins d'annulation, 9 770 691 actions ordinaires aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités déposées antérieurement.

Toronto Stock Exchange

	Plafond (en dollars par action ordinaire)	Plancher (en dollars par action ordinaire)	Volume
2020			
Janvier	16,34	14,27	13 504 477
Février	15,72	11,86	14 392 914
Mars	13,02	6,24	34 740 166
Avril	10,30	7,11	23 997 216
Mai	10,55	8,68	35 579 197
Juin	10,93	8,10	20 041 608
Juillet	8,90	7,83	13 824 693
Août	9,89	8,45	13 791 370
Septembre	9,78	8,11	16 739 097
Octobre	8,95	7,88	10 920 123
Novembre	11,48	8,07	11 468 558
Décembre	11,49	9,96	9 324 037
2021			
Janvier	11,60	10,06	9 793 453
Février (du 1 ^{er} au 5)	11,66	10,57	2 291 574

Dividendes

Le conseil a établi une politique en matière de dividendes aux termes de laquelle la société verse actuellement un dividende trimestriel de 0,06 \$ par action ordinaire par trimestre ou 0,24 \$ par action ordinaire sur base annualisée. Le 8 février 2021, le conseil et la société ont annoncé une augmentation de 8 % du dividende trimestriel qui est alors passé à 0,065 \$ par action ordinaire par trimestre pour un dividende alors annualisé de 0,26 \$ par action ordinaire. L'augmentation du dividende devrait prendre effet à la date de référence du 31 mars 2021.

Le conseil examine et détermine chaque année le taux de dividende après avoir pris en considération les prix des marchandises, les cours du change, la conjoncture économique, les volumes de production, les impôts à payer et la capacité de PrairieSky de financer les occasions d'exploitation et d'investissement. Le taux de dividende est établi dans le but d'absorber la volatilité à court terme du marché sur plusieurs mois. Il reconnaît également l'intention de maintenir une situation financière solide pour tirer parti des occasions de développement des affaires et résister aux périodes de volatilité des prix des marchandises.

Les dividendes sont versés trimestriellement aux actionnaires inscrits le dernier jour de chaque trimestre à la fermeture des bureaux, le 15^e jour (ou le jour ouvrable suivant) du mois suivant. Les versements de dividendes ne sont pas garantis et le montant des dividendes en espèces qui sera versé à l'avenir peut varier. Le conseil décide, à sa discrétion, de verser des dividendes après avoir examiné la politique générale en matière de dividendes de la société et tenu compte d'un certain nombre de facteurs, notamment i) le bénéfice de la société, ii) les besoins de la société aux fins du financement de ses activités, iii) les critères de liquidité et d'insolvabilité décrits dans l'ABCA que la société doit remplir et iv) les conventions relatives à la dette de la société qui limitent la déclaration et le versement de dividendes. Sauf indication contraire, les dividendes versés sur les actions ordinaires aux termes de la politique en matière de dividendes de la société ont été désignés à titre de « dividendes déterminés » aux fins de l'impôt sur le revenu du Canada.

Le tableau suivant présente les dividendes en espèces que la société a versés à ses actionnaires pour les mois indiqués au cours des trois derniers exercices. En avril 2020, PrairieSky a commencé à verser un dividende trimestriel.

Mois de la date du versement du dividende	Exercice		
	2018	2019	2020
Janvier	0,0625 \$	0,0650 \$	0,0650 \$
Février	0,0625 \$	0,0650 \$	0,0650 \$
Mars	0,0625 \$	0,0650 \$	0,0650 \$
Avril	0,0650 \$	0,0650 \$	0,0650 \$
Mai	0,0650 \$	0,0650 \$	—
Juin	0,0650 \$	0,0650 \$	—
Juillet	0,0650 \$	0,0650 \$	0,6000 \$
Août	0,0650 \$	0,0650 \$	—
Septembre	0,0650 \$	0,0650 \$	—
Octobre	0,0650 \$	0,0650 \$	0,0600 \$
Novembre	0,0650 \$	0,0650 \$	—
Décembre	0,0650 \$	0,0650 \$	—

Les versements historiques de dividendes en espèces indiqués ci-dessus pourraient ne pas être représentatifs des versements de dividendes futurs, lesquels ne sont ni présumés ni garantis.

Société de placement étrangère passive

Après avoir consulté ses conseillers fiscaux américains, PrairieSky est d'avis qu'elle pourrait être considérée comme une société de placement étrangère passive (*passive foreign investment company* ou *SPEP*) selon les principes de l'impôt sur le revenu fédéral des États-Unis. Ainsi, les dividendes versés à des particuliers qui sont des contribuables américains devraient demeurer assujettis aux régimes d'imposition fédéraux des États-Unis qui s'appliquent aux SPEP. Les actionnaires qui sont des contribuables américains devraient discuter avec leur fiscaliste des obligations de déclaration liées au fait d'être propriétaire d'actions d'une SPEP. De manière à permettre à ses actionnaires de produire un choix relatif à un fonds électif admissible, PrairieSky affiche chaque année une déclaration d'information annuelle de SPEP sur son site Web. Les actionnaires sont invités à communiquer avec leur fiscaliste pour savoir comment remplir correctement le formulaire 8621. PrairieSky ne fournit pas ces renseignements.

Administrateurs et hauts dirigeants

CONSEIL D'ADMINISTRATION DE PRAIRIESKY

Au 10 février 2020, le conseil compte huit membres. Le tableau suivant présente le nom, la province ou l'État et le pays de résidence et les fonctions principales de chacun des administrateurs de PrairieSky.

