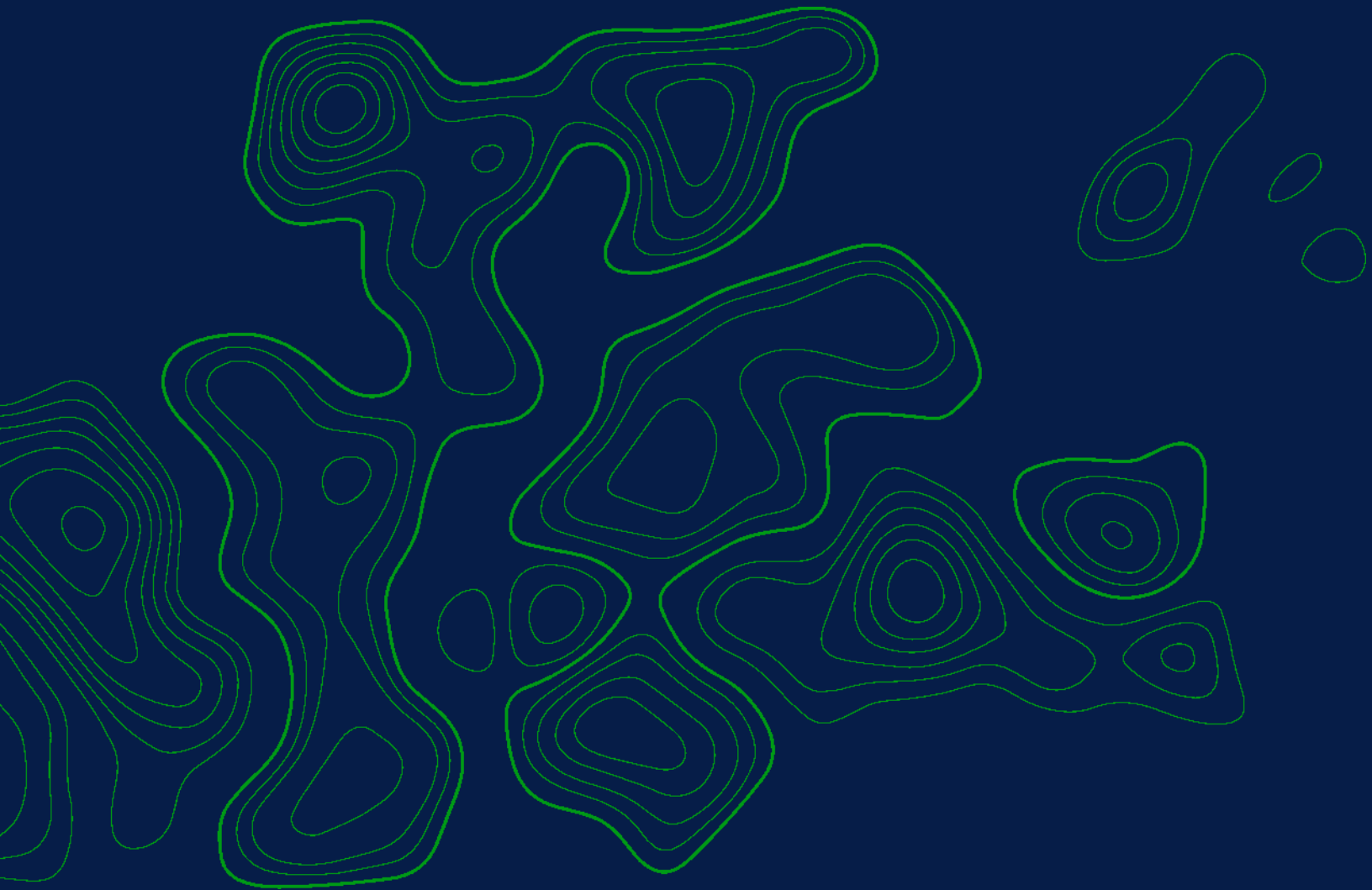


FREEHOLD

ROYALTIES



Notice annuelle
TSX FRU | 12 mars 2025

NOTRE ÉNERGIE est essentielle

Table des matières

Mises en garde.....	2
Glossaire.....	6
Structure de l'entreprise.....	11
Évolution générale des activités.....	13
Activités de la Société.....	15
Données relatives aux réserves.....	17
Description des terrains.....	34
Autre information concernant le pétrole et le gaz	40
Emprunts.....	47
Conjoncture du secteur	47
Facteurs de risque.....	60
Description de la structure du capital.....	89
Marché pour la négociation des titres.....	90
Ventes ou placements antérieurs	91
Titres entiers.....	91
Dividendes	92
Administrateurs et dirigeants.....	94
Comité d'audit, des finances et des risques	100
Le gestionnaire.....	102
Conflits d'intérêts.....	105
Poursuites et application de la loi	106
Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes	107
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	108
Contrats importants	108
Intérêts des experts.....	108
Renseignements financiers et aux autres renseignements supplémentaires.....	109
Annexe A : Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur de réserves qualifié indépendant (Annexe 51-101A2)	
Annexe B : Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz (Annexe 51-101A3)	
Annexe C : Mandat du comité d'audit, des finances et des risques	

Mises en garde

Mise en garde relative aux énoncés prospectifs

La présente notice annuelle (la « **notice annuelle** ») et les documents qui y sont intégrés par renvoi renferment de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement, les « **énoncés prospectifs** »). Ces énoncés, qui portent sur des événements futurs ou notre rendement futur, sont fournis pour permettre aux lecteurs de mieux comprendre nos activités et nos perspectives et ils pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Tous les énoncés qui ne portent pas sur des faits historiques peuvent constituer des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs peuvent souvent être repérés par l'utilisation de termes tels que « tenter », « anticiper », « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « prédire », « éventuel », « cibler », « avoir l'intention de » ou « croire » ou par la conjugaison des verbes au conditionnel ou au futur et par l'emploi d'autres expressions semblables (y compris leur forme négative). Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent sensiblement des prévisions. Nous sommes d'avis que les attentes illustrées par les énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces attentes s'avéreront exactes. On ne devrait pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Ces énoncés sont valables uniquement en date de la présente notice annuelle. Nous ne sommes pas tenus de réviser ou de mettre à jour ces énoncés, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

Plus précisément, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs qui se rapportent à ce qui suit :

- les attentes de Freehold selon lesquelles les activités de forage sur les terrains producteurs de redevances continueront de fournir de nouvelles sources de revenus de redevances sur le pétrole et le gaz naturel dans les prochaines années, les puits et la production compensant partiellement les déclin;
- les attentes selon lesquelles certaines activités seront entreprises par les exploitants dans des zones dans lesquelles nous avons un droit de redevance ou une participation de concessionnaire;
- le moment prévu du développement des réserves non développées;
- les attentes selon lesquelles Freehold continuera de bénéficier de la présence d'exploitants actifs et dotés d'une bonne capitalisation en quête d'occasions assurant des rentrées nettes élevées dans l'est de la Saskatchewan;
- l'attente selon laquelle toutes les réserves prouvées non développées indiquées dans le rapport de Ryder Scott seront développées dans un horizon de deux ans, et que toutes les réserves probables non développées indiquées dans le rapport de Ryder Scott feront l'objet de forages entre 2025 et 2033, soit 17 % d'entre elles en 2025 et 2026 et la proportion restante entre 2027 et 2035;
- l'attente selon laquelle environ le tiers des réserves probables non développées indiquées dans le rapport de Trimble feront l'objet de forages au cours des deux prochaines années, et que les deux tiers restants feront l'objet de forages au cours des dix prochaines années;
- la valeur future estimative des réserves de pétrole et de gaz naturel de Freehold;
- les attentes selon lesquelles Freehold ne prévoit pas engager de dépenses liées aux frais de développement pour les réserves associées à ses terrains avec participation de concessionnaire;
- l'attente selon laquelle Freehold n'aura pas de frais de développement futurs liés au développement de ses réserves;
- les coûts d'exploitation estimatifs;
- les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état des terrains avec participation de concessionnaire;
- les prévisions relatives aux prix sur le marché, aux coûts, aux taux de change et aux taux d'inflation;
- les attentes selon lesquelles l'opération de 2024 relative aux redevances aux États-Unis, que la Société a réalisée en décembre 2024, fera augmenter la production pondérée de pétrole de 1 500 à 1 600 bep/j en 2025;
- les attentes relatives à l'impôt sur le revenu payable au Canada et aux États-Unis en 2025;

- les attentes de Freehold en ce qui a trait à la défense de sa position fiscale auprès de l'ARC et aux résultats prévus;
- les attentes relatives au moment de la tenue de l'assemblée annuelle des actionnaires de Freehold et aux documents qui s'y rapportent;
- les attentes selon lesquelles les terrains acquis seront exploités par des tiers compétents;
- la superficie prévue des terrains non prouvés pour lesquels Freehold s'attend à ce que ses droits expirent au cours de la prochaine année;
- les attentes concernant l'évolution des règlements en matière de changements climatiques, des règlements en matière de réduction et de plafonnement des émissions, des règlements en matière de gestion de la responsabilité et des règlements en matière de consultation des peuples autochtones, ainsi que les effets de ces règlements à venir sur Freehold et le secteur en général.

Les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque décrits ci-dessous et ailleurs dans la présente notice annuelle :

- la volatilité des prix du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel;
- les effets des droits de douane sur les exportations canadiennes aux États-Unis imposés par la nouvelle administration américaine, des mesures de représailles prises par les gouvernements fédéral et provinciaux et des mesures supplémentaires prises par les États-Unis, le Canada ou d'autres pays relativement aux droits de douane ou à d'autres restrictions ou interdictions touchant l'importation ou l'exportation de produits, dont le pétrole et le gaz naturel, entre deux pays;
- les effets des conflits en cours au Moyen-Orient, de la guerre entre la Russie et l'Ukraine et des sanctions qui en découlent, ainsi que des réductions imposées par l'OPEC+ sur l'économie mondiale et les prix des marchandises;
- l'instabilité géopolitique;
- l'instabilité politique, y compris le récent changement d'administration aux États-Unis et les changements potentiels au sein du gouvernement fédéral au Canada;
- les effets de l'inflation et des pénuries au sein de la chaîne d'approvisionnement sur les activités de nos partenaires du secteur et des redevanciers, ainsi que sur la demande et les prix des marchandises;
- les pressions inflationnistes;
- notre capacité à continuer de payer des dividendes;
- le montant des dépenses en immobilisations futures;
- les taux de production futurs;
- les taux de change futurs;
- les taux d'imposition futurs;
- la législation future;
- les coûts liés au développement et à la croissance de nos actifs;
- notre capacité et celle de nos partenaires du secteur et de nos redevanciers à obtenir en temps opportun l'équipement requis pour mener à bien les activités de développement;
- notre capacité à commercialiser efficacement nos produits auprès de nos clients actuels et futurs;
- nos attentes relatives à la consommation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel;
- nos attentes concernant les niveaux de forage du secteur sur nos terrains producteurs de redevances;
- les effets de la concurrence;
- le niveau de certitude de nos homologues de qualité quant au développement visant le portefeuille de redevances de Freehold;
- notre capacité à obtenir du financement selon des modalités acceptables;
- notre capacité à augmenter la production et les réserves grâce à des activités de développement et d'acquisition;

- les contraintes liées à la capacité de transport par pipeline;
- notre capacité à obtenir le consentement de tiers en temps opportun, lorsque ce consentement est raisonnablement requis;
- les fluctuations du taux de change;
- l'interprétation que Freehold et ses conseillers juridiques font des lois fiscales, des règlements, des redevances ou des programmes de mesures incitatives par rapport à l'interprétation et à l'application de ceux-ci par les autorités gouvernementales;
- les modifications apportées aux lois fiscales ou les modifications apportées aux lois fiscales, aux règlements, aux redevances et aux programmes de mesures incitatives qui touchent le secteur du pétrole et du gaz;
- la dépendance envers les redevanciers pour ce qui est du forage et de la production sur nos terrains, et leur capacité à s'acquitter de leurs obligations;
- l'incertitude ou le manque de précision entourant les estimations des réserves de pétrole et de gaz;
- la volatilité du marché boursier et notre capacité à obtenir des capitaux en quantité suffisante auprès de sources internes et externes;
- un repli important ou prolongé de la conjoncture économique ou de l'activité au sein du secteur;
- des évaluations inexactes de la valeur des acquisitions;
- la concurrence, notamment quant à l'obtention de capitaux, à l'acquisition de réserves, aux terrains non développés et au recrutement de personnel compétent;
- des problèmes d'ordre géologique ou technique ou sur le plan du forage et du traitement;
- les poursuites imprévues;
- les risques d'ordre environnemental et les passifs inhérents aux activités pétrolières et gazières;
- l'influence des développements d'ordre macroéconomique;
- les occasions d'affaires qui se présentent à Freehold ou que Freehold poursuit; l'accès réduit aux capitaux d'emprunt et aux capitaux propres;
- les litiges relatifs aux titres, aux permis ou aux licences concernant les participations dans des terrains dans lesquels Freehold détient un droit de redevance;
- les augmentations excessives des coûts ainsi que les difficultés liées au développement, aux permis, à l'infrastructure, à l'exploitation ou aux aspects techniques visant des terrains dans lesquels Freehold détient un droit de redevance;
- la teneur réelle en hydrocarbures des réserves et des ressources, qui pourrait différer de celle indiquée dans les rapports d'évaluation;
- le taux et le moment des écarts de production par rapport aux estimations des ressources et aux autres rapports d'évaluation;
- le risque (i) que les négociations entre les gouvernements américain et canadien achoppent et que l'un de ces gouvernements ou les deux appliquent des droits de douane, augmentent le taux ou la portée des droits de douane ou imposent de nouveaux droits de douane sur l'importation de marchandises, y compris sur le pétrole et le gaz naturel, (ii) que les États-Unis ou le Canada imposent toute autre forme de taxe, de restriction ou d'interdiction visant l'importation ou l'exportation de produits, y compris le pétrole et le gaz naturel, et (iii) que tout droit de douane imposé par les États-Unis à d'autres pays et les réactions à cette mesure aient une incidence défavorable importante sur les économies canadienne, américaine et mondiale et, par extension, sur le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel et sur la Société;
- les autres facteurs dont il est question à la rubrique « Facteurs de risque ».