Nom, province ou État et pays de résidence	Fonctions principales	Administrateur depuis le
James M. Estey ¹⁾²⁾ Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés	11 avril 2014
P. Jane Gavan ³⁾ Toronto (Ontario) Canada	Présidente, Gestion d'actifs, Dream Unlimited Corp.	23 mai 2019
Margaret A. McKenzie ³⁾ Calgary (Alberta) Canada	Administratrice de sociétés	19 décembre 2014
Andrew M. Phillips Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction de la société	11 avril 2014
Robert Robotti ⁴⁾ New York, New York, États-Unis	Fondateur et chef des placements, Robotti & Company Advisors, LLC	3 octobre 2019
Myron M. Stadnyk ²⁾⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés	18 juin 2018
Sheldon B. Steeves ²⁾³⁾⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés	11 avril 2014
Grant A. Zawalsky ⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada	Associé directeur, Burnet, Duckworth & Palmer LLP	19 décembre 2014

Nota :

- 1) Président du conseil.
- 2) Membre du comité de gouvernance et de rémunération. M. Stadnyk est président du comité de gouvernance et de rémunération.
- 3) Membre du comité d'audit. M^{me} McKenzie est présidente du comité d'audit.
- 4) Membre du comité des réserves. M. Steeves est président du comité des réserves.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION DE PRAIRIESKY

Le tableau suivant présente le nom, la province et le pays de résidence, les postes occupés au sein de la société et la date d'entrée en fonction de chacun des membres de la haute direction de PrairieSky.

Nom, province et pays de résidence	Fonctions principales	Date d'entrée en fonction à titre de membre de la haute direction
Andrew M. Phillips Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction	11 avril 2014
Cameron M. Proctor Calgary (Alberta) Canada	Chef de l'exploitation	11 avril 2014
Pamela P. Kazeil Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente, Finances et chef des finances	1 ^{er} juin 2015

Au 8 février 2021, les administrateurs et membres de la haute direction de PrairieSky exercent collectivement un droit de propriété véritable ou un contrôle, directement ou indirectement, sur 2,6 millions d'actions ordinaires, soit 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

NOTES BIOGRAPHIQUES DES ADMINISTRATEURS ET DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le texte qui suit décrit brièvement les antécédents professionnels des administrateurs et des hauts dirigeants de la société, y compris leur occupation actuelle et leurs occupations principales au cours des cinq dernières années.

James M. Estey

M. Estey est principalement administrateur de sociétés. Il est le président du conseil à la retraite d'UBS Valeurs Mobilières Canada Inc., société de services financiers, et compte plus de 40 ans d'expérience sur les marchés des capitaux. En 1980, il s'est joint à Alfred Bunting and Company à titre de représentant, Capitaux institutionnels, après avoir travaillé au sein d'A.E. Ames & Co. pendant sept ans. En 1994, il est devenu chef du secteur des actions canadiennes et, en 2002, il a été nommé président et chef de la direction d'UBS Valeurs Mobilières Canada Inc. En janvier 2008, il a été nommé au poste de président du conseil d'UBS Valeurs Mobilières Canada Inc. Il est membre et président du conseil de Gibson Energy Inc., société d'infrastructure pétrolière et gazière inscrite à la TSX. Il siège au conseil consultatif de l'École des affaires Edwards de l'Université de la Saskatchewan.

P. Jane Gavan

M^{me} Gavan est présidente, Gestion d'actifs de Dream Unlimited Corp., y ayant occupé des postes de plus en plus élevés depuis qu'elle est entrée au service de l'organisation devancière de Dream en 1998. M^{me} Gavan a également été chef de la direction de Dream Global Real Estate Investment Trust (Dream Global), fiducie de revenu de placement immobilier cotée à la TSX (FPI) avant son acquisition par The Blackstone Group Inc. en décembre 2019, et a auparavant été chef de la direction de Dream Office REIT. M^{me} Gavan compte plus de 30 années d'expérience en affaires et en leadership dans un certain nombre de secteurs, notamment à titre de conseillère juridique principale avant d'entrer au service de Dream Global. M^{me} Gavan est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en commerce de l'Université Carleton et d'un baccalauréat en droit de Osgoode Hall, de l'Université York. M^{me} Gavan siège actuellement au conseil d'administration de Dream Unlimited Corp., de Dream Office REIT, de Colliers International et au Patron's Council for Community Living Toronto.

Margaret A. McKenzie

M^{me} McKenzie est principalement administratrice de société. Elle a été vice-présidente, Finances et chef des finances de Range Royalty de 2006 à 2014 et auparavant vice-présidente, Finances et chef des finances de Profico Energy Management Ltd. (société pétrolière et gazière fermée). Elle est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université de la Saskatchewan et est membre de Chartered Professional Accountants of Alberta depuis 1985. Elle a obtenu le titre d'IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés en 2013. Administratrice chevronnée, elle siège actuellement au conseil de Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, un chef de file nord-américain du secteur du transport et de la logistique inscrit à la cote de la TSX et du Nyse, société pétrolière et gazière inscrite à la TSX et à la NYSE, et d'Ovintiv Inc., société pétrolière et gazière inscrite à la cote de la TSX et du NYSE et d'Inter Pipeline Ltd., société de transport de pétrole, de stockage et d'extraction de liquides de gaz naturel inscrite à la cote de la TSX.