Les énoncés prospectifs sont fondés sur des facteurs et des hypothèses qui pourraient se révéler inexacts. Nous croyons que les hypothèses qui sous-tendent de tels énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels reposent les énoncés prospectifs se concrétiseront. En plus des autres facteurs et hypothèses qui figurent dans la présente notice annuelle, des hypothèses ont été formulées notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- l'exactitude des hypothèses et des renseignements utilisés dans les évaluations internes de Freehold concernant ses terrains producteurs de redevances et la prospectivité de ceux-ci;
- l'exactitude des attentes communiquées publiquement concernant le développement de terrains sous-jacents qui ne sont pas encore au stade de la production;
- les répercussions de l'intensification de la concurrence;
- les répercussions de comportements anticoncurrentiels de la part de tiers;
- la stabilité générale du contexte politique et économique là où nous avons une participation dans des terrains pétrolifères et gazéifères;
- l'obtention en temps opportun des approbations réglementaires requises;
- nos politiques en matière d'acquisition et de versement de dividendes
- la capacité du gestionnaire à recruter du personnel qualifié et à se procurer de l'équipement et des services de manière rapide et économique;
- les résultats des travaux de forage;
- les taux de redevances;
- la capacité des exploitants des projets dans lesquels Freehold a une participation de mener leurs activités sur le terrain de façon sécuritaire, efficace et rentable;
- le développement ininterrompu des terrains pour lesquels nous détenons un droit de redevance;
- la probabilité selon laquelle des tiers, comme les redevanciers, les exploitants des terrains dans lesquels nous avons une participation de concessionnaire et d'autres cocontractants, s'acquitteront comme il se doit de leurs obligations;
- notre capacité à obtenir du financement selon des modalités acceptables;
- les taux de production et les taux de déclin;
- la capacité de remplacer et d'accroître les réserves de pétrole et de gaz naturel par des activités d'acquisition, de développement et d'exploration;
- le rendement et les caractéristiques des terrains pétrolifères et gazéifères dans lesquels nous avons une participation;
- le moment et les coûts de la construction et de l'expansion des pipelines, des installations de stockage et des installations, ainsi que la capacité de l'exploitant des terrains dans lesquels nous détenons une participation à assurer un transport adéquat des produits;
- nos attentes relatives à la consommation de pétrole brut et de gaz naturel;
- le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations;
- les coûts d'exploitation futurs;
- les prix futurs du pétrole et du gaz naturel;
- les taux de change et les taux d'intérêt;
- l'interprétation et l'application des lois fiscales;
- les taux d'imposition futurs;
- le cadre réglementaire qui régit les redevances, les taxes et impôts et les questions d'ordre environnemental dans les territoires où nous avons une participation dans des terrains pétrolifères et gazéifères;
- la capacité de l'exploitant des terrains dans lesquels nous avons une participation de commercialiser ses produits du pétrole et du gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Données relatives aux réserves – Facteurs ou incertitudes significatifs ».

Les énoncés relatifs aux réserves sont réputés constituer des énoncés prospectifs, car ils reposent sur une évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et certaines hypothèses, selon laquelle les réserves décrites pourront faire l'objet d'une production rentable dans l'avenir. Le lecteur doit savoir que la liste de facteurs de risque qui figure ci-dessus n'est pas exhaustive. Les énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle sont expressément visés par la présente mise en garde.

Conversion du gaz naturel en barils équivalent pétrole

Afin de fournir une seule unité de production aux fins d'analyse, la production de gaz naturel et les volumes de réserves sont convertis selon une formule mathématique en barils équivalents pétrole (« bep »). Nous utilisons le ratio de conversion normalisé 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 de bep de 6 pour 1 est fondé sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur. Il ne représente pas une valeur équivalente à la tête de puits et n'est pas fondé sur la teneur énergétique ou les cours en vigueur. Le ratio de bep est utile comme mesure de comparaison et pour observer les tendances, mais il ne reflète pas adéquatement la valeur individuelle d'un produit et peut se révéler trompeur, surtout s'il est utilisé de façon isolée. De plus, comme le ratio de la valeur fondée sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du ratio d'équivalence énergétique de 6 pour 1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6 pour 1 pourrait être trompeuse en ce qui a trait à la valeur.

Présentation de l'information sur les réserves de pétrole et de gaz naturel et sur la production

Les renseignements sur les réserves de pétrole et de gaz naturel qui figurent dans la présente notice annuelle ont été établis et présentés conformément au Règlement 51-101. Les quantités réelles de pétrole et de gaz naturel et la production future pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations fournies dans la présente notice annuelle. Les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs tirés de la production issue des réserves de pétrole et de gaz naturel communiqués ne représentent pas la juste valeur marchande de nos réserves.

Glossaire

Dans la présente notice annuelle, sauf indication contraire, les termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-après.

« **1872348** » désigne 1872348 Alberta Ltd., société constituée sous le régime de la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*, filiale en propriété exclusive de Freehold et fiduciaire de FHT;

« **actionnaires** » désigne les porteurs d'actions ordinaires au moment en cause;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires de Freehold;

« **actions privilégiées** » désigne les actions privilégiées de Freehold;

« **ARC** » désigne l'Agence du revenu du Canada;

« **avis de cotisation** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Poursuites et application de la loi »;

« **brut** » désigne ce qui suit :

- en ce qui concerne la production et les réserves, notre part de la participation de concessionnaire (exploitée et non exploitée) avant la déduction des redevances, compte non tenu de nos droits de redevance;
- en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels nous détenons une participation;
- en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels nous détenons une participation;

« **Caisses fiduciaires de retraite du CN** » désigne les caisses de retraite des employés de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada;

« **Canpar** » désigne Canpar Holdings Ltd., filiale en propriété exclusive des Caisses fiduciaires de retraite du CN;

« **conseil** » désigne le conseil d'administration de Freehold;

« **convention de gestion** » désigne la quatrième convention modifiée et mise à jour intervenue entre le gestionnaire, Rife, Freehold, FHT et la Société en nom collectif en date du 9 novembre 2015, aux termes de laquelle le gestionnaire fournit des services de gestion à Freehold, à FHT et à la Société en nom collectif;

« **convention de gouvernance** » désigne la convention de gouvernance intervenue le 31 décembre 2010 entre le gestionnaire et Freehold;

« **convention relative aux occasions d'acquisition** » désigne la version modifiée et mise à jour de la convention relative aux occasions d'acquisition intervenue le 1^{er} mars 2021 entre Rife, Freehold, le gestionnaire et Canpar, telle qu'elle a été modifiée et mise à jour le 11 mai 2022;

« **États-Unis** » ou « **É.-U.** » désigne les États-Unis d'Amérique;

« **expert financier en audit** » désigne une personne qui possède de l'expérience à titre : (i) de comptable agréé; (ii) de comptable professionnel agréé; (iii) de chef des finances actuel ou antérieur d'une société ouverte ou de contrôleur général possédant une expérience similaire; ou (iv) d'associé actuel ou antérieur d'un cabinet d'audit, ou encore (v) toute personne qui possède une expérience similaire significative pouvant être démontrée dans le domaine de l'audit;

« **FHT** » désigne Freehold Holdings Trust, fiducie commerciale constituée sous le régime des lois de l'Alberta;

« **frais d'exploration** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Prix et coûts prévisionnels »;

« **frais de développement** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Prix et coûts prévisionnels »;

« **frais de gestion** » désigne les frais payables au gestionnaire aux termes de la convention de gestion;

« **Freehold (USA)** » désigne Freehold Royalties (USA) Inc., société constituée sous le régime des lois de l'État du Delaware, aux États-Unis;

« **Freehold** », « **nous** », « **notre** », « **nos** » ou la « **Société** » désigne Freehold Royalties Ltd., société issue d'une fusion sous le régime de la Loi ABCA. À moins que le contexte n'indique un sens différent, toutes les mentions de « Freehold », « nous », « notre », « nos » ou la « Société » désignent Freehold Royalties Ltd., les sociétés qu'elle a remplacées, ses filiales et ses sociétés en nom collectif;

« **gestionnaire** » désigne Rife Resources Management Ltd., filiale en propriété exclusive de Rife;

« **LGN** » désigne les liquides de gaz naturel;

« **loi ABCA** » désigne la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, telle qu'elle peut être modifiée, y compris les règlements promulgués en vertu de celle-ci;

« **Loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et son règlement d'application;

« **manuel COGE** » désigne le manuel intitulé *Canadian oil and Gas Evaluation Handbook* rédigé conjointement par The Society of Petroleum Evaluation Engineers (section régionale de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), tel qu'il peut être modifié à l'occasion;

« **net** » désigne ce qui suit :

- en ce qui concerne la production et les réserves, notre part de la participation de concessionnaire (exploitée et non exploitée), déduction faite des redevances et majorée de nos droits de redevance;
- en ce qui concerne les puits, sauf indication contraire dans les présentes, le nombre de puits correspondant à la somme de nos participations de concessionnaire dans chacun de nos puits bruts;

- en ce qui concerne notre participation dans un terrain, la superficie totale dans laquelle nous détenons une participation, multipliée par notre participation de concessionnaire;

« **opération de 2024 relative aux redevances aux États-Unis** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Évolution générale des activités – Exercice clos le 31 décembre 2024 »;

« **puits d'exploration** » désigne un puits qui n'est pas un puits de développement, un puits de service ou un puits de forage stratigraphique;

« **puits de développement** » désigne un puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz naturel, ou à proximité des limites d'un réservoir, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif;

« **puits de forage stratigraphique** » désigne un puits ou un trou, à l'exception d'un trou de mine pour sismographe, foré en vue de recueillir des données sans qu'il ne soit destiné à produire du pétrole ou du gaz;

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

« **rapport de Ryder Scott** » désigne le rapport établi par Ryder Scott en date du 5 février 2025 qui évalue les réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de la Société aux États-Unis au 31 décembre 2024;

« **rapport de Trimble** » désigne le rapport établi par Trimble en date du 30 janvier 2025, qui évalue les réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de la Société au Canada au 31 décembre 2024;

« **RDB** » désigne une redevance dérogatoire brute;

« **régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles** » désigne la version modifiée du régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles à l'intention des administrateurs non membres de la direction de Freehold, dans le cadre duquel des unités d'actions différées et des unités d'actions incessibles dont les droits sont entièrement acquis sont attribuées annuellement et les dividendes aux actionnaires déclarés par Freehold avant le rachat sont réputés être réinvestis pour le compte des administrateurs sous forme d'unités théoriques à la date des dividendes;

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

« **Règlement 51-102** » désigne le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*;

« **réserves prouvées** » et « **réserves probables** » ont le sens qui est donné à ces termes à la rubrique « Données relatives aux réserves – Information sur les données relatives aux réserves »;

« **revenu de redevances** » désigne le revenu de la Société issu des redevances sur le pétrole, le gaz naturel, les LGN et la potasse;

« **Rife** » désigne Rife Resources Ltd., filiale en propriété exclusive des Caisses fiduciaires de retraite du CN;

« **Ryder Scott** » désigne RSC Group, Inc., évaluateurs de réserves qualifiés indépendants situés à Calgary, en Alberta;

« **SEDAR+** » désignait, avant le 25 juillet 2023, le Système électronique de données, d'analyse et de recherche et désigne, depuis le 25 juillet 2023, le Système électronique de données, d'analyse et de recherche+, chacun maintenu par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières;

« **Société en nom collectif** » désigne Freehold Royalties Partnership, société en nom collectif constituée sous le régime des lois de l'Alberta;

« **terrains producteurs de redevances** » désigne les terrains dont la Société tire un revenu de redevances;

« **Trimble** » désigne Trimble Engineering Associates Ltd., évaluateurs de réserves qualifiés indépendants situés à Calgary, en Alberta;

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

« **unités d'actions différées** » ou « **UAD** » désigne les unités d'actions différées de la Société aux termes du régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles;

« **unités d'actions incessibles** » ou « **UAI** » désigne les unités d'actions incessibles de la Société émises dans le cadre du régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles.

Abréviations

AECO	point de référence pour l'établissement du prix du gaz naturel dans une installation de stockage de gaz naturel près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan
API	American Petroleum Institute
°API	mesure de la densité des produits pétroliers liquides dérivée d'une gravité précise
b	un baril, soit 34,972 gallons impériaux ou 42 gallons américains
b/j	barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kb	millier de barils
kbep	millier de barils équivalent pétrole
Mb	million de barils
Mbep	million de barils équivalent pétrole
MBTU	million d'unités thermiques britanniques
kpi³	millier de pieds cubes
kpi³/j	millier de pieds cubes par jour
Mpi³	million de pieds cubes
Mpi³/j	million de pieds cubes par jour
LGN	liquides de gaz naturel
NYMEX	New York Mercantile Exchange, bourse de contrats à terme sur marchandises établie aux États-Unis
WTI	West Texas Intermediate

Facteurs de conversion

Le tableau suivant présente certains facteurs de conversion courants entre les unités du système impérial et les unités du système international (ou unités métriques).

Pour convertir des	En	Multiplier par
kpi ³	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,290
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,4047
hectares	acres	2,471

Sauf indication contraire, tous les montants en dollars mentionnés dans la présente notice annuelle sont libellés en dollars canadiens.

Structure de l'entreprise

Questions d'ordre général

Freehold est une société dans le secteur de l'énergie versant des dividendes dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta.

Le 1^{er} janvier 2011, Freehold a acquis, directement ou indirectement, la totalité des actifs et a pris en charge la totalité des passifs de Freehold Royalty Trust conformément à un plan d'arrangement.

Le 23 janvier 2015, Freehold a procédé à une restructuration dans le cadre de laquelle elle a d'abord fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, 1851328 Alberta Ltd., puis avec une autre filiale en propriété exclusive, Freehold Resources Ltd. Les statuts constitutifs et règlements administratifs de Freehold n'ont pas été modifiés à la suite de la fusion.

Freehold permet à ses actionnaires d'être partie prenante aux redevances, aux terrains avec participation de concessionnaire et à d'autres participations dans des actifs liés à l'énergie détenus par Freehold, FHT, la Société en nom collectif et Freehold (USA). Le siège social, établissement principal et bureau de la direction de Freehold est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8.

Rife Resources Management Ltd.

Le gestionnaire a été constitué en vertu de la loi de l'Ontario intitulée *Corporations Act* (telle qu'elle a été remplacée par la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario) le 5 mars 1968 sous le nom « 75-89 Gosford Limited » et a poursuivi ses activités en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 20 avril 1979. Le gestionnaire a changé de nom pour devenir « Rife Resources Management Ltd. » le 1^{er} octobre 1996. Conformément à la convention de gestion, Freehold, FHT et la Société en nom collectif ont retenu les services du gestionnaire afin qu'il détermine, évalue et soutienne l'acquisition, la disposition ainsi que la gestion et l'administration continues des redevances, des terrains avec participation de concessionnaire et des autres ressources pétrolières, gazières, potassiques et industrielles détenues par Freehold, FHT et la Société en nom collectif. Le siège social, établissement principal et bureau de la direction du gestionnaire est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8.

Conformément à une convention entre Rife et le gestionnaire, Rife fournit au gestionnaire, qui est une filiale en propriété exclusive de Rife, sur une base contractuelle, tout le personnel, l'équipement et les installations nécessaires à la prestation des services de gestion et d'exploitation à Freehold, à FHT et à la Société en nom collectif selon une formule de recouvrement des coûts. Freehold bénéficie du fait que Rife est en activité depuis plus de 35 ans et que bon nombre de ses employés possèdent une vaste expérience dans la gestion des actifs sous-jacents aux redevances et aux participations de concessionnaire de Freehold. En outre, Rife gère deux entités privées qui sont également engagées dans des activités pétrolières et gazières ou dans d'autres activités analogues à celles de Freehold. Rife a ainsi réuni une équipe diversifiée et expérimentée pour gérer les actifs de Freehold. Ces avantages organisationnels et synergiques sont bénéfiques pour les actionnaires.

Aux termes de la convention relative aux occasions d'acquisition, Rife veille à ce que Freehold puisse examiner en priorité les occasions d'acquisition de droits de redevance sur des terrains pétrolières et gazéifères. La convention relative aux occasions d'acquisition établit également un cadre qui permet à chacune des entités liées à Freehold et à Rife de choisir de participer à des occasions d'acquisition de droits de redevance sur des terrains présentant d'autres minéraux (terrains qui ne sont pas pétrolières ni gazéifères), et à des flux de revenus non liés aux ressources, le pourcentage de participation de chaque entité étant tributaire du fait que l'occasion d'acquisition concerne un terrain existant de Rife, Canpar ou Freehold.

Aux termes de la convention de gestion, Freehold a la possibilité de choisir de payer les frais de gestion en espèces plutôt que d'émettre des actions ordinaires. Le montant en espèces correspondra à la valeur de ces actions ordinaires en fonction du cours du marché de ces actions ordinaires au moment du paiement. Les frais de gestion payables au gestionnaire étaient auparavant payés en actions ordinaires, mais en 2024, Freehold a choisi de régler les frais de gestion par des paiements en espèces. Se reporter à la rubrique « Le gestionnaire – Rémunération – Frais de gestion ».

Conformément à la convention de gouvernance, le gestionnaire a le droit de proposer la candidature de deux personnes au poste d'administrateur de Freehold, à condition que le gestionnaire et les sociétés membres de son groupe, y compris les Caisses fiduciaires de retraite du CN, détiennent 10 % ou plus des actions ordinaires émises et en circulation. Si le gestionnaire et les sociétés membres de son groupe détiennent moins de 10 % des actions ordinaires émises et en circulation, le gestionnaire aura le droit de proposer la candidature d'une personne au poste d'administrateur de Freehold. Si les personnes désignées par le gestionnaire ne sont pas élues ou si le gestionnaire cesse de détenir des actions ordinaires (auquel cas il n'aura pas le droit de proposer des candidatures à des postes d'administrateur de Freehold), mais continue d'agir à titre de gestionnaire de Freehold conformément à la convention de gestion, la convention de gouvernance confère au gestionnaire le droit d'avoir un observateur présent à toutes les réunions des administrateurs de Freehold. Les Caisses fiduciaires de retraite du CN détiennent, directement ou indirectement, environ 16,0 % des actions ordinaires en circulation et ont donc le droit de proposer la candidature de deux personnes comme administrateurs de Freehold.

Freehold Holdings Trust

FHT est une fiducie commerciale constituée en vertu des lois de l'Alberta. Toutes les parts de fiducie de FHT émises et en circulation sont détenues par Freehold, et 1872348 est le fiduciaire de FHT. Le siège social de FHT est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8.

1872348 Alberta Ltd.

1872348 est une société constituée en vertu des lois de l'Alberta. Toutes les actions émises et en circulation de 1872348 sont détenues par Freehold. Le siège social, établissement principal et bureau de la direction de 1872348 est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8. 1872348 agit à titre de fiduciaire de FHT.

Freehold Royalties Partnership

La Société en nom collectif est une société en nom collectif constituée sous le régime des lois de l'Alberta. Le 13 décembre 2010, la Société en nom collectif a changé son nom de « Petrovera Resources » à « Freehold Royalties Partnership ». Freehold et FHT sont les commandités de la Société en nom collectif. Freehold est le commandité gestionnaire de la Société en nom collectif. Le siège social de la Société en nom collectif est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8.

Freehold Royalties (USA) Inc.

Freehold (USA) est une société constituée en vertu des lois de l'État du Delaware, aux États-Unis. Toutes les actions émises et en circulation de Freehold (USA) sont détenues par Freehold. Le siège social et établissement principal de Freehold (USA) est situé au 517, 10th Avenue SW, bureau 1000, Calgary (Alberta) T2R 0A8. Le siège social de Freehold (USA) est situé au 251 Little Falls Drive, Wilmington, Delaware, États-Unis, 19808.

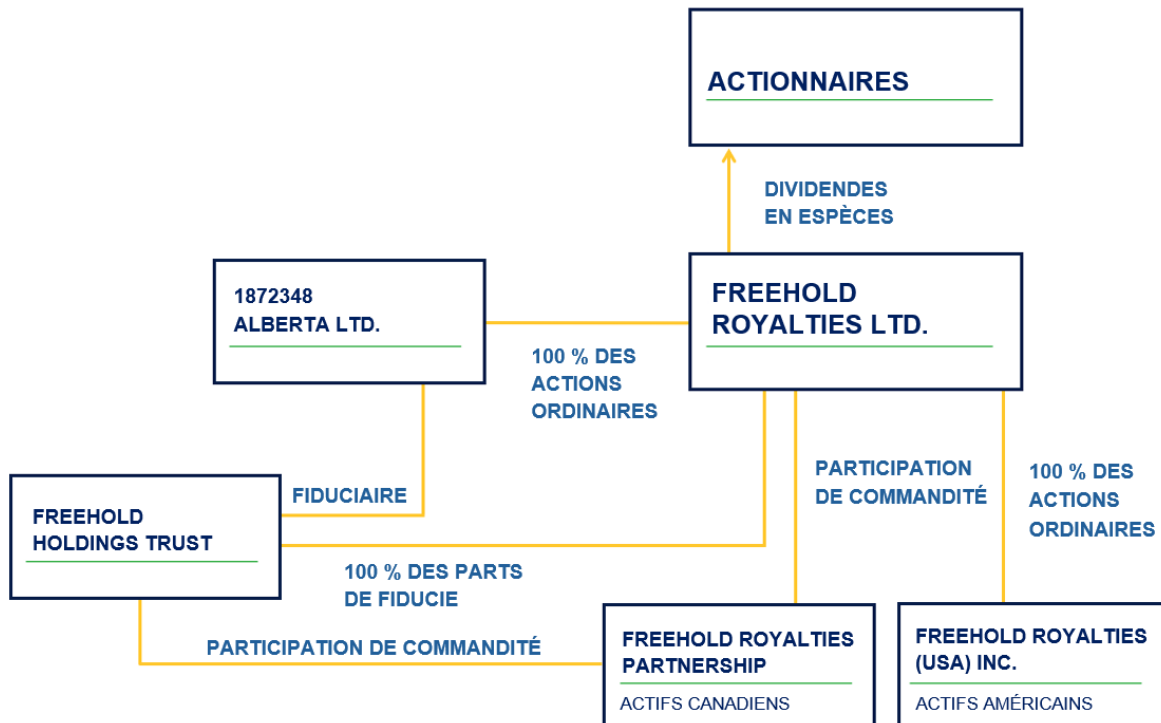
Structure de la Société

Le tableau suivant présente le nom, le pourcentage de titres avec droit de vote détenus par Freehold et le territoire de constitution ou de continuation de nos filiales et ses sociétés en nom collectif, directes ou indirectes, à la date des présentes.

	Pourcentage des titres avec droit de vote (détenus directement ou indirectement)	Forme juridique de l'entité	Territoire de constitution
Freehold Royalties Partnership	100 %	Société en nom collectif	Alberta
Freehold Holdings Trust	100 %	Fiducie commerciale	Alberta
1872348 Alberta Ltd.	100 %	Société par actions	Alberta
Freehold Royalties (USA) Inc.	100 %	Société par actions	Delaware

Structure organisationnelle de la Société

Le diagramme suivant présente la structure organisationnelle de Freehold.



Évolution générale des activités

Le texte qui suit résume l'évolution des activités de Freehold depuis le 1^{er} janvier 2022.

Exercice clos le 31 décembre 2022

Le 28 juin 2022, Freehold a réalisé une opération visant à acquérir des titres miniers et des droits de redevance dérogatoires situés au cœur du bassin de Midland, au Texas, sur une superficie d'environ 220 000 acres bruts de forage, pour un montant de 15,1 millions de dollars américains (19,4 millions de dollars), déduction faite des rajustements habituels à la clôture.

Le 4 août 2022, Freehold a acquis des titres miniers et des actifs producteurs de redevances américains situés dans le bassin de Midland, au Texas, sur une superficie de 51 000 acres bruts de forage, pour une contrepartie en espèces de 97,7 millions de dollars américains (125,7 millions de dollars), déduction faite des rajustements habituels à la clôture.

Le 19 août 2022, Freehold a acquis des titres miniers et des actifs producteurs de redevances américains situés dans le bassin d'Eagle Ford, au Texas, couvrant une superficie de 41 000 acres bruts de forage, pour une contrepartie en espèces de 25,4 millions de dollars américains (32,8 millions de dollars), déduction faite des rajustements habituels à la clôture.

Le 30 août 2022, Freehold a réalisé une opération de redevances prospective pour le pétrole de la formation Clearwater au Canada pour un montant atteignant 18,4 millions de dollars. Cette transaction comprend un engagement de forage et ajoute plus de 300 000 acres bruts à notre position foncière Clearwater (ouest de l'Alberta).

Exercice clos le 31 décembre 2023

Le 10 décembre 2023, Freehold a conclu des conventions définitives avec deux vendeurs privés en vue d'acquérir des titres miniers et des actifs producteurs de redevances de haute qualité dans le bassin permien, qui sont situés dans le bassin de Midland, au Texas, et dans le bassin de Delaware, au Nouveau-Mexique et au Texas, pour un montant d'environ 86 millions de dollars américains (116 millions de dollars), déduction faite des rajustements habituels à la clôture. Ces actifs comprenaient 123 000 acres bruts de forage concentrés dans le cœur du bassin permien (environ 76 % dans le bassin de Midland et 24 % dans le bassin de Delaware) et ont contribué à une production d'environ 585 bep/j en 2024. Freehold a conclu ces acquisitions le 4 janvier et le 16 janvier 2024.

Exercice clos le 31 décembre 2024

Le 31 décembre 2024, Freehold a réalisé une opération (l'« **opération de 2024 relative aux redevances aux États-Unis** ») dans le cadre de laquelle elle a acheté auprès d'un vendeur privé certains titres miniers et actifs producteurs de redevances dans le bassin de Midland, au Texas, pour un prix d'achat total d'environ 185 millions de dollars américains (261 millions de dollars), déduction faite des rajustements habituels à la clôture. À la même date, Freehold a réalisé un placement d'actions par voie de prise ferme dans le cadre duquel elle a émis environ 13,3 millions d'actions ordinaires de la Société au prix de 13,00 \$ chacune, pour un produit brut d'environ 172,5 millions de dollars. Le produit net tiré du placement par voie de prise ferme a été utilisé pour financer en partie le prix d'achat dans le cadre de l'opération de 2024 relative aux redevances aux États-Unis, et le reliquat du prix d'achat de cette acquisition a été financé par les facilités de crédit existantes de Freehold.

L'opération de 2024 relative aux redevances aux États-Unis a ajouté environ 244 000 acres bruts de forage au portefeuille de Freehold et devrait ajouter de 1 500 à 1 600 bep/j de production pondérée de pétrole en 2025.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, Freehold a réalisé des acquisitions de titres miniers et d'actifs producteurs de redevances sur des terrains à un stade de développement préliminaire dans le bassin permien qui totalisent environ 14 millions de dollars ainsi que des acquisitions de redevances dérogatoires brutes au Canada qui totalisent environ 14 millions de dollars.

Hormis ce qui est décrit ci-dessus, Freehold n'a réalisé aucune autre acquisition importante au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 qui serait considérée comme significative au sens du Règlement 51-102.

Activités de la Société

Le texte qui suit décrit les activités et les actifs de Freehold au 31 décembre 2024 (sauf indication contraire).

Aperçu

Freehold est une société albertaine qui verse des dividendes et dont les activités sont axées sur les actifs producteurs de redevances. Freehold gère l'un des plus importants portefeuilles non gouvernementaux de redevances pétrolières et gazières au Canada, avec un territoire en expansion aux États-Unis, ce qui lui confère une position unique en tant que société de redevances nord-américaine. La superficie totale des biens fonciers de Freehold s'élève à environ 6,1 millions d'acres bruts au Canada et Freehold détient environ 1,2 million d'acres bruts de forage aux États-Unis, dont plus de 99 % sont des terrains producteurs de redevances. Les terrains visés par un titre minier canadien de Freehold (y compris les terrains liés à des redevances réputées), qu'elle détient en propriété à perpétuité, couvrent environ 1,1 million d'acres, et Freehold détient également des redevances dérogatoires brutes et d'autres droits sur environ 5,1 millions d'acres. La superficie en acres détenue par Freehold aux États-Unis est composée à 78 % de terrains visés par un titre minier.

Freehold détient des droits de redevance sur plus de 21 000 puits producteurs et près de 500 unités réparties dans cinq provinces et huit États, et elle perçoit des revenus de redevances provenant d'environ 370 exploitants de l'industrie en Amérique du Nord. Les revenus de Freehold comprennent également des primes, des loyers, des revenus provenant de gisements de potasse et d'autres ressources industrielles qui diversifient son portefeuille de revenus de redevances. La superficie de terrains de Freehold en Amérique du Nord réduit son risque et, en tant que titulaire de redevances, Freehold tire profit des activités de forage réalisées par d'autres entreprises sans engager aucune dépense en immobilisations.

Les redevances offrent l'avantage de partager la production sans être exposé aux coûts d'investissement, aux coûts d'exploitation et aux coûts environnementaux, y compris les obligations de remise en état, associés à la production de pétrole, de gaz naturel, de potasse et d'autres ressources industrielles. En tant que titulaire de droits de redevance, Freehold ne paie aucun des coûts d'investissement liés au forage et à l'équipement des puits pour la production sur ses terrains ni les coûts d'exploitation des puits, de maintien de la production et, finalement, de remise en état des terrains. Tous ces coûts sont pris en charge par des tiers qui mènent des activités sur les terrains producteurs de redevances. Freehold perçoit des revenus de redevances provenant des revenus de production bruts (revenus avant déduction des charges liées aux redevances et des coûts d'exploitation). Les positions de Freehold en matière de redevances sont généralement considérées comme des « droits fonciers », ce qui présente un avantage, car ces redevances demeurent généralement en vigueur malgré l'insolvabilité de l'exploitant.