Andrew M. Phillips

M. Phillips est président et chef de la direction de la société et compte plus de 20 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, tant dans les domaines de l'exploration, de la géologie, de l'expansion des affaires et de l'évaluation d'éléments d'actif qu'à titre de haut dirigeant. Avant sa nomination à titre de président et chef de la direction de la société, il occupait le poste de président et chef de la direction et siégeait au conseil de Home Quarter Resources Ltd. (*Home Quarter*), société pétrolière et gazière fermée qu'il avait fondée en 2010 et qui détenait des terrains productifs et des droits de redevance dans le sud-ouest de la Saskatchewan et l'Alberta. Home Quarter a été vendue à une société pétrolière et gazière ouverte en 2014. Auparavant, il avait occupé le poste de vice-président, Exploration au sein d'Evolve Exploration Ltd., petite société pétrolière

et gazière fermée ayant des éléments d'actif dans l'Ouest canadien, et celui de géologue prospecteur au sein de Profico Energy Management Ltd. et de Renaissance Energy Ltd., deux sociétés d'exploration pétrolière et gazière canadiennes. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en géologie de l'Université de Calgary et est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta et de la Canadian Society of Petroleum Geologists. M. Phillips est membre du conseil d'administration de l'Alberta Children's Hospital Foundation.

Robert Robotti

M. Robotti est le fondateur et chef des placements de Robotti & Company Advisors, LLC, conseiller en placement inscrit aux États-Unis. M. Robotti est aussi actuellement président du conseil de Pulse Seismic Inc., un émetteur inscrit à la cote de la TSX qui fournit les principales données sismiques à l'industrie de l'énergie de l'Ouest canadien. M. Robotti est également administrateur d'AMREP Corporation, une entreprise immobilière inscrite à la cote du NYSE dont les activités sont concentrées au Nouveau-Mexique. M. Robotti est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en administration des affaires de l'Université Bucknell (Pennsylvanie) en 1975, et d'un MBA en comptabilité de l'Université Pace (New York). M. Robotti est membre de la CFA Society New York.

Sheldon B. Steeves

M. Steeves est principalement administrateur de sociétés. Il siège au conseil d'Enerplus Corporation et de NuVista Energy Ltd., sociétés pétrolières et gazières inscrites à la TSX. De janvier 2001 à avril 2012, il a été président du conseil et chef de la direction d'Echoex Ltd., petite société pétrolière et gazière fermée, et, auparavant, il a travaillé pendant plus de 15 ans chez Renaissance Energy Ltd., société d'exploration pétrolière et gazière canadienne, où il a été nommé chef de l'exploitation et vice-président directeur en 1997. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en géologie de l'Université de Calgary et est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta, de la Canadian Society of Petroleum Geologists et de l'American Association of Petroleum Geologists.

Myron M. Stadnyk

M. Stadnyk est principalement administrateur de sociétés. M. Stadnyk compte plus de 35 années d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier canadien et international et a été président et chef de la direction et administrateur d'ARC Resources Ltd., poste que M. Stadnyk a occupé de 2013 jusqu'à sa retraite en 2020. M. Stadnyk est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie mécanique de l'Université de la Saskatchewan et est diplômé du Harvard Business School Advanced Management Program. Il est ingénieur et membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta. M. Stadnyk siège actuellement au conseil d'administration de Crescent Point Energy Corp., est président du conseil de la University of Saskatchewan Engineering Progress Trust et a été gouverneur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Grant A. Zawalsky

M. Zawalsky est l'associé directeur de Burnet, Duckworth & Palmer LLP (avocats), où il est associé depuis 1994. Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce et d'un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta et est membre du barreau de l'Alberta. Administrateur chevronné, il siège actuellement au conseil de Whitecap Resources Inc. et de NuVista Energy Ltd.

Cameron M. Proctor

M. Proctor est chef de l'exploitation et secrétaire général de la société et possède de l'expérience dans le secteur pétrolier et gazier et la gestion de diverses unités d'exploitation, dont des services responsables des affaires juridiques, du développement des affaires, de la réglementation, des ressources humaines, de la gouvernance, des relations avec les gouvernements et les parties intéressées, de la durabilité, des technologies de l'information et des services administratifs. Avant de se joindre à la société, il a occupé le poste de vice-président directeur et chef des affaires juridiques et a siégé au conseil de Sinopec Canada,

ayant été au service de Sinopec Canda et de ses sociétés devancières de 2010 à 2014, y compris à titre de vice-président, chef du contentieux et secrétaire de Daylight Energy Inc. Auparavant et depuis 2003, il était avocat chez Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet spécialisé en droit des sociétés, des valeurs mobilières et des fusions et acquisitions. Il est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université de Victoria et d'un baccalauréat en droit de l'Université de Calgary.

Pamela P. Kazeil

M^{me} Kazeil est vice-présidente, Finances et chef des finances de la société et compte de nombreuses années d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier et la gestion des finances, de la comptabilité, de la trésorerie de la fiscalité et de la gestion du risque. Avant d'entrer au service de la société, elle a été chef des finances de Sinopec Canada. Auparavant, elle a été vice-présidente, Finances de Daylight Energy Ltd. de 2008 à 2011 et a occupé des postes dans le domaine des finances de plus en plus élevés dans la hiérarchie au sein de Sword Energy Ltd. et de sa société devancière, Thunder Energy Trust, de 2004 à 2008, notamment celui de vice-présidente, Finances et chef des finances. Elle a débuté sa carrière en comptabilité chez KPMG S.r.l./S.E.N.C.R.L. en 2001. Elle est comptable professionnelle agréée et détient un baccalauréat en commerce de l'Université d'Ottawa et un baccalauréat en éducation de l'Université de la Saskatchewan. Mme Kazeil est membre du conseil d'administration de la Wood's Homes Society, un centre de santé mentale pour enfants multiservices.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS OU FAILLITES

Aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction actuels de PrairieSky n'est, ni n'a été au cours des 10 dernières années, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société i) qui a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à la société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et 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 ii) qui a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à la société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et 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. À l'exception des administrateurs dont il est question ci-après, aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de PrairieSky n'est à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des 10 années ayant précédé la date de la présente notice annuelle, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir l'actif.

M. Grant Zawalsky et M^{me} Margaret McKenzie, qui sont administrateurs de la société, étaient respectivement administrateurs d'Endurance Energy Ltd. (Endurance), société qui exerce des activités d'exploration et de production de gaz naturel. Le 30 mai 2016, Endurance déposée une demande de protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*. M^{me} McKenzie a démissionné de son poste d'administratrice d'Endurance le 31 mars 2016 et M. Zawalsky a démissionné de son poste d'administrateur le 1^{er} novembre 2016.

M. Grant Zawalsky a été administrateur de Zargon Oil and Gas Ltd. (Zargon), société qui exerce des activités d'exploration et de production de pétrole brut et de gaz naturel. Le 8 septembre 2020, Zargon a déposé une demande de protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (LFI). M. Zawalsky a démissionné de son poste d'administrateur le 8 septembre 2020 parallèlement au dépôt de l'avis d'intention de faire une proposition de Zargon aux termes de la LFI.

FAILLITES PERSONNELLES

Aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de PrairieSky ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci n'a, au cours des dernières 10 années, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir son actif.

AMENDES OU SANCTIONS

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou promoteur de PrairieSky ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de la PrairieSky pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci ne s'est vu imposer des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni n'a conclu un règlement amiable avec celle-ci.

Comité d'audit

COMITÉ D'AUDIT

Le texte intégral du mandat du comité d'audit est présenté à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit de PrairieSky se compose de M^{me} McKenzie (présidente), de M^{me} Gavan et de M. Steeves. Tous les membres du comité d'audit sont indépendants et possèdent des compétences financières, au sens donné à ces termes dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*. Se reporter à la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction – Conseil d'administration de PrairieSky ».

Politique et processus d'approbation préalable

Le comité d'audit a adopté une politique et un processus qui s'appliquent aux services autres que d'audit et permettent d'approuver certains services au préalable. En ce qui a trait aux services supplémentaires, le comité d'audit approuve au préalable le plafond des frais y afférents. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les frais qui excèdent ce plafond. Tous les services d'audit et autres que d'audit sont indiqués au comité d'audit chaque trimestre.

Honoraires pour les services de l'auditeur externe

	Exercice terminé le 31 décembre 2020	Exercice terminé le 31 décembre 2019
Honoraires d'audit ⁽¹⁾	238 075 \$	205 050 \$
Honoraires pour services fiscaux ⁽²⁾	5 511 \$	8 025 \$
Néant	243 586 \$	213 075 \$

Nota :

- (1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires totaux facturés et payés pour l'audit des états financiers annuels de PrairieSky, l'examen des états financiers consolidés intermédiaires pour les trimestres des exercices 2019 et de 2020, ou les services habituellement fournis dans le cadre de dépôts ou de mandats prévus par la législation et la réglementation.
- (2) Les honoraires totaux facturés et payés relativement aux services fiscaux.

Conflits d'intérêts

Certains des administrateurs et des hauts dirigeants de la société participent, et pourraient continuer de participer, à d'autres activités dans les secteurs où la société évolue. L'ABCA prévoit qu'un dirigeant ou administrateur qui est partie à un contrat ou à une opération importante ou à un contrat ou une opération

important projeté, qui est administrateur ou dirigeant d'une personne qui est partie à un tel contrat ou à une telle opération ou qui a une participation importante dans une personne qui est partie à un tel contrat ou à une telle opération doit déclarer la nature et l'ampleur de sa participation et s'abstenir de voter pour approuver le contrat ou l'opération, sauf indication contraire dans l'ABCA. S'il survient un conflit d'intérêts, il doit être résolu conformément à l'ABCA.

Poursuites et application de la loi

À la date des présentes, il n'existe aucune poursuite à laquelle PrairieSky est partie ou qui vise ses biens et qui est importante pour PrairieSky et aucune poursuite de ce type n'est envisagée. Aux fins de ce qui précède, une poursuite n'est pas jugée « importante » par PrairieSky s'il s'agit d'une demande de dommages-intérêts et que la somme demandée, déduction faite de l'intérêt et des frais, ne représente pas plus de 10 % de la valeur de l'actif à court terme consolidé de PrairieSky; toutefois, si une poursuite soulève des questions de droit et de fait essentiellement similaires à celles d'une poursuite qui est en instance ou qui est envisagée, la somme demandée dans le cadre de cette autre poursuite est prise en considération dans le calcul de ce pourcentage.

Il n'y a eu i) aucune amende ou sanction imposée à PrairieSky par un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours de son exercice terminé le plus récent ou de l'exercice en cours, ii) aucune autre amende ou sanction imposée à PrairieSky par un tribunal ou un organisme de réglementation qu'un épargnant raisonnable jugerait importante en vue de prendre une décision de placement ou iii) aucun règlement à l'amiable conclu par PrairieSky devant un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours de son exercice terminé le plus récent ou de l'exercice en cours.

Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes

Aucun administrateur ou haut dirigeant de PrairieSky, aucun actionnaire qui est propriétaire véritable de plus de 10 % des actions ordinaires ni aucune personne connue ayant des liens avec une telle personne ou faisant partie de son groupe n'a eu un intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération réalisée au cours des trois exercices terminés les plus récents ou de l'exercice en cours qui a eu ou qui aura une incidence importante sur la société.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires est Fiducie TSX à son bureau principal de Calgary (Alberta).