Politiques de gestion et stratégie d'acquisition

Le gestionnaire gère Freehold, FHT et la Société en nom collectif conformément à la convention de gestion. Le gestionnaire s'appuie sur la vaste expérience du personnel de Rife et applique des pratiques commerciales prudentes dans le secteur pétrolier et gazier afin d'accroître la valeur et les actifs de Freehold par l'acquisition de droits de redevance sur des terrains pétrolifères et gazifères et des terrains présentant d'autres minéraux.

Freehold peut, directement ou indirectement par l'intermédiaire de ses filiales et ses sociétés en nom collectif, acquérir des redevances supplémentaires liées à l'énergie et d'autres formes de droits dans le pétrole et le gaz naturel qui présentent essentiellement un faible risque. Les terrains acquis sont exploités par des tiers compétents.

La stratégie d'acquisition de Freehold cible des terrains uniques ou des groupes de terrains et privilégie les droits de redevance, afin d'assurer une croissance de la valeur à court et à long terme. Les principaux critères sont les suivants :

- des actifs de qualité;
- des rendements attractifs;
- un profil de risque acceptable;
- des actifs exploités par des sociétés ayant des pratiques et une gérance acceptables sur le plan des facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance;
- une longue durée de vie économique.

Ces critères servent de lignes directrices au gestionnaire lorsqu'il soumet des acquisitions à l'approbation du conseil. Le conseil peut modifier ces critères pour toute acquisition donnée en fonction des recommandations du gestionnaire et de la prise en compte des aspects qualitatifs des terrains en question.

L'acquisition de redevances supplémentaires par Freehold comprend les redevances contractuelles existantes et les redevances nouvellement créées. En ce qui concerne les nouvelles redevances, le prix d'achat payé par Freehold peut comprendre deux éléments : un montant payé à la clôture pour une redevance sur la production existante et un montant payé pour le forage futur d'un nombre prédéterminé de puits, qui peut être versé à la fin d'un événement opérationnel donné.

Outre l'acquisition de redevances sur des terrains pétrolifères et gazéifères classiques, Freehold a commencé ces dernières années à saisir des occasions d'acquisition de droits de redevance (ou de droits analogues) sur des ressources non pétrolières et non gazières et à rechercher d'autres sources de revenus énergétiques. Les critères d'acquisition utilisés pour les ressources non pétrolières et non gazières et les autres sources de revenus énergétiques sont sensiblement les mêmes que ceux utilisés pour évaluer les occasions d'acquisition de redevances sur des terrains pétrolifères et gazéifères classiques.

Surveillance en matière d'environnement et de durabilité

En tant que titulaire de redevances, Freehold n'exploite directement aucun de ses actifs producteurs de redevances. Les titulaires de redevances ne sont généralement pas responsables des coûts d'exploitation ou d'investissement ni des obligations en matière d'environnement ou de remise en état. Les projets pour lesquels nous recevons des revenus de redevances sont détenus en propriété et exploités par des sociétés pétrolières et gazières indépendantes. Nos redevanciers comprennent certaines des sociétés pétrolières et gazières les plus importantes et les plus reconnues du secteur du pétrole et du gaz au Canada et aux États-Unis. Ces sociétés sont tenues d'exercer leurs activités conformément au cadre réglementaire canadien et américain en matière d'environnement.

De plus, Freehold détient en propriété des participations de concessionnaire dans des terrains pétrolifères et gazéifères. Les actifs liés à des participations de concessionnaire représentaient moins de 1 % de notre production totale en 2024. Nous sommes responsables de notre part des obligations environnementales en cours et de la remise en état de nos terrains avec participation de concessionnaire après leur abandon. L'environnement, la santé et la sécurité relèvent de la responsabilité de Rife en tant que gestionnaire des actifs de Freehold. Rife dispose d'un programme complet en matière de santé et de sécurité qui comprend des politiques et des procédures visant à protéger la santé et la sécurité de ses employés, de ses sous-traitants et du public. Rife évalue les responsabilités de Freehold en matière d'environnement, de santé et de sécurité au moyen d'évaluations et d'audits périodiques. Les risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité sont suivis et traités dans le cadre d'initiatives à court et à long terme.

Données relatives aux réserves

Notre relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz naturel est présenté ci-dessous (le « **relevé** »). La date de prise d'effet du relevé est le 31 décembre 2024.

Conformément aux exigences du Règlement 51-101, les rapports sur les données relatives aux réserves établis par l'évaluateur de réserves qualifié indépendant à l'annexe 51-101A2 et le rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information à l'annexe 51-101A3 sont joints en tant qu'annexes A et B, respectivement.

Information sur les données relatives aux réserves

Les données relatives aux réserves présentées ci-dessous (les « **données relatives aux réserves** ») sont fondées sur les évaluations effectuées par nos évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, Trimble et Ryder Scott. La date de prise d'effet pour le rapport de Trimble et le rapport de Ryder Scott est le 31 décembre 2024. Le rapport de Trimble a été établi le 30 janvier 2025 et celui de Ryder Scott le 5 février 2025.

Les données relatives aux réserves présentent les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de Freehold, ainsi que les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs de ces réserves en fonction des prix et des coûts prévisionnels. Les réserves de soufre de Freehold sont négligeables pour la Société. Par conséquent, il n'a pas été demandé à Trimble d'évaluer les réserves de soufre et celles-ci n'ont pas été présentées dans les présentes. Le rapport de Trimble et le rapport de Ryder Scott ont été établis conformément au Règlement 51-101 ainsi qu'aux normes et aux définitions des réserves contenues dans le manuel COGE. L'information non requise par le Règlement 51-101 a été présentée pour assurer la continuité et fournir toute autre information que nous jugeons importante pour les lecteurs. Freehold a retenu les services de Trimble et de Ryder Scott pour fournir une évaluation des réserves prouvées et de la somme des réserves prouvées et des réserves probables, et aucune tentative n'a été faite pour évaluer les réserves possibles.

Toutes les réserves de Freehold au 31 décembre 2024 étaient situées au Canada et aux États-Unis, plus précisément, dans les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario au Canada, et dans les États du Colorado, de la Louisiane, du Nouveau-Mexique, du Dakota du Nord, de l'Oklahoma, de la Pennsylvanie, du Texas et du Wyoming aux États-Unis. Trimble a évalué les actifs canadiens de la Société et Ryder Scott a évalué les actifs américains de la Société.

On ne doit pas présumer que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs qui sont présentées dans les tableaux suivants représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses relatives aux prix et coûts prévisionnels se réaliseront, et les écarts pourraient être importants. Les estimations du taux de récupération et des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de Freehold fournies dans les présentes ne sont que des estimations. Rien ne garantit que les réserves estimées seront récupérées. Les quantités réelles de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations fournies dans les présentes.

SOMMAIRE DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ AU 31 DÉCEMBRE 2024
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS^{1,2}

CANADA

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole de réservoirs étanches		Pétrole brut lourd	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	4 081	-	656	-	2 404
Développées inexploitées	-	10	-	-	-	-
Non développées	-	1 607	-	182	-	432
Réserves prouvées totales	-	5 698	-	838	-	2 836
Réserves probables	-	2 904	-	310	-	889
Total des réserves prouvées et des réserves probables	-	8 602	-	1 148	-	3 725

Catégorie de réserves	Gaz naturel classique		Méthane de houille		Gaz de schiste	
	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	417	48 031	-	948	-	1 826
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	2 602	-	-	-	808
Réserves prouvées totales	417	50 633	-	948	-	2 635
Réserves probables	65	10 188	-	101	-	825
Total des réserves prouvées et des réserves probables	482	60 821	-	1 049	-	3 459

Catégorie de réserves	Liquides de gaz naturel		Total en équivalent pétrole	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kbep)	Nettes (kbep)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	10	1 535	80	17 144
Développées inexploitées	-	-	-	10
Non développées	-	150	-	2 940
Réserves prouvées totales	10	1 685	80	20 093
Réserves probables	-	420	10	6 375
Total des réserves prouvées et des réserves probables	10	2 105	90	26 468

ÉTATS-UNIS

Catégorie de réserves	Pétrole de réservoirs étanches		Gaz de schiste		Liquides de gaz naturel	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	6 815	-	18 987	-	2 902
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	854	-	2 382	-	366
Réserves prouvées totales	-	7 669	-	21 368	-	3 268
Réserves probables	-	12 276	-	37 321	-	5 473
Total des réserves prouvées et des réserves probables	-	19 946	-	58 690	-	8 741

Catégorie de réserves	Total en équivalent pétrole	
	Brutes (kbep)	Nettes (kbep)
Réserves prouvées		
Développées exploitées	-	12 882
Développées inexploitées	-	-
Non développées	-	1 617
Réserves prouvées totales	-	14 499
Réserves probables	-	23 969
Total des réserves prouvées et des réserves probables	-	38 468

TOTAL

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole de réservoirs étanches		Pétrole brut lourd	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	4 081	-	7 471	-	2 404
Développées inexploitées	-	10	-	-	-	-
Non développées	-	1 607	-	1 036	-	432
Réserves prouvées totales	-	5 698	-	8 507	-	2 836
Réserves probables	-	2 904	-	12 587	-	889
Total des réserves prouvées et des réserves probables	-	8 602	-	21 094	-	3 725

Catégorie de réserves	Gaz naturel classique		Méthane de houille		Gaz de schiste	
	Brutes (Mpi³)	Nettes (Mpi³)	Brutes (Mpi³)	Nettes (Mpi³)	Brutes (Mpi³)	Nettes (Mpi³)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	417	48 031	-	948	-	20 813
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	2 602	-	-	-	3 190
Réserves prouvées totales	417	50 633	-	948	-	24 004
Réserves probables	65	10 188	-	101	-	38 146
Total des réserves prouvées et des réserves probables	482	60 821	-	1 049	-	62 149

Catégorie de réserves	Liquides de gaz naturel		Total en équivalent pétrole	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kbep)	Nettes (kbep)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	10	4 438	80	30 026
Développées inexploitées	-	-	-	10
Non développées	-	516	-	4 557
Réserves prouvées totales	10	4 953	80	34 592
Réserves probables	-	5 892	10	30 344
Total des réserves prouvées et des réserves probables	10	10 845	90	64 936

- Conformément au Règlement 51-101, les réserves brutes comprennent uniquement les participations de concessionnaire avant déduction des redevances à payer et n'incluent pas les redevances à recevoir. Les réserves nettes sont constituées des participations de concessionnaire moins les redevances à payer plus les redevances à recevoir. La majeure partie de nos actifs sont des droits de redevance. De ce fait, nos réserves brutes sont inférieures à nos réserves nettes. Cette situation pourrait empêcher un investisseur de comparer nos réserves à celles d'autres sociétés du secteur.
- Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.

**SOMMAIRE DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
AU 31 DÉCEMBRE 2024
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS^{1,2,3}**

CANADA					
Avant impôts, selon un taux d'actualisation (% par an)					
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)
Réserves prouvées					
Développées exploitées	916 130	694 967	565 562	480 731	420 746
Développées inexploitées	(11 656)	(7 046)	(4 844)	(3 637)	(2 898)
Non développées	228 602	182 660	150 905	127 896	110 602
Réserves prouvées totales	1 133 076	870 581	711 624	604 990	528 451
Réserves probables	500 175	308 364	212 114	156 528	121 425
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 633 251	1 178 945	923 738	761 518	649 876

CANADA					
Après impôts⁴, selon un taux d'actualisation (% par an)					
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)
Réserves prouvées					
Développées exploitées	793 458	596 556	483 030	409 341	357 588
Développées inexploitées	(8 798)	(5 314)	(3 654)	(2 745)	(2 188)
Non développées	170 004	135 828	112 221	95 123	82 274
Réserves prouvées totales	954 664	727 070	591 598	501 720	437 674
Réserves probables	374 360	229 991	158 109	116 702	90 576
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 329 024	957 061	749 707	618 421	528 250

ÉTATS-UNIS					
Avant impôts, selon un taux d'actualisation (% par an)					
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)
Réserves prouvées					
Développées exploitées	904 837	568 528	425 862	348 418	299 476
Développées inexploitées	-	-	-	-	-
Non développées	106 072	77 357	63 772	55 771	50 368
Réserves prouvées totales	1 010 910	645 886	489 633	404 189	349 844
Réserves probables	1 783 435	935 994	607 853	439 241	337 631
Total des réserves prouvées et des réserves probables	2 794 345	1 581 880	1 097 487	843 430	687 476

ÉTATS-UNIS					
Après impôts⁴, selon un taux d'actualisation (% par an)					
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)
Réserves prouvées					
Développées exploitées	864 261	551 200	416 124	341 856	294 506
Développées inexploitées	-	-	-	-	-
Non développées	82 967	63 631	54 399	48 871	45 044
Réserves prouvées totales	947 228	614 831	470 523	390 727	339 550
Réserves probables	1 392 798	719 541	459 448	326 190	246 212
Total des réserves prouvées et des réserves probables	2 340 026	1 334 372	929 971	716 917	585 762

TOTAL		Avant impôts, selon un taux d'actualisation (% par an)				
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	1 820 968	1 263 496	991 424	829 149	720 223	
Développées inexploitées	(11 656)	(7 046)	(4 844)	(3 637)	(2 898)	
Non développées	334 674	260 017	214 677	183 667	160 969	
Réserves prouvées totales	2 143 986	1 516 467	1 201 258	1 009 179	878 295	
Réserves probables	2 283 610	1 244 358	819 967	595 769	459 057	
Total des réserves prouvées et des réserves probables	4 427 596	2 760 825	2 021 225	1 604 948	1 337 352	

TOTAL	Après impôts ⁴ , selon un taux d'actualisation (% par an)				
Catégorie de réserves	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)	(k\$)
Réserves prouvées					
Développées exploitées	1 657 719	1 147 756	899 154	751 197	652 094
Développées inexploitées	(8 798)	(5 314)	(3 654)	(2 745)	(2 188)
Non développées	252 971	199 459	166 620	143 994	127 318
Réserves prouvées totales	1 901 892	1 341 901	1 062 121	892 447	777 224
Réserves probables	1 767 158	949 532	617 557	442 892	336 788
Total des réserves prouvées et des réserves probables	3 669 050	2 291 433	1 679 678	1 335 338	1 114 012

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.
2. Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs tiennent compte d'une déduction des coûts d'exploitation estimatifs.
3. Dans le rapport de Trimble sur les actifs de participation de concessionnaire de Freehold au Canada, les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs tiennent compte d'une déduction pour les coûts estimatifs d'abandon, de déclassement et de remise en état de tous les puits (existants et non forés, actifs et inactifs), que ces puits possèdent ou non des réserves attribuées, ainsi que des pipelines et des installations. Freehold détient uniquement des droits de redevance aux États-Unis et aucune participation de concessionnaire. Par conséquent, dans le rapport de Ryder Scott sur les actifs de Freehold aux États-Unis, aucune déduction n'a été effectuée pour les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état, car la Société n'a aucune responsabilité à l'égard de ces coûts sur ses terrains visés par des droits de redevance. Aucun volume n'a été attribué aux puits avec participation de concessionnaire liés à des réserves prouvées développées inexploitées au Canada, mais des coûts inactifs d'abandon et de remise en état y sont associés, de sorte que les produits des activités ordinaires nets futurs pour ces puits liés à des réserves prouvées développées inexploitées indiquent des revenus négatifs.
4. En fonction de l'inclusion de 429 500 000 \$ de comptes fiscaux pour le Canada et de 755 500 000 \$ de comptes fiscaux pour les États-Unis. Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Horizon fiscal ».

PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS TOTAUX (NON ACTUALISÉS) AU 31 DÉCEMBRE 2024 PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS¹

(k\$)	Réserves prouvées		
	Canada	États-Unis	Total
Revenus de redevances	1 162 241	1 115 272	2 277 514
Revenus tirés des terrains avec participation de concessionnaire	2 391	-	2 391
Charges liées aux redevances	(202)	-	(202)
Taxe à la production et impôt sur la valeur	-	(73 065) ³	(73 065)
Coûts d'exploitation	(21 781)	(31 298) ⁴	(53 079)
Frais de développement	-	-	-
Coûts d'abandon et de remise en état ²	(9 573)	-	(9 573)
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts	1 133 076	1 010 910	2 143 986
Charges d'impôts futurs	(178 412)	(63 682)	(242 094)
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts	954 664	947 228	1 901 892

(k\$)	Réserves prouvées et réserves probables		
	Canada	États-Unis	Total
Revenus de redevances	1 666 256	3 082 383	4 748 640
Revenus tirés des terrains avec participation de concessionnaire	2 758	-	2 758
Charges liées aux redevances	(223)	-	(223)
Taxe à la production et impôt sur la valeur	-	(203 394) ³	(203 394)
Coûts d'exploitation	(25 957)	(84 644) ⁴	(110 602)
Frais de développement	-	-	-
Coûts d'abandon et de remise en état ²	(9 583)	-	(9 583)
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts	1 633 251	2 794 345	4 427 596
Charges d'impôts futurs	(304 227)	(454 319)	(758 546)
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts	1 329 024	2 340 026	3 669 050

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.
2. Dans le rapport de Trimble sur les actifs de participation de concessionnaire de Freehold au Canada, les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs tiennent compte d'une déduction pour les coûts estimatifs d'abandon, de déclassement et de remise en état de tous les puits (existants et non forés, actifs et inactifs), que ces puits possèdent ou non des réserves attribuées, ainsi que des pipelines et des installations. Freehold détient uniquement des droits de redevance aux États-Unis et aucune participation de concessionnaire. Par conséquent, dans le rapport de Ryder Scott sur les actifs de Freehold aux États-Unis, aucune déduction n'a été effectuée pour les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état, car la Société n'a aucune responsabilité à l'égard de ces coûts sur ses terrains visés par des droits de redevance.
3. Représente à la fois la taxe de séparation et l'impôt sur la valeur, qui sont imposés sur l'extraction de ressources naturelles dans le territoire de l'autorité fiscale. La taxe de séparation applicable est propre à la législation de l'État où ont lieu les activités. La taxe de séparation est prélevée en fonction d'un pourcentage de la valeur marchande du produit d'hydrocarbure ou d'une valeur unitaire du produit d'hydrocarbure. L'impôt sur la valeur applicable est propre à la législation du comté où ont lieu les activités. L'impôt sur la valeur est prélevé en pourcentage de la valeur marchande du produit d'hydrocarbure.
4. Représente les frais de traitement qui sont les frais de postproduction payables par le propriétaire des réserves d'hydrocarbures pour rendre le produit d'hydrocarbure commercialisable. Les titulaires de redevances sont responsables des frais qui leur sont applicables.

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS PAR TYPE DE PRODUIT PAR TYPE DE PRODUIT
AU 31 DÉCEMBRE 2024
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS^{1,2}**

CANADA

Catégorie de réserves	Type de produit	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, selon un taux d'actualisation de 10 % par an		
		(k\$)	\$/bep	\$/kpi ^{3e}
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les sous-produits)	378 292	52,12	8,69
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	55 719	52,66	8,78
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	161 355	52,81	8,80
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	114 818	14,21	2,37
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	1 745	11,05	1,84
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	5 337	11,01	1,83
Total des réserves prouvées		717 266	36,17	6,03
Réserves prouvées et réserves probables	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les sous-produits)	523 724	48,00	8,00
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	71 892	49,50	8,25
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	199 532	50,00	8,33
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	126 045	13,54	2,26
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	1 880	10,76	1,79
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	6 307	9,97	1,66
Total des réserves prouvées et des réserves probables		929 380	35,99	6,00

ÉTATS-UNIS

Catégorie de réserves	Type de produit	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, selon un taux d'actualisation de 10 % par an		
		(k\$)	\$/bep	\$/kpi ³ e
Réserves prouvées	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	484 224	34,34	5,72
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	5 409	13,62	2,27
Total des réserves prouvées		489 633	33,77	5,63
Réserves prouvées et réserves probables		1 079 845	29,13	4,85
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)			
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	17 642	12,66	2,11
Total des réserves prouvées et des réserves probables		1 097 487	28,53	4,75
TOTAL				
Catégorie de réserves	Type de puits	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, selon un taux d'actualisation de 10 % par an		
		(k\$)	\$/bep	\$/kpi ³ e
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les sous-produits)	378 292	52,12	8,69
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	539 944	35,62	5,94
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	161 355	52,81	8,80
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	114 818	14,21	2,37
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	1 745	11,05	1,84
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	10 746	12,19	2,03
	Total des réserves prouvées	1 206 900	34,89	5,81
Réserves prouvées et réserves probables	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les sous-produits)	523 724	48,00	8,00
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	1 151 737	29,89	4,98
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	199 532	50,00	8,33
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	126 045	13,54	2,26
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	1 880	10,76	1,79
	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	23 949	11,82	1,97
	Total des réserves prouvées et des réserves probables	2 026 867	31,21	5,20

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.
2. Aux fins du calcul des produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit dans le rapport de Trimble, les frais d'exploitation, ainsi que les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état totalisant 5 642 000 \$ sur une base actualisée pour la catégories des réserves prouvées et la catégorie de la somme des réserves prouvées et des réserves probables ont été exclus, car ces coûts sont liés à des puits ou à des installations qui n'ont pas été attribués à des réserves et qui n'ont par conséquent pas été répartis par type de produit. Freehold détient uniquement des droits de redevance aux États-Unis et aucune participation de concessionnaire. Par conséquent, dans le rapport de Ryder Scott sur les actifs de Freehold aux États-Unis, aucune déduction n'a été effectuée pour les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état, car la Société n'a aucune responsabilité à l'égard de ces coûts sur ses terrains visés par des droits de redevance. Par conséquent, en raison de l'exclusion de ces coûts, les colonnes ne correspondent pas au total des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées et de la somme des réserves prouvées et des réserves probables. Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Obligations environnementales – Autre information concernant les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état ».

Définitions et autres notes

Les estimations des réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel présentées dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le manuel COGE. Un résumé de ces définitions est présenté ci-dessous.

Catégorie de réserves

Les réserves sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances connexes, à l'exclusion du soufre, qui devraient être récupérables à partir d'accumulations connues et à compter d'une date donnée, en fonction de ce qui suit :

- l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et techniques;
- l'utilisation de technologies éprouvées;
- la conjoncture économique précisée.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude associé aux estimations.

- a) Les réserves prouvées (les « **réserves prouvées** ») sont les réserves qu'on estime pouvoir récupérer selon un degré de certitude élevé. Il est probable que les quantités restantes qui seront réellement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- b) Les réserves probables (les « **réserves probables** ») sont les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes qui seront réellement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

D'autres critères qui doivent également être remplis pour la catégorisation des réserves sont présentés dans le manuel COGE.

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

- a) Les réserves développées sont celles qu'on prévoit récupérer au moyen de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà en place, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou non.
 - (i) Les réserves développées exploitées sont celles qu'on prévoit récupérer après des intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être actuellement exploitées ou, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
 - (ii) Les réserves développées inexploitées sont celles qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- b) Les réserves non développées sont celles qu'on prévoit récupérer à partir d'accumulations ou de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables) à laquelle elles sont attribuées.

Degrés de certitude à l'égard des réserves déclarées

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

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

Une mesure qualitative des degrés de certitude qui sont liés aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable afin de mieux connaître les risques et les incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majeure partie des estimations de réserves seront établies 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.

Le manuel COGE fournit des explications supplémentaires sur les degrés de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation.

Prix et coûts prévisionnels

Les prix et coûts prévisionnels désignent :

- a) les prix et les coûts qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels Freehold est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés au paragraphe a).

Les hypothèses relatives aux coûts et aux prix prévisionnels supposent une augmentation des prix de vente à la tête du puits et tiennent compte de l'inflation en ce qui concerne les coûts d'exploitation et d'investissement futurs. Les prix de référence du pétrole et du gaz naturel, l'inflation et les taux de change au 31 décembre 2024 utilisés dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott sont fondés sur la moyenne des prévisions établies par GLJ Ltd, McDaniel & Associates Ltd et Sproule Associates Limited en vigueur au 1^{er} janvier 2025, à savoir :

PRIX PRÉVISIONNELS UTILISÉS DANS LES ESTIMATIONS AU 31 DÉCEMBRE 2024

Année	Pétrole					Gaz naturel		Liquides de gaz naturel canadiens		
	WTI Cushing, Oklahoma	Canadien Léger non sulfuré 40° API	Hardisty Lourde 12° API	Hardisty Bow River 24,9° API	Western Canadian Select 20,5° API	AECO Au comptant sur 30 jours	Henry Hub	Propane	Butane	Pentane
	\$ US/ b	\$ CA/ b	\$ CA/ b	\$ CA/ b	\$ CA/ b	\$ CA/ MBTU	\$ US/ MBTU	\$ CA/ b	\$ CA/ b	\$ CA/ b
2025	71,58	94,79	75,85	83,89	82,69	2,36	3,31	33,56	51,15	100,14
2026	74,48	97,04	77,56	86,45	84,27	3,33	3,73	32,78	49,99	100,72
2027	75,81	97,37	77,12	85,50	83,81	3,48	3,85	32,81	50,16	100,24
2028	77,66	99,80	78,81	87,21	85,70	3,69	3,93	33,63	51,41	102,73
2029	79,22	101,79	80,45	88,95	87,45	3,76	4,01	34,30	52,44	104,79
2030	80,80	103,83	82,12	90,73	89,25	3,83	4,09	34,99	53,49	106,86
2031	82,42	105,91	83,77	92,55	91,04	3,91	4,17	35,69	54,56	109,01
2032	84,06	108,03	85,45	94,40	92,85	3,99	4,26	36,40	55,65	111,19
2033	85,74	110,19	87,17	96,29	94,71	4,07	4,34	37,13	56,76	113,42
2034	87,46	112,39	88,92	98,21	96,61	4,15	4,43	37,87	57,90	115,69
Par la suite, par année :										
	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %

Année	ÉTATS-UNIS – Liquides de gaz naturel (Mont Belvieu)			Taux d'inflation	Taux de change
	Propane	Butane ¹	Condensat		
	\$ US/ b	\$ US/ b	\$ US/ b	%/ année	\$ US/\$ CA
2025	31,66	35,57	59,85	0,00	0,71
2026	35,85	39,21	63,21	2,00	0,73
2027	36,48	39,90	65,36	2,00	0,74
2028	37,47	40,98	67,54	2,00	0,74
2029	38,22	41,80	68,89	2,00	0,74
2030	38,98	42,63	70,26	2,00	0,74
2031	39,76	43,49	71,67	2,00	0,74
2032	40,55	44,35	73,1	2,00	0,74
2033	41,37	45,24	74,56	2,00	0,74
2034	42,19	46,15	76,06	2,00	0,74
Par la suite, par année :					
	+2,0 %	+2,0 %	+2,0 %	2,00	0,743

1. Les prix du butane correspondent à un prix pondéré de deux tiers de butane normal et d'un tiers d'isobutane.

Le tableau suivant présente les prix historiques moyens pondérés réalisés par Freehold pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

PRIX MOYENS PONDÉRÉS DE FREEHOLD POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2024

	Pétrole brut léger, moyen et lourd (\$/b)	Pétrole de réservoirs étanches (\$/b)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Gaz de schiste (\$/kpi ³)	Liquides de gaz naturel (\$/b)	Équivalent pétrole (\$/bep)
Canada						
Prix moyen pondéré de Freehold	87,37 ¹	-	1,17 ²	-	49,76	48,18
États-Unis						
Prix moyen pondéré de Freehold	-	103,42	-	1,52	27,92	68,48

- Comprend un volume de production négligeable provenant de réserves de pétrole de réservoirs étanches.
- Comprend un volume de production négligeable provenant des réserves de méthane de houille et de gaz de schiste.

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

- a) avoir accès aux sites de forage et aménager les chantiers, y compris l'arpentage des puits visant à déterminer les emplacements précis de forage de développement, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz naturel et de lignes électriques, dans la mesure où elles sont nécessaires au développement des réserves;
- b) forer et équiper les puits de développement, les puits de développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plateformes et d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, l'équipement de pompage et les têtes de mise en production;
- c) acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des résidus;
- d) se doter de systèmes de récupération améliorés.

Les « **frais d'exploration** » désignent les frais relatifs à la reconnaissance des zones qui présentent des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz naturel et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût du forage de puits d'exploration et de puits d'essai stratigraphique d'exploration. Les frais d'exploration pourront être engagés avant l'acquisition ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres frais liés aux activités d'exploration, sont les suivants :

- a) les frais liés aux études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, les droits d'accès aux terrains pour effectuer ces études, les salaires et les autres frais des géologues, des équipes géophysiques et du personnel effectuant ces études;
- b) les frais de possession et de conservation des terrains sans réserve prouvée, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (à l'exception de l'impôt sur le revenu et de l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;
- c) les contributions aux coûts des sondages secs et les contributions aux coûts des compléments de puits;
- d) les frais de forage et de l'équipement des puits d'exploration;
- e) les frais liés aux puits de forage stratigraphique d'exploration.

La majeure partie des réserves de Freehold selon les estimations dans le rapport de Trimble et la totalité des réserves de Freehold selon les estimations dans le rapport de Ryder Scott sont associées aux droits de redevance de Freehold. Freehold n'est pas responsable des frais de développement associés aux réserves de ses droits de redevance. Freehold ne prévoit pas engager des frais de développement pour les réserves associées à ses terrains avec participation de concessionnaire et, par conséquent, aucuns frais de développement futurs n'ont été déduits aux fins de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs associés aux réserves de Freehold dans le rapport de Trimble.

Les hypothèses liées aux prix et coûts prévisionnels supposent le maintien des lois et des règlements actuellement en vigueur.

L'étendue et la nature des données factuelles fournies à Trimble et Ryder Scott ont été acceptées par Trimble et Ryder Scott telles qu'elles ont été présentées. Aucune inspection sur le terrain n'a été effectuée.

Le calcul de la valeur actualisée nette après impôt de nos réserves reflète le fardeau fiscal de chaque terrain. Il inclut nos comptes au taux d'amortissement maximal actuellement autorisé. Il ne tient pas compte de la situation fiscale de l'entreprise, ni de la planification fiscale. Enfin, ce calcul ne fournit pas d'estimation de la valeur de l'entreprise liée à la Société, qui peut différer de façon appréciable. Veuillez vous reporter à nos états financiers et au rapport de gestion connexe pour obtenir des renseignements supplémentaires à ce sujet.

Certains autres termes qui sont utilisés dans les présentes sans y être définis sont définis dans le Règlement 51-101 et, sauf si le contexte exige une interprétation différente, ont dans les présentes le sens qui leur est donné dans le Règlement 51-101.

Variation des réserves

Le tableau suivant présente les variations des réserves brutes, information exigée par le Règlement 51-101. Conformément au Règlement 51-101, les réserves brutes comprennent uniquement les participations de concessionnaire avant déduction des redevances à payer et ne comprennent aucune redevance à recevoir. Les réserves nettes correspondent aux participations de concessionnaire moins les redevances à payer plus les redevances à recevoir. Comme la majeure partie de nos actifs sont des droits de redevance, ils sont exclus de ce tableau. Cette situation empêche les investisseurs de comparer nos réserves à celles de sociétés d'exploration et de développement. Par conséquent, en plus de présenter les variations des réserves brutes, nous avons également présenté les variations des réserves nettes.

Étant donné que tous les droits de Freehold aux États-Unis sont des droits de redevance, les réserves associées à ces droits ne seraient pas prises en compte dans les réserves brutes. Ainsi, Freehold n'a présenté que les variations des réserves brutes pour le Canada, qui correspondent également aux variations des réserves brutes pour l'ensemble des actifs de Freehold. En outre, Freehold n'a présenté que les variations des réserves brutes pour le gaz naturel classique et les liquides de gaz naturel, car ce sont les seuls types de produits dans lesquels Freehold détient une participation de concessionnaire.

VARIATIONS DES RÉSERVES BRUTES DE LA SOCIÉTÉ PAR TYPE DE PRODUIT PRINCIPAL PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS¹

CANADA	Gaz naturel classique			Liquides de gaz naturel			Total en équivalent pétrole		
	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (kbep)	Réserves probables (kbep)	Réserves prouvées et probables (kbep)
31 décembre 2023	1 161	256	1 416	9	0	9	202	43	245
Production	(138)	0	(138)	(2)	0	(2)	(25)	0	(25)
Révisions techniques	(45)	(45)	(90)	3	(0)	3	(5)	(8)	(12)
Extensions et récupération améliorée	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	(560)	(146)	(706)	1	(0)	1	(92)	(25)	(117)
Forages intercalaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	417	65	482	10	(0)	10	80	10	90

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.

Les tableaux suivants qui présentent les variations des réserves sont fournis à titre d'aide à l'investisseur. Ils sont fondés sur les réserves nettes et sont cohérents avec les informations que nous avons communiquées au cours des années précédentes.

VARIATIONS DES RÉSERVES NETTES DE LA SOCIÉTÉ PAR TYPE DE PRODUIT PRINCIPAL PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS¹

CANADA ³	Pétrole brut léger et moyen			Pétrole de réservoirs étanches			Pétrole brut lourd		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et réserves probables (kb)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et réserves probables (kb)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et réserves probables (kb)
31 décembre 2023	5 676	2 881	8 557	769	233	1 001	2 620	829	3 449
Production	(955)	-	(955)	(134)	-	(134)	(540)	-	(540)
Révisions techniques	595	(180)	415	98	34	132	469	(61)	408
Extensions et récupération améliorée	298	164	462	100	42	142	288	121	409
Acquisitions ²	84	38	122	5	1	6	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Forages intercalaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	5 698	2 904	8 602	838	310	1 148	2 836	889	3 725

CANADA ³	Gaz naturel classique			Méthane de houille			Gaz de schiste		
	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)
31 décembre 2023	50 923	9 269	60 192	1 066	136	1 202	2 569	724	3 294
Production	(8 758)	-	(8 758)	(134)	-	(134)	(319)	-	(319)
Révisions techniques	6 447	55	6 502	16	(35)	(19)	384	100	484
Extensions et récupération améliorée	2 494	982	3 475	-	-	-	-	-	-
Acquisitions ²	46	14	59	-	-	-	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	(517)	(131)	(648)	-	-	-	-	-	-
Forages intercalaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	50 633	10 188	60 821	948	101	1 049	2 635	825	3 459

CANADA ³	Liquides de gaz naturel			Total en équivalent pétrole		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et réserves probables (kb)	Réserves prouvées (kbep)	Réserves probables (kbep)	Réserves prouvées et réserves probables (kbep)
31 décembre 2023	1 674	359	2 033	19 832	5 990	25 822
Production	(324)	-	(324)	(3 487)	-	(3 487)
Révisions techniques	205	9	214	2 508	(178)	2 330
Extensions et récupération améliorée	127	52	178	1 228	543	1 771
Acquisitions ²	2	-	2	99	42	140
Aliénations	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	1	-	-	(85)	(22)	(108)
Forages intercalaires	-	-	-	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	1 685	420	2 105	20 093	6 375	26 468

ÉTATS-UNIS⁴

	Pétrole de réservoirs étanches			Gaz de schiste			Liquides de gaz naturel		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)
31 décembre 2023	5 682	9 085	14 767	15 289	29 634	44 923	2 231	4 148	6 379
Production	(1 125)	(34)	(1 159)	(2 454)	(78)	(2 532)	(361)	(12)	(373)
Révisions techniques	64	7	71	351	(676)	(325)	52	(32)	21
Extensions et récupération améliorée	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions ²	2 148	3 313	5 462	6 258	7 824	14 082	1 031	1 286	2 317
Aliénations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	-	(1)	(1)	(38)	(22)	(60)	(2)	(1)	(3)
Forages intercalaires	901	(94)	806	1 962	640	2 603	318	83	401
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	7 669	12 276	19 946	21 368	37 321	58 690	3 268	5 473	8 741

ÉTATS-UNIS⁴

	Total en équivalent pétrole		
	Réserves prouvées (kbep)	Réserves probables (kbep)	Réserves prouvées et probables (kbep)
31 décembre 2023	10 461	18 173	28 633
Production	(1 895)	(59)	(1 954)
Révisions techniques	174	(137)	37
Extensions et récupération améliorée	-	-	-
Acquisitions ²	4 222	5 903	10 125
Aliénations	-	-	-
Facteurs économiques	(9)	(6)	(15)
Forages intercalaires	1 546	95	1 641
Découvertes	-	-	-
31 décembre 2024	14 499	23 969	38 468

TOTAL

	Pétrole brut léger et moyen			Pétrole de réservoirs étanches			Pétrole brut lourd		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)
31 décembre 2023	5 676	2 881	8 557	6 451	9 318	15 769	2 620	829	3 449
Production	(955)	0	(955)	(1 259)	(34)	(1 293)	(540)	0	(540)
Révisions techniques	595	(180)	415	161	41	203	469	(61)	408
Extensions et récupération améliorée	298	164	462	100	42	142	288	121	409
Acquisitions ²	84	38	122	2 154	3 314	5 468	0	0	0
Aliénations	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Facteurs économiques	0	0	0	0	(1)	(1)	0	0	0
Forages intercalaires	0	0	0	901	(94)	806	0	0	0
Découvertes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31 décembre 2024	5 698	2 904	8 602	8 508	12 586	21 093	2 836	889	3 725

TOTAL	Gaz naturel classique			Méthane de houille			Gaz de schiste		
	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées (Mpi ³)	Réserves probables (Mpi ³)	Réserves prouvées et réserves probables (Mpi ³)
31 décembre 2023	50 923	9 269	60 192	1 066	136	1 202	17 858	30 358	48 217
Production	(8 758)	-	(8 758)	(134)	-	(134)	(2 773)	(78)	(2 851)
Révisions techniques	6 447	55	6 502	16	(35)	(19)	735	(576)	159
Extensions et récupération améliorée	2 494	982	3 475	-	-	-	-	-	-
Acquisitions ²	46	14	59	-	-	-	6 258	7 824	14 082
Aliénations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	(517)	(131)	(648)	-	-	-	(38)	(22)	(60)
Forages intercalaires	-	-	-	-	-	-	1 962	640	2 603
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	50 633	10 188	60 821	948	101	1 049	24 003	38 146	62 149

TOTAL	Liquides de gaz naturel			Total en équivalent pétrole		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et réserves probables (kb)	Réserves prouvées (kbep)	Réserves probables (kbep)	Réserves prouvées et réserves probables (kbep)
31 décembre 2023	3 905	4 507	8 412	30 293	24 162	54 455
Production	(685)	(12)	(697)	(5 383)	(59)	(5 442)
Révisions techniques	257	(23)	235	2 682	(315)	2 367
Extensions et récupération améliorée	127	52	178	1 228	543	1 771
Acquisitions ²	1 032	1 287	2 319	4 321	5 945	10 266
Aliénations	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	(1)	(1)	(3)	(94)	(28)	(122)
Forages intercalaires	318	83	401	1 546	95	1 641
Découvertes	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2024	4 953	5 892	10 845	34 592	30 344	64 935

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.
2. En 2024, Freehold a réalisé plusieurs acquisitions aux États-Unis et au Canada. Pour obtenir de plus amples renseignements sur ces acquisitions, veuillez vous reporter à la rubrique « Évolution générale des activités ».
3. Les variations importantes des réserves pour les actifs canadiens sont liées à des révisions techniques, à des extensions de forage et à une récupération améliorée. Les révisions techniques sont liées à l'amélioration des performances et au passage des réserves probables aux réserves prouvées à mesure que les actifs arrivent à maturité. Les extensions de forage sont liées aux nouveaux puits forés sur les terrains producteurs de redevances en 2024. La récupération améliorée est liée aux sites non développés supplémentaires ajoutés à l'évaluation.
4. Pour les actifs américains, les variations importantes des réserves sont liées à des révisions techniques, à des forages intercalaires et à des acquisitions. Les révisions techniques concernent les révisions de la production prévue pour les puits producteurs liés à des réserves prouvées développées, les conversions de réserves prouvées non développées en réserves prouvées développées, et les révisions des produits des activités ordinaires nets. Le forage intercalaire a trait aux conversions en puits producteurs ou en puits forés non achevés qui sont liés à des réserves prouvées développées à partir de sites de réserves prouvées non développées, ainsi qu'à l'ajout de nouveaux sites de réserves prouvées non développées. En 2024, Freehold a réalisé un certain nombre d'acquisitions importantes aux États-Unis, qui ont entraîné des révisions importantes de ses réserves.

Réserves non développées

Les réserves prouvées et les réserves probables non développées ont été attribuées conformément aux procédures et aux normes prévues dans le manuel COGE. Au 31 décembre 2024, le total des réserves prouvées non développées nettes établies dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott représentait 13 % du total des réserves prouvées nettes établies dans ces rapports. Au 31 décembre 2024, le total des réserves probables non développées nettes établies dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott représentait 43 % du total des réserves probables nettes établies dans ces rapports. Le texte qui suit explique comment Trimble et Ryder Scott ont établi les réserves prouvées non développées et les réserves probables non développées dans leurs rapports respectifs, ainsi que les prévisions concernant le développement de ces réserves non développées.

En ce qui concerne les actifs canadiens de Freehold, les réserves prouvées non développées nettes représentaient 15 % du total des réserves prouvées nettes établies dans le rapport de Trimble. Les réserves prouvées non développées indiquées dans le rapport de Trimble concernent des sites situés au sein de zones de ressources activement développées et adjacentes à des sites exploités existants. Selon le rapport de Trimble, environ la moitié des sites liés à des réserves prouvées non développées devraient être forés au cours des deux prochaines années, et le reste devrait l'être au cours des trois années suivantes. Tous les forages prévus au-delà de la période de deux ans sont associés à des zones potentielles de ressources, et ces réserves prouvées non développées ont été validées en fonction de la géologie et de la proximité du site exploité. Toutefois, le développement de ces réserves a été planifié au-delà des deux premières années afin de l'aligner avec les calendriers des forages de développement dans les différentes zones.

En ce qui concerne les actifs de Freehold aux États-Unis, les réserves prouvées non développées nettes attribuées représentaient 11 % du total des réserves prouvées nettes établies dans le rapport de Ryder Scott. Les réserves prouvées non développées dont fait état le rapport de Ryder Scott concernent des puits forés non achevés. Il est prévu que toutes les réserves prouvées non développées qui figurent dans le rapport de Ryder Scott seront développées au cours des deux prochaines années.

Les réserves probables non développées nettes établies dans le rapport de Trimble représentaient 12 % du total des réserves prouvées et des réserves probables nettes attribuées aux actifs canadiens de Freehold. À l'instar des réserves prouvées non développées dans le rapport de Trimble, les réserves probables non développées dans le rapport de Trimble concernent des sites situés au sein de zones de ressources activement développées et à proximité immédiate de sites exploités existants (même si, dans la plupart des cas, ils sont plus éloignés des sites exploités existants que les sites associés aux réserves prouvées non développées). La majeure partie de ces réserves se trouvent au sein de zones de ressources où les réserves sont estimées à partir d'une analyse des courbes pour des puits analogues. Le rapport de Trimble prévoit qu'environ le tiers des sites liés à des réserves probables non développées seront forés au cours des deux prochaines années. Selon le rapport de Trimble, le reste des réserves probables non développées devraient faire l'objet de forages au cours des dix prochaines années et ont été validées en fonction de la géologie et de la proximité de sites exploités. Cependant, leur forage a été reporté afin de correspondre aux calendriers des forages de développement antérieurs dans les différentes zones.

Les réserves probables non développées nettes établies dans le rapport de Ryder Scott représentaient 53 % du total des réserves prouvées et des réserves probables nettes attribuées aux actifs de Freehold aux États-Unis. À l'instar des réserves probables non développées comptabilisées dans le rapport de Trimble, les réserves probables non développées dans le rapport de Ryder Scott concernent des réserves situées dans des zones de ressources activement développées et à proximité immédiate de sites exploités existants. La majeure partie de ces réserves se trouvent au sein de zones de ressources où les réserves sont estimées à partir d'une analyse des courbes pour des puits analogues. Selon le rapport de Ryder Scott, toutes les réserves probables non développées devraient être forées entre 2025 et 2035, et 17 % d'entre elles devraient l'être en 2025 et 2026. Le reste des réserves probables non développées indiquées dans le rapport de Ryder Scott, qui devraient être forées entre 2027 et 2035, ont été validées en fonction de la géologie et de la proximité de sites exploités. Cependant, leur forage a été reporté afin de correspondre aux calendriers des forages de développement antérieurs dans les différentes zones.