Contrats importants

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, la société n'a conclu aucun contrat important pendant le dernier exercice terminé ou avant le dernier exercice mais qui est toujours en vigueur.

Intérêts des experts

NOM DES EXPERTS

KPMG S.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur externe indépendant de la société, et GLJ, l'évaluateur de réserves qualifiés de la société, sont les seules personnes physiques ou morales désignées comme ayant dressé ou certifié un rapport, une évaluation, une déclaration ou un avis décrit, inclus ou mentionné dans un document que la société a déposé en vertu du règlement 51-102 pendant son dernier exercice terminé ou qui se rapporte à un tel exercice, dont la profession ou les activités confèrent autorité au rapport, à l'évaluation, à la déclaration ou à l'avis en question.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est l'auditeur externe de la société et est indépendante de la société au sens des règles applicables et des interprétations correspondantes prescrites par les ordres professionnels au Canada et par la législation et la réglementation applicables.

En date des présentes les spécialiste désignés (au sens du règlement 51-102) de GLJ sont collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires

En outre, aucune des personnes physiques ou morales mentionnées ci-dessus ni aucun associé, administrateur, dirigeant ou employé de celles-ci n'est ni ne doit être élu ou nommé administrateur, dirigeant ou employé de PrairieSky ou des personnes ayant des liens avec celle-ci ou faisant partie de son groupe.

Données financières et autres renseignements complémentaires

On peut obtenir de plus amples renseignements sur la société sur son site Internet à l'adresse www.prairiesky.com ou sur le site Internet de SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Des données financières complémentaires sont présentées dans les états financiers consolidés annuels audités de PrairieSky pour l'exercice terminé le 31 décembre 2020 et dans le rapport de gestion correspondant. Des renseignements sur la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants de PrairieSky et les principaux porteurs des actions ordinaires et des titres pouvant être émis dans le cadre de la rémunération fondée sur des titres versée par la société figurent dans la circulaire d'information et de sollicitation de procurations de la société se rapportant à l'assemblée annuelle des actionnaires qui aura lieu le 20 avril 2021. De plus, la société conserve généralement sur son site Internet des documents à l'appui qui peuvent aider à examiner la présente notice annuelle, y compris le rapport sur la responsabilité de 2019 de la société (qui contient une analyse des questions environnementales, sociales et de gouvernance).

Il est possible d'obtenir des exemplaires des états financiers de la société et du rapport de gestion correspondant de même que de la circulaire d'information et de sollicitation de procurations ainsi que des exemplaires additionnels de la présente notice annuelle en communiquant avec la personne suivante (des frais raisonnables peuvent s'appliquer dans certains cas) :

Secrétaire general

PrairieSky Royalty Ltd.

350, 7th Avenue S.W., bureau 350

Calgary (Alberta) T2P 3N9

Téléphone : 587 293-4000

Télécopieur : 587 293-4001

Annexe A

Annexe 51-101A2

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR

L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Annexe B

Annexe 51-101A3

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

La direction de PrairieSky Royalty Ltd. (la « **société** ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves.

L'évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant est présenté à l'annexe A de la présente notice annuelle.

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

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

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

- a) le contenu du relevé prévu à l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport, prévu à l'Annexe 51-101A2, de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

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 pourraient être importants.

(signé) « Andrew Phillips »
Andrew Phillips
Président et chef de la direction

(signé) « Cameron Proctor »
Cameron Proctor
Chef de l'exploitation

(signé) « Sheldon Steeves »
Sheldon Steeves
Administrateur, président du comité des réserves

(signé) « Myron Stadnyk »
Myron Stadnyk
Administratrice et membre du comité des réserves

FAIT le 8 février 2021

Annexe C

Mandat du comité d'audit

Le comité d'audit (le « **comité** ») est un comité du conseil d'administration (le « **conseil** ») de PrairieSky Royalty Ltd. (la « **société** »). Ses fonctions et responsabilités principales sont les suivantes : examiner les risques financiers principaux que la direction a repérés et surveiller le processus de gestion de ces risques; s'assurer de l'intégrité des processus de comptabilité et de présentation de l'information financière, des états financiers et du système de contrôles internes de la société sur la comptabilité et la présentation de l'information financière et la conformité aux principes comptables et surveiller le fonctionnement de ces processus et systèmes; superviser les audits des états financiers de la société; vérifier les compétences des auditeurs externes de la société, s'assurer qu'ils demeureront indépendants et surveiller l'exécution de leur travail; offrir une voie de communication entre les auditeurs externes, la direction et le conseil et faire des comptes rendus régulièrement au conseil.

Composition du comité

Le comité est composé d'au moins trois administrateurs, selon la décision du conseil, qui doivent tous être des administrateurs indépendants au sens donné à ce terme dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (tel qu'il est mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et en sa version modifiée, le cas échéant) (le « **règlement 52-110** »).

Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières, au sens donné à ce terme dans le règlement 52-110, et au moins l'un d'entre eux doit avoir des compétences en matière de comptabilité ou de gestion financière connexes, le conseil interprétant ce critère selon la règle du jugement d'affaires.

À l'exception des fonctions qu'ils doivent exercer à titre de membres du comité, du conseil ou d'un autre comité du conseil, selon le cas, les membres du comité ne peuvent accepter, directement ou indirectement, des honoraires de consultation ou toute autre rémunération de la société ou d'une filiale de celle-ci ni être un « membre du même groupe » (au sens donné à ce terme dans le règlement 52-110) que la société ou une filiale de la société. Pour plus de précision, les jetons de présence des administrateurs et les montants fixes de rémunération versés dans le cadre d'un régime de retraite (y compris la rémunération différée) en contrepartie de services fournis antérieurement au sein de la société qui ne sont pas assujettis à la confirmation des services en question devraient constituer la seule rémunération qu'un membre du comité reçoit de la société.