Dans la plupart des cas, le développement des réserves non développées ne relève pas de Freehold, car celle-ci ne détient qu'un droit de redevance sur ces réserves et n'a donc aucune emprise ni aucune influence sur leur développement. Le développement des réserves non développées dépendra d'un certain nombre de facteurs, notamment le prix des marchandises et la disponibilité de capitaux pour nos redevanciers afin de développer ces réserves.

Les tableaux suivants présentent les réserves prouvées non développées et les réserves probables non développées nettes par type de produit, attribuées aux actifs de Freehold pour les exercices clos les 31 décembre 2024, 2023 et 2022, en fonction des prix et des coûts prévisionnels.

RÉSERVES PROUVÉES NON DÉVELOPPÉES INITIALES NETTES ATTRIBUÉES AU DÉPART PAR ANNÉE PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Année	Pétrole léger et moyen (kb)	Pétrole de réservoirs étanches (kb)	Pétrole lourd (kb)	Gaz naturel classique (Mpi³)	Gaz de schiste (Mpi³)	Liquides de gaz naturel (kb)
2022	3	623	-	19	1 719	284
2023	142	355	176	359	1 060	170
2024	39	740	-	20	2 004	314
Total comptabilisé pour l'année en cours	1 607	1 037	432	2 602	3 190	516

RÉSERVES PROBABLES NON DÉVELOPPÉES INITIALES NETTES ATTRIBUÉES AU DÉPART PAR ANNÉE PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Année	Pétrole léger et moyen (kb)	Pétrole de réservoirs étanches (kb)	Pétrole lourd (kb)	Gaz naturel classique (Mpi³)	Gaz de schiste (Mpi³)	Liquides de gaz naturel (kb)
2022	117	7 463	-	178	19 144	1 960
2023	399	3 387	161	491	8 463	1 453
2024	96	2 011	-	61	314	318
Total comptabilisé pour l'année en cours	2 051	10 372	368	2 670	32 978	4 875

Facteurs ou incertitudes significatifs

L'information sur les réserves et leur récupération présentée dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott ne correspond qu'à des estimations, et la production réelle ainsi que les réserves finales pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations établies par Trimble et Ryder Scott.

La valeur des actions ordinaires dépendra, entre autres, des réserves attribuables à nos terrains. L'estimation des réserves est, de par sa nature, incertaine. La production, les dépenses et les revenus réels liés à nos terrains varieront par rapport aux estimations, et les écarts pourraient être importants. L'information sur les réserves et les flux de trésorerie qui figure dans le présent relevé ne représente qu'une estimation. Les réserves et les flux de trésorerie nets futurs estimatifs de nos terrains ont été évalués par Trimble et Ryder Scott, évaluateurs de réserves indépendants et qualifiés. Pour établir leurs estimations des réserves, Trimble et Ryder Scott ont tenu compte d'un certain nombre de facteurs et formulé des hypothèses. Ces facteurs et ces hypothèses comprennent, entre autres :

- la volume historique de la production dans la zone par rapport aux taux de production dans des zones de production similaires;
- l'effet présumé de la réglementation gouvernementale;
- les hypothèses concernant les prix futurs des marchandises;
- les hypothèses concernant les niveaux de production futurs, les frais de développement et les dépenses en immobilisations;
- les taux de production initiaux;
- les taux de déclin de la production;
- les réserves effectivement récupérées;

- les forages futurs par des tiers sur nos terrains producteurs de redevances;
- le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations;
- la commercialisation de la production;
- le cours futur du pétrole et du gaz naturel;
- les coûts d'exploitation et les redevances;
- les autres prélèvements gouvernementaux qui pourraient être imposés pendant la durée de vie des réserves.

Ces facteurs et hypothèses ont été établis en fonction des prix en vigueur à la date de l'évaluation. Si ces facteurs et ces hypothèses s'avèrent inexacts, les résultats réels pourraient différer sensiblement des estimations des réserves. Bon nombre de ces facteurs sont susceptibles de changer et sont indépendants de notre volonté. Par exemple, l'évaluation repose en partie sur le succès présumé des activités de forage et de récupération des ressources qui devraient être entreprises dans les années à venir. Ainsi, les réserves réelles et les flux de trésorerie estimatifs seront inférieurs à ceux indiqués dans l'évaluation si ces activités sont moins fructueuses que le présume l'évaluation des réserves. En outre, les flux de trésorerie pourraient différer de ceux indiqués dans l'évaluation si les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation diffèrent de ceux estimés dans l'évaluation.

Description des terrains

Le texte qui suit décrit les actifs commerciaux de Freehold au 31 décembre 2024 (sauf indication contraire).

Freehold détenait des participations dans des terrains pétrolifères et gazéifères producteurs et non producteurs situés dans les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario au Canada (environ 6,1 millions d'acres bruts) et dans les États du Colorado, de la Louisiane, du Nouveau-Mexique, du Dakota du Nord, de l'Oklahoma, de la Pennsylvanie, du Texas et du Wyoming aux États-Unis (environ 1,2 million d'acres bruts de forage).

Les terrains producteurs comprennent des terrains producteurs de pétrole et de gaz naturel, de potasse et d'autres ressources industrielles appartenant à la Couronne, de tenure franche, unifiés et non unifiés. Les terrains sont exploités par des exploitants expérimentés. Les dix principales sociétés de forage actives jusqu'à la fin de l'année 2024 étaient, par ordre alphabétique : Bonterra Energy Corp., ConocoPhillips, Diamondback Energy, EOG Resources Inc., Exxon Mobil Corporation, Oxyrock Operating LLC, Rubellite Energy Inc., Surge Energy, Teine Energy Ltd. et Whitecap Resources Inc.

Nos terrains producteurs de redevances comprennent un grand nombre de terrains produisant généralement un faible volume. Bon nombre de nos concessions et de nos accords de redevances nous autorisent à percevoir notre part de pétrole et de gaz naturel en nature, ce qui permet à Freehold de devenir propriétaire d'un pourcentage du pétrole et du gaz naturel produits plutôt que de recevoir un paiement de redevances financières. Dans le cadre de notre programme d'atténuation des risques, nous surveillons attentivement nos créances de redevances et pouvons choisir de percevoir nos redevances en nature si cela présente des avantages. Au 31 décembre 2024, nous prenons en nature et vendons environ 2 % de notre production visée par des redevances totale au moyen de contrats de 30 jours.

Environ 99 % de nos biens fonciers bruts nous confèrent des droits de redevance, qui représentent la majeure partie de nos revenus.

Dans l'analyse qui suit, toutes les références aux réserves sont nettes, selon les prix et les coûts prévisionnels, avant impôts. Toutes les références à la production visée par des redevances sont nettes, et toutes les références à la production que nous tirons de participations de concessionnaire sont brutes. Les estimations des réserves et

des produits des activités ordinaires nets futurs de chaque terrain pourraient ne pas être aussi fiables que les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs pour l'ensemble des terrains en raison du regroupement.

Droits de redevance

Les caractéristiques uniques des redevances offrent aux titulaires de redevances des avantages commerciaux dont ne bénéficient pas les titulaires de participations de concessionnaire, car les titulaires de redevances profitent du potentiel de hausse des terrains avec un risque réduit. Un droit de redevance diffère considérablement d'une participation de concessionnaire, car le titulaire d'un droit de redevance n'a généralement pas la responsabilité ni l'obligation de contribuer à des fonds supplémentaires à quelque fin que ce soit, y compris les coûts d'investissement ou d'exploitation, ni n'exerce de responsabilités en matière d'environnement ou de remise en état. En revanche, le titulaire d'une participation de concessionnaire est généralement responsable de sa part des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation, des coûts en matière d'environnement ainsi que de la remise en état, de façon proportionnelle au pourcentage de participation, et il reçoit sa part proportionnelle des revenus.

Nos réserves visées par des redevances proviennent : (i) des terrains visés par un titre minier loués que nous possédons et pour lesquels nous percevons des redevances de location par le preneur à bail; (ii) des terrains visés par la prise en charge d'une redevance qui sont des terrains visés par un titre minier appartenant à des tiers pour lesquels nous sommes titulaires de redevances réservées et qui, selon leurs modalités, constituent des droits fonciers; (iii) des terrains visés par une RDB et loués par des tiers pour lesquels ces derniers versent à Freehold des redevances contractuelles ou des participations aux bénéfices nets, qui peuvent ou non être des droits fonciers. Les terrains visés par la prise en charge d'un titre minier ou d'une redevance n'expirent pas, tandis que les RDB expirent généralement à la fin de la durée de vie productrice du bail. Les terrains visés par un titre minier et les terrains visés par la prise en charge d'une redevance qui découle d'un titre minier sont détenus à perpétuité.

Terrains visés par un titre minier

Sur les terrains visés par un titre minier, les revenus de redevances proviennent des redevances payables à Freehold (bailleur) sous forme de redevances de location prévues par baux délivrés remis aux entreprises (preneurs à bail) qui exploitent des puits producteurs sur ces terrains. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 36 % de notre production visée par des redevances totale (Canada et États-Unis).

Au Canada, nous détenons des participations dans des titres miniers allant généralement de 10 % à 100 % et percevons les redevances applicables, qui varient généralement de 10 % à 22,5 % de tous les produits pétroliers et gaziers produits ou vendus provenant de terrains loués. Par exemple, si notre participation dans un terrain visé par titre minier est de 50 % et que le taux de redevance applicable au bail est de 20 %, nous aurions alors le droit de recevoir le produit de la vente de 10 % (50 % multiplié par 20 %) des revenus provenant du pétrole ou du gaz naturel produits pendant la période. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 17 % de notre superficie (en acres) totale visée par des redevances au Canada.

Au Canada, nos terrains visés par un titre minier couvrent environ 1 030 000 acres, dont 44 % sont loués et 56 % ne le sont pas. Nos terrains visés par un titre minier au Canada comprennent également environ 681 000 acres non développés, qui représentent un potentiel de développement futur.

Aux États-Unis, nous détenons des participations dans des titres miniers et obtenons notre part applicable de la redevance brute, qui varie généralement entre 12,5 % et 25 %, sur l'ensemble du pétrole et du gaz produit sur des terrains loués, déduction faite de notre participation dans la surface unitaire des forages. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 78 % de notre superficie (en acres) totale visée par des redevances aux États-Unis. La majeure partie de nos terrains visés par des titres miniers aux États-Unis sont développés et loués.

Nous détenons également des droits sur des titres miniers pour la potasse, tel qu'il est décrit ci-dessous à la rubrique « Description des terrains producteurs de redevances – Potasse ».

Terrains visés par la prise en charge d'une redevance

Au Canada, nous détenons des droits de redevance sur environ 90 000 acres bruts de terrains visés par la prise en charge d'une redevance, dont environ 18 500 acres ne sont pas développées. Ces terrains visés par un titre minier, appelés terrains visés par la prise en charge d'une redevance, appartiennent à un certain nombre de sociétés pétrolières et gazières tierces pour lesquelles des redevances (variant de 4,7 % à 6,5 %) ont été réservées à Freehold. Comme les droits de redevance pour ces terrains visés par la prise en charge d'une redevance confèrent le droit de recevoir un paiement qui représente, selon leurs modalités, un droit foncier, ces redevances sont détenues à perpétuité. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 1 % de notre superficie (en acres) totale visée par des redevances et environ 1 % de notre production visée par des redevances.

Nous ne possédons aucun terrain visé par la prise en charge d'une redevance aux États-Unis.

Terrains visés par une redevance dérogatoire brute

Les redevances dérogatoires brutes (RDB) sont de nature contractuelle et ne sont donc pas détenues à perpétuité. Elles expirent à la fin du ou des concessions ou des accords, ce qui se produit généralement lorsque la production a cessé sur les terrains en question. Ces terrains sont constitués de terrains loués par un certain nombre de sociétés pétrolières et gazières tierces pour lesquelles des redevances contractuelles ou des participations aux bénéfices nets ont été réservées à Freehold. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 57 % de notre production visée par des redevances (au Canada et aux États-Unis).

Au Canada, nous détenons des RDB sur quelque 5 millions d'acres, dont environ 1,5 million d'acres sont non développés. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 82 % de notre superficie (en acres) totale visée par des redevances au Canada.

Aux États-Unis, nous détenons des RDB sur environ 268 000 acres bruts de forage, dont la majeure partie est développée. Ces terrains sont constitués de terrains loués par un certain nombre de sociétés pétrolières et gazières tierces pour lesquelles des redevances contractuelles ont été réservées à Freehold. En 2024, cette catégorie de terrains a représenté environ 22 % de notre superficie (en acres) totale visée par des redevances aux États-Unis.

L'octroi d'une RDB résulte généralement : (i) de l'apport de capitaux en échange de l'octroi de la redevance; ou (ii) de la conversion d'une participation dans une coentreprise en une redevance. Les RDB sont basées sur le produit de la vente de la production brute et sont généralement exemptes de tout coût relatif à l'exploitation, aux investissements et à l'environnement.

Redevance sur le volume de production

Les redevances sur le volume de production sont des accords en vertu desquels le producteur de pétrole et de gaz vend un pourcentage de ses volumes en échange d'un paiement en espèces et, dans certains cas, d'une contribution aux engagements de travail réalisés dans un délai donné.

En 2024, cette catégorie de droits de redevance a représenté environ 6 % de notre production visée par des redevances totale (Canada et États-Unis).

Nous n'avons pas de redevances sur le volume de production aux États-Unis.

Description des terrains producteurs de redevances

Nos droits de redevance représentent un portefeuille de terrains diversifié sur le plan géologique et géographique.