Le comité ne peut comprendre que des administrateurs dûment élus de la société. À la demande du comité, certains hauts dirigeants de la société et d'autres personnes peuvent assister aux réunions du comité de façon ponctuelle ou régulière, au besoin.

Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés ou maintenus en poste, selon le cas, à une réunion du conseil; toutefois, un membre peut être destitué ou remplacé à tout moment par le conseil et cesse d'être membre du comité lorsqu'il cesse d'être membre du conseil. Une vacance qui survient au comité peut être comblée par le conseil.

Président du comité

Le conseil nomme le président du comité (le « **président du comité** »). Si le président du comité n'est pas en mesure d'assister à une réunion du comité, il devra demander à un autre membre de présider la réunion, à défaut de quoi la réunion sera présidée par le membre du comité, présent à la réunion, qui aura été choisi par la majorité des membres qui assistent à cette réunion. Les questions relatives au président doivent être lues conjointement avec la rubrique « Président de comité » des *Lignes directrices générales relatives au président du conseil d'administration et au président de comité*.

Réunions du comité

Le comité se réunit au moins une fois par trimestre. Le président du comité peut convoquer des réunions supplémentaires au besoin. En outre, le président du conseil, le président et chef de la direction, l'un ou l'autre des membres du comité ou les auditeurs externes peuvent convoquer une réunion.

Les membres du comité peuvent assister aux réunions en personne, par voie électronique, par téléphone ou par d'autres moyens de communication qui permettent à toutes les personnes participant à la réunion de s'entendre ou par une combinaison de ces moyens.

À toutes les réunions du comité, chaque question est tranchée à la majorité des voix exprimées sur celle-ci. En cas d'égalité des voix, l'administrateur qui préside la réunion n'a pas de voix prépondérante.

Avis de convocation

L'avis de convocation à chaque réunion du comité, indiquant le lieu et le moment de la réunion, peut être donné verbalement, par écrit, par télécopieur ou par un moyen électronique à chaque membre du comité au moins 48 heures avant le moment fixé pour la réunion. L'avis de convocation de chaque réunion peut également être donné aux auditeurs externes de la société.

Les membres du comité et les auditeurs externes peuvent, de quelque façon que ce soit, renoncer à recevoir l'avis de convocation à une réunion du comité. La présence d'un membre à une réunion constitue une renonciation à recevoir l'avis de convocation à la réunion, sauf si le membre y assiste dans l'intention expresse de s'opposer à la tenue des délibérations au motif que la réunion n'a pas été convoquée conformément à la loi.

Quorum

La majorité des membres du comité, qu'ils participent à la réunion en personne, par voie électronique, par téléphone ou par un autre moyen de communication ou par une combinaison de ces moyens, constitue le quorum. En outre, si la présence d'un membre d'office sans droit de vote est requise pour constituer le quorum du comité, le membre en question sera autorisé à voter à la réunion.

Présence aux réunions

Le comité a le droit de décider qui peut, et qui ne peut pas, assister à quelque partie que ce soit de ses réunions. Le comité peut inviter expressément d'autres personnes-ressources à assister à une réunion.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du comité peuvent assister aux réunions du comité, de façon ponctuelle, à condition d'avoir obtenu au préalable l'approbation du président du comité ou de la majorité des membres du comité.

Le comité se réunit à huis clos avec les auditeurs externes au moins une fois par trimestre (dans le cadre de l'établissement des états financiers annuels et trimestriels) et à tous les autres moments que les auditeurs externes et le comité jugent pertinents.

On s'attend à ce que la vice-présidente, Finances et chef des finances ou toute autre personne occupant un poste similaire dans les domaines de la comptabilité, de la gestion des risques, de la conformité ou de l'audit puisse assister aux réunions du comité ou à certaines parties de celles-ci, à moins que le président du comité ne l'en ait exemptée.

Procès-verbaux

Le comité doit nommer un secrétaire, qui n'est pas obligatoirement membre du comité, chargé de tenir le procès-verbal de chacune des réunions du comité. Le procès-verbal est envoyé à tous les membres du comité et aux auditeurs externes. Le conseil dans son ensemble doit être informé des activités du comité au moyen

d'un compte rendu faisant suite à chaque réunion du comité, sauf si tous les membres du conseil qui ne sont pas également membres du comité assistent à la réunion en question.

RESPONSABILITÉS PARTICULIÈRES

Méthodes d'examen

Examiner le mandat du comité et le mettre à jour une fois par année, ou plus souvent, si le comité le juge approprié. Fournir une description sommaire de la composition et des responsabilités du comité qui figurera dans la notice annuelle ou d'autres documents d'information publiés de la société.

États financiers annuels

1. Examiner et aborder avec la direction et les auditeurs externes les états financiers annuels audités de la société et les documents connexes avant leur dépôt ou leur publication. Un tel examen comprend ce qui suit :
 - a) les états financiers annuels audités, notamment les méthodes comptables, les estimations et jugements importants de la direction et toute question d'importance quant au caractère adéquat des contrôles internes et des contrôles et méthodes en matière de présentation de l'information de la société;
 - b) le rapport de gestion;
 - c) un examen des travaux d'audit effectués par les auditeurs externes quant aux états financiers et à leur rapport y afférent;
 - d) un examen de tous les changements importants requis dans le plan d'audit des auditeurs externes;
 - e) un examen des difficultés qui se sont présentées ou des différends majeurs qui sont survenus avec la direction dans le cadre de l'audit, notamment toute restriction visant la portée du mandat des auditeurs externes ou leur accès aux renseignements requis;
 - f) un examen de toutes les autres questions liées au déroulement de l'audit qui doivent être communiquées au comité conformément aux normes d'audit généralement reconnues.
2. Après avoir effectué les tâches indiquées ci-dessus et vérifié l'uniformité des renseignements présentés, recommander les documents suivants à l'approbation du conseil :
 - a) les états financiers audités de fin d'exercice;
 - b) le rapport de gestion.

États financiers trimestriels

3. Examiner les documents suivants de la société avec la direction et les auditeurs externes et les approuver (et, par le fait même, en autoriser le dépôt et la distribution) ou en recommander formellement l'approbation au conseil :
 - a) les états financiers trimestriels non audités et les documents connexes, y compris le rapport de gestion;
 - b) tout changement important dans les conventions comptables de la société.

Autres documents financiers déposés et documents publics

4. Examiner les prospectus, les notices annuelles, les déclarations d'acquisition d'entreprises et les autres documents d'information publiés qui renferment des renseignements financiers audités ou non audités avant leur publication et leur approbation par le conseil.
5. Examiner et aborder avec la direction l'information financière, y compris les communiqués sur les résultats annuels et intermédiaires, l'utilisation de renseignements financiers pro forma ou non conformes aux PCGR et les indications, qui figurent dans des documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières ou les communiqués y ayant trait (ou ceux qui sont fournis aux analystes ou aux agences de notation). Vérifier si l'information en question est conforme à celle figurant dans les états financiers de la société. Cet examen et ces discussions devraient avoir lieu avant que l'information soit communiquée au public et peuvent être faits en termes généraux (en discutant des types d'information à communiquer et des types de présentation à faire). S'assurer qu'un processus adéquat est en place aux fins de l'examen de tous les autres renseignements financiers présentés par PrairieSky et vérifier de façon périodique si ce processus est toujours adéquat.

Contrôles internes

6. Veiller à que la direction lui fournisse un rapport annuel sur les contrôles qui se rapportent au processus de présentation de l'information financière et aux contrôles connexes de la société.
7. Examiner avec le président et chef de la direction, la vice-présidente, Finances et chef des finances et les auditeurs externes (i) toute lacune grave dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes et du processus de présentation de l'information financière de la société qui pourrait empêcher la société de consigner, de traiter, de condenser et de présenter l'information financière qu'elle doit communiquer dans les documents qu'elle dépose ou présente en vertu des lois et des règlements fédéraux et provinciaux canadiens applicables dans les délais prescrits et (ii) toute fraude, grave ou non, impliquant la direction de la société ou d'autres employés jouant un rôle important dans les contrôles internes et le processus de présentation de l'information financière de la société.
8. Examiner et aborder les risques financiers importants auxquels la société est exposée ou le degré d'exposition à de tels risques et évaluer les mesures prises par la direction pour surveiller, contrôler, signaler et atténuer ces risques.
9. Examiner les processus mis en place par la direction pour prévenir et détecter les fraudes.
10. Examiner les conclusions importantes tirées par les auditeurs externes ainsi que le suivi effectué par la direction, le cas échéant.
11. Examiner les plans d'audit des auditeurs externes et vérifier s'ils ont l'étendue nécessaire pour permettre à ceux-ci de détecter les lacunes dans les contrôles internes, les fraudes ou d'autres actes illégaux. Examiner et aborder avec la direction toute recommandation importante faite par les auditeurs pour resserrer les contrôles internes.

Autres examens

12. Examiner les politiques et les méthodes relatives aux comptes de frais et aux avantages indirects des dirigeants et des administrateurs, y compris l'utilisation qu'ils font des biens de la société.
13. Examiner toutes les opérations entre parties liées conclues entre la société et ses dirigeants ou des administrateurs, y compris les liens des dirigeants ou des administrateurs qu'il juge approprié d'examiner.

14. Examiner les questions d'ordre juridique et réglementaire, notamment la correspondance avec les organismes de réglementation et gouvernementaux et les dépôts auprès de ceux-ci, qui pourraient avoir une incidence notable sur les états financiers intermédiaires ou annuel, les politiques de conformité de l'entreprise connexes ainsi que les programmes et rapports reçus de ces organismes, y compris, notamment, les documents déposés en vertu de la *Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif*.
15. Examiner les politiques et les pratiques en matière de gestion des risques, y compris les activités de négociation et de couverture et l'assurance.
16. Examiner les politiques et les pratiques en matière de gestion du risque de cybersécurité, notamment : a) évaluer les meilleures pratiques d'évaluation des associations du secteur et des organismes de sécurité de l'information reconnus en ce qui a trait à l'entreprise et aux activités de la société; et b) examiner les essais de vulnérabilité et de sécurité de tiers et les évaluations effectuées par la société ou pour son compte.
17. De concert avec le comité de gouvernance, examiner le processus de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de l'audit, qui permet notamment aux employés de la société de signaler, à titre confidentiel et sous le couvert de l'anonymat, leurs préoccupations au sujet de questions de comptabilité, de contrôles comptables internes ou d'audit.
18. Examiner et évaluer le cadre de gestion des risques de la société et les processus connexes créés par la direction, y compris le programme officiel de gestion des risques de l'entreprise.
19. Rencontrer chaque membre de la direction périodiquement.