Le tableau suivant résume, par zone, nos droits de redevance moyens, nos réserves nettes et la valeur de nos réserves au 31 décembre 2024, les puits forés, la production de pétrole et de gaz naturel et les droits de redevance en 2024 pour nos terrains producteurs de redevances :

Exercice clos le 31 décembre 2024		Ouest de l'Alberta	Est de la Saskatchewan	Bassin permien (É.-U.)	Bassin d'Eagle Ford (É.-U.)	Dakota du Nord et ailleurs (É.-U.)	Total
Droit de redevance moyen ^{1,2}	(%)	2,0 %	2,2 %	0,3 %	1,2 %	0,4 %	1,5 %
Puits forés	(bruts)	226	177	538	183	16	1 140
Revenus provenant des droits de redevance ³	(k\$)	85 873	80 426	66 028	64 984	7 623	304 934
Production quotidienne nette moyenne	(bep/j)	6 681	2 749	2 553	2 466	513	14 962
	(% du total)	45 %	18 %	17 %	17 %	3 %	100 %
Pétrole et LGN	(b/j)	2 769	2 484	2 062	2 021	245	9 581
	(% du total)	29 %	26 %	21 %	21 %	3 %	100 %
Gaz naturel	(kpi ³ /j)	23 473	1 590	2 946	2 670	1 608	32 287
	(% du total)	73 %	5 %	9 %	8 %	5 %	100 %
Réserves prouvées nettes	(kbep)	14 373	5 720	5 420	7 970	1 109	34 592
Pétrole et LGN	(kb)	6 158	4 899	4 389	6 010	539	21 995
	(% du total)	28 %	22 %	20 %	27 %	2 %	100 %
Gaz naturel	(Mpi ³)	49 285	4 930	6 184	11 762	3 423	75 584
	(% du total)	65 %	7 %	8 %	16 %	5 %	100 %
Réserves prouvées et réserves probables nettes	(kbep)	17 728	8 739	15 931	20 142	2 395	64 935
Pétrole et LGN	(kb)	8 000	7 579	12 455	15 467	764	44 266
	(% du total)	18 %	17 %	28 %	35 %	2 %	100 %
Gaz naturel	(Mpi ³)	58 368	6 961	20 854	28 048	9 788	124 019
	(% du total)	47 %	6 %	17 %	23 %	8 %	100 %
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts ¹							
Selon un taux d'actualisation de 10 % par an	(k\$)	496 194	427 543	449 270	600 304	47 913	2 021 224
	(% du total)	25 %	21 %	22 %	30 %	2 %	100 %

- En fonction de la somme des réserves prouvées et des probables et des prix prévisionnels indiqués dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott.
- Le droit de redevance moyen total est calculé comme étant la moyenne pondérée du nombre de puits dans chaque zone.
- Exclut les revenus tirés de la potasse, des participations et autres.

Le tableau suivant résume, par zone, la superficie (en acres) brute visée par des redevances par rapport à nos terrains producteurs de redevances, au 31 décembre 2024 :

Zone	Superficie brute développée, en acres	Superficie brute non développée, en acres ¹	Superficie brute totale, en acres
Ouest de l'Alberta	3 129 851	1 632 071	4 761 922
Est de la Saskatchewan	676 556	595 202	1 271 758
Bassin d'Eagle Ford (É.-U.)	101 347	366	101 713
Bassin permien (É.-U.)	17 352	2 581	19 933
Dakota du Nord et ailleurs (É.-U.)	7 136	47	7 183
Potasse	13 069	7 669	20 738
Total	3 945 311	2 455 600	6 183 247

- Les terrains non développés producteurs de redevances sont des terrains sans puits producteurs ou potentiellement producteurs.

Ouest de l'Alberta

En 2024, 227 puits, soit 56 % des forages assortis de redevances bruts au Canada, ont été forés dans l'ouest de l'Alberta, ce qui comprend nos terrains producteurs de redevances en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces puits ciblaient principalement les zones qui présentent un potentiel en pétrole et en gaz riche en LGN au sein des groupes Cardium, Mannville et Spirit River, ainsi que la poursuite des forages de développement et d'exploration dans la zone Clearwater. Dans cette zone, 99 % des puits sont des forages horizontaux. Environ 93 % des puits ciblaient le pétrole, tandis que les 7 % restants étaient concentrés dans la zone très prolifique en gaz riche en LGN au sein du bassin Deep. Les cibles pétrolières et gazières de Mannville, y compris les puits multilatéraux de Sparky, ont donné lieu à 68 puits bruts, soit 30 % des puits bruts forés dans l'ouest de l'Alberta au cours de l'année. Les forages dans la formation de Cardium ont produit 53 puits bruts, soit 23 % des puits bruts forés dans la zone en 2024. Sur nos terrains de la formation Clearwater, l'activité a été intense, avec 52 puits bruts forés au cours de l'année, ce qui représente 23 % des forages dans l'ouest de l'Alberta.

Est de la Saskatchewan

En 2024, 176 puits bruts, soit 44 % des forages assortis de redevances bruts de Freehold au Canada, ont été réalisés dans l'est de la Saskatchewan, zone qui comprend tous les terrains producteurs de redevances de la Saskatchewan et du Manitoba (avec quelques petites zones en Ontario). Dans cette zone, 99 % des puits forés en 2024 étaient des forages horizontaux ciblant des zones pétrolières potentielles.

En 2024, 41 % des puits assortis de redevances bruts forés dans l'est de la Saskatchewan se trouvaient dans la zone pétrolière Viking. Les autres zones importantes dans l'est de la Saskatchewan sont les zones Mississippian Carbonates et Bakken, situées dans le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, ainsi que les zones Shaunavon et Cantaur, situées dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Ensemble, ces zones représentaient 86 sites ou 49 % des forages assortis de redevance bruts dans l'est de la Saskatchewan en 2024. Freehold continue de bénéficier de la présence d'exploitants actifs et bien capitalisés qui recherchent des occasions d'obtenir des rentrées nettes élevées dans cette zone.

Bassin d'Eagle Ford (É.-U. – Texas)

Les actifs de Freehold dans le bassin d'Eagle Ford représentent une partie majeure de notre portefeuille américain. En 2024, 183 puits bruts ont été forés sur nos terrains producteurs de redevances dans cette zone, grâce à des producteurs bien capitalisés de qualité supérieure qui sont déterminés à développer leurs actifs dans la zone.

Bassin permien (É.-U. – Texas et Nouveau-Mexique)

Les actifs de Freehold dans le bassin permien représentent l'une des zones les plus actives de notre portefeuille. En 2024, les activités de forage par un groupe diversifié de producteurs publics et privés, dont beaucoup se concentrent exclusivement sur le bassin permien, ont produit 538 puits bruts sur nos terrains producteurs de redevances.

Dakota du Nord et ailleurs (É.-U.)

En 2024, les principales zones ou les principaux bassins étaient Bakken et Three Forks dans le Dakota du Nord, Haynesville en Louisiane et au Texas ainsi que Marcellus en Pennsylvanie, qui sont développés exclusivement par forage horizontal par des exploitants bien capitalisés. En 2024, 16 puits ont été forés sur nos terrains producteurs de redevances dans ces zones.

Potasse

Notre inventaire de terrains renfermant des réserves de potasse s'élève à environ 20 700 acres bruts en 2024. Il s'agit de baux que nous avons accordés sur nos titres miniers à divers exploitants de neuf mines de potasse. Nos baux font partie d'unités potassiques plus vastes qui couvrent l'ensemble des zones minières.

Les mines de potasse pour lesquelles nous percevons des redevances sont exploitées par Mosaic Company et Nutrien Ltd. En 2024, nous avons perçu environ 1,6 million de dollars de redevances provenant de la production d'environ sept tonnes brutes par jour de potasse. Nos participations dans les réserves de potasse constituent une source importante de revenus provenant de combustibles non fossiles, mais ils ne sont pas jugés significatifs et, à ce titre, aucune évaluation indépendante de nos réserves de potasse n'a été obtenue.

Terrains producteurs de redevances non développés

Les terrains producteurs de redevances non développés sont des terrains sans puits producteurs ou potentiellement producteurs, qui totalisent environ 2,2 millions d'acres bruts. Ces terrains offrent différentes possibilités : forages dans des zones non unifiées au sein d'unités de production, forages ou achèvement de zones supplémentaires, forages intercalaires avec réduction de l'espacement des puits, optimisation des sites de forage au sein des unités d'espacement et forages horizontaux. Si des terrains non développés sont loués et qu'un puits est foré sur un terrain adjacent aux terrains producteurs de redevances dont nous détenons le titre minier et que ce puits produit à partir d'une formation dans laquelle nous avons une participation, mais qui ne produit pas sur les terrains producteurs de redevances, nous avons généralement le droit d'exiger du preneur à bail du titre minier soit : a) de forer un puits sur une unité d'espacement non forée sur les terrains producteurs de redevances; b) de payer une redevance compensatoire; ou c) de renoncer à la formation concernée.

Travaux de forage

Freehold reçoit des revenus des redevances provenant des puits forés avec succès sur nos terrains. Les travaux de forage sur les terrains producteurs de redevances devraient continuer à fournir de nouvelles sources de revenus provenant des redevances sur le pétrole et le gaz naturel dans les années à venir, à créer de nouveaux puits et à assurer une production qui compensera en partie les puits en baisse de production. Freehold n'est pas responsable des travaux de forage ou des activités de développement ni des dépenses liées aux terrains producteurs de redevances.

Le tableau suivant résume les travaux de forage menés par les preneurs à bail sur les terrains producteurs de redevances au cours des deux derniers exercices.

Exercices clos le 31 décembre ¹	2024	2023
Terrains visés par des droits de redevance (puits bruts)		
Puits de pétrole	1 095	967
Puits de gaz naturel	22	15
Puits de service/autres puits	11	9
Puits secs et abandonnés	12	2
Total	1 140	993
Taux de réussite	98,9 %	99,8 %

1. Comprend tous les forages effectués sur les terrains acquis au cours de l'exercice à compter de la date de prise d'effet des acquisitions.

Outre nos droits de redevance, nous possédons une quantité négligeable de terrains avec participation de concessionnaire au Canada. Nos actifs liés à des participations de concessionnaire au Canada représentaient moins de 1,0 % de la somme de nos réserves prouvées et de nos réserves probables totales au 31 décembre 2024 et moins de 1,0 % de notre production totale en 2024.

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant présente, par province et par État, le nombre de puits producteurs sur lesquels nous détenons des droits de redevance au 31 décembre 2024. Ce nombre de puits producteurs comprend les puits associés à notre participation dans 490 unités, ce qui représenterait environ 22 650 puits.

Droits de redevance		
Terrains	Puits de gaz naturel	Puits de pétrole
Canada		
Alberta	15 067	9 792
Saskatchewan	659	10 513
Colombie-Britannique	85	28
Manitoba	-	1 209
Ontario	-	-
Total pour le Canada	15 811	21 542

Droits de redevance		
Terrains	Puits de gaz naturel	Puits de pétrole
États-Unis		
Colorado	135	94
Louisiane	52	-
Nouveau-Mexique	-	44
Dakota du Nord	-	451
Oklahoma	19	65
Pennsylvanie	42	-
Texas	928	6 342
Wyoming	28	8
Total pour les États-Unis	1 204	7 007
Total	17 015	28 549

Le tableau suivant présente, par province, le nombre et le statut des puits dans lesquels la Société détenait une participation de concessionnaire au 31 décembre 2024.

Terrains avec participation de concessionnaire	Puits de gaz naturel			
	Producteurs		Non producteurs ³	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	25	14,4	61	24,8
Saskatchewan	-	-	2	0,9
Colombie-Britannique	1	0,1	-	-
Manitoba	-	-	-	-
Ontario	-	-	-	-
Total^{1,2}	26	14,5	63	25,7

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.
2. Freehold ne détient aucune participation de concessionnaire dans des puits de pétrole ou d'autres types de puits à l'extérieur du Canada.
3. Les puits non producteurs figurant dans le tableau ci-dessus comprennent tous les puits dans lesquels la Société détient des participations de concessionnaire et qui ne sont pas actuellement producteurs, mais qui pourraient être exploités afin de produire du pétrole ou du gaz naturel. Outre les puits énumérés dans le tableau, Freehold détient une participation de concessionnaire dans 149 puits de pétrole bruts (40,1 puits nets), 31 puits de gaz naturel bruts (16,3 puits nets) et 9 autres puits bruts (3,9 puits nets) au Canada qui sont inactifs et qui ne pourraient pas être exploités pour produire du pétrole ou du gaz naturel. Certains de ces puits ont été abandonnés, mais n'ont pas été remis en état, tandis que d'autres sont en attente d'abandon.

Terrains sans réserves attribuables

Le tableau suivant présente, par province et par État, nos terrains non développés au 31 décembre 2024 :

	Superficie non développée, en acres		
	Terrains producteurs de redevances	Terrains avec participation de concessionnaire	
	Brute	Brute	Nette
Canada			
Alberta	1 599 875	6 090	2 025
Saskatchewan	573 137	596	396
Colombie-Britannique	32 195	1 359	61
Manitoba	27 845	-	-
Ontario	1 890	-	-
Total pour le Canada	2 234 942	8 045	2 482
États-Unis			
Colorado	0	0	0
Louisiane	0	0	0
Nouveau-Mexique	0	0	0
Dakota du Nord	0	0	0
Oklahoma	25	0	0
Pennsylvanie	9	0	0
Texas	2 960	0	0
Wyoming	0	0	0
Total pour les États-Unis	2 994	0	0
Total	2 237 936	8 045	2 482

Il n'y a pas d'engagements de travail importants sur nos terrains non développés.

La superficie des terrains non prouvés sur lesquels nous prévoyons que nos droits pourraient expirer au cours de la prochaine année est d'environ 100 000 acres bruts.

On calcule la superficie des terrains non développés en additionnant la superficie couverte (en acres) par les baux ou les accords ou les parties de baux ou des accords pour lesquels il n'y a pas de puits producteurs ou potentiellement producteurs. Dans certaines circonstances limitées où nous détenons des droits sur différentes formations couvertes par une même superficie en vertu de différents baux ou accords, nous avons inclus la superficie relative à tous ces baux ou accords. Il n'existe aucune incertitude ni aucun facteur significatif associé aux terrains non développés.

Horizon fiscal

Freehold a dû payer des impôts au comptant au Canada et aux États-Unis en 2024 et prévoit payer des impôts au Canada et aux États-Unis en 2025.

Le taux d'imposition du revenu des sociétés pour Freehold en 2024 était d'environ 23 % (tout comme en 2023) et on prévoit qu'il sera de 23 % en 2025 et les années suivantes.

Au 31 décembre 2024, les comptes fiscaux de Freehold s'élevaient à 1 218 millions de dollars. De plus amples renseignements sont fournis dans le rapport de gestion de Freehold pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, qui peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations futures devraient permettre de maintenir ou d'améliorer la production. Freehold pourrait financer ses dépenses en immobilisations par des émissions supplémentaires d'actions ordinaires, des emprunts, des contrats d'amodiation ou son fonds de roulement.

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations au Canada pour l'acquisition de terrains producteurs de redevances en 2024.

Canada	(k\$)
Coûts d'acquisition des terrains ¹	
Terrains prouvés	13 600 \$
Terrains non prouvés / non développés	1 260
Frais de développement	-
Total	14 860 \$

1. Selon le classement au moment de l'acquisition.

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations aux États-Unis pour l'acquisition de terrains producteurs de redevances en 2024.

États-Unis	(k\$)
Coûts d'acquisition des terrains ¹	
Terrains prouvés	141 908 \$
Terrains non prouvés / non développés	249 989
Frais de développement	-
Total	391 897 \$

1. Selon le classement au moment de l'acquisition.

Production estimative

Les tableaux suivants présentent