Auditeurs externes

20. En qualité de comité du conseil et sous réserve des droits des actionnaires et des lois applicables, assumer directement la responsabilité de la nomination, de la rémunération, du renouvellement du mandat et de la supervision du travail des auditeurs externes (y compris le règlement des différends entre la direction et les auditeurs externes en ce qui a trait à la présentation de l'information financière) aux fins de l'établissement ou de la remise d'un rapport d'audit ou de la prestation d'autres services d'audit, d'examen ou de certification pour le compte de la société. Les auditeurs externes relèvent directement du comité.
21. Rencontrer régulièrement les auditeurs externes (sans la direction) et faire en sorte qu'ils soient en mesure d'assister aux réunions du comité ou à certaines parties de celles-ci à la demande du président du comité ou de la majorité des membres du comité.
22. Obtenir et examiner un rapport des auditeurs externes au moins une fois par année sur ce qui suit :
 - a) les méthodes internes de contrôle de la qualité des auditeurs externes;
 - b) les questions importantes soulevées par le dernier contrôle de la qualité interne, ou contrôle de qualité effectué par des pairs, ou encore par une enquête d'un organisme gouvernemental ou professionnel, au cours des cinq dernières années, à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par les auditeurs externes, et les mesures prises pour régler ces questions;
 - c) examiner et aborder avec les auditeurs externes toutes les relations que ceux-ci et les membres de leur groupe ont avec la société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance des auditeurs externes.

23. Examiner et évaluer ce qui suit :
 - a) la qualité du travail des auditeurs externes et de l'associé responsable de la mission et faire une recommandation au conseil en ce qui a trait au renouvellement du mandat des auditeurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou à leur destitution et à la nomination ultérieure de nouveaux auditeurs externes;
 - b) les modalités de la mission des auditeurs externes ainsi que leur rémunération proposée;
 - c) les plans d'audit externe et les résultats;
 - d) toute autre question liée à la mission d'audit.
24. S'assurer de la rotation des associés faisant partie de l'équipe d'audit conformément aux lois applicables. Évaluer le bien-fondé de l'adoption d'une politique de rotation régulière du cabinet d'audit externe afin de s'assurer que les auditeurs externes demeurent indépendants.
25. Étudier et examiner avec les auditeurs externes et la direction ce qui suit :
 - a) les constatations importantes faites au cours de l'exercice et le suivi effectué par la direction;
 - b) les difficultés éprouvées pendant leurs audits, notamment les limites quant à l'étendue de leur mission ou l'accès aux renseignements requis, et le suivi effectué par la direction;
 - c) tout désaccord important entre les auditeurs externes et la direction;
 - d) tout changement requis dans l'étendue prévue de leur plan d'audit.

Approbation des services d'audit et des services autres que d'audit

26. Examiner et, s'il le juge opportun, approuver la prestation de tous les services autres que d'audit permis (y compris les honoraires y afférents et les modalités de ceux-ci) avant que les auditeurs externes commencent à fournir les services en question (sous réserve des exceptions pour les services autres que d'audit de valeur minime qui sont décrits dans le règlement 52-110 et des règles prévues par les lois et les règlements fédéraux et provinciaux canadiens applicables, lesquels services sont approuvés par le comité avant la fin de l'audit).
27. Examiner et, s'il le juge opportun et si cela est permis, approuver la prestation de tous les services d'audit (y compris les honoraires y afférents et les modalités de ceux-ci) avant que les auditeurs externes commencent à fournir les services en question.
28. Si les approbations préalables prévues aux paragraphes 26 et 27 ne sont pas obtenues, approuver, s'il le juge opportun et si cela est permis, la prestation de tous les services d'audit et autres que d'audit sans délai après que le comité ou un membre du comité à qui le pouvoir a été délégué prend connaissance de la prestation de ces services.
29. Déléguer, s'il le juge nécessaire ou souhaitable, à des sous-comités composés d'un ou de plusieurs membres du comité, le pouvoir d'accorder les approbations préalables et les approbations décrites aux paragraphes 26 à 28. La décision d'un tel sous-comité d'accorder une approbation préalable doit être présentée au comité dans son ensemble à sa prochaine réunion régulière.

30. Établir, au besoin, des politiques et des méthodes aux fins de l'octroi des approbations préalables décrites aux paragraphes 26 et 27, pour autant que ces politiques et méthodes soient détaillées quant au service en question, que le comité soit informé de chaque service et que ces politiques et méthodes ne comprennent pas la délégation des responsabilités du comité en vertu des lois et des règlements fédéraux et provinciaux canadiens applicables à la direction.

Autres questions

31. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la réaffectation ou la destitution de la vice-présidente, Finances et chef des finances.
32. Faire un compte rendu des mesures qu'il prend au conseil et lui présenter les recommandations qu'il juge appropriées.
33. Effectuer ou autoriser un examen ou une enquête sur toutes les questions qui relèvent de son mandat. Le comité a un accès illimité au personnel, aux renseignements et aux ressources nécessaires pour s'acquitter de ses responsabilités. Il a le pouvoir de retenir les services, d'obtenir des avis ou de recevoir l'aide de conseillers juridiques indépendants, de comptables ou d'autres personnes dans le cadre des enquêtes qu'il juge nécessaires et dans l'exécution de ses fonctions, ainsi que de fixer et de verser leur rémunération.
34. Examiner et réévaluer chaque année le caractère adéquat du présent mandat et recommander au conseil les modifications qui s'imposent.
35. S'acquitter des autres fonctions requises par la loi, les statuts ou les règlements administratifs de la société ou le conseil.
36. S'occuper de toute autre question qui lui est confiée par le conseil.

Les fonctions et responsabilités d'un membre du comité s'ajoutent à celles qui sont énoncées pour un membre du conseil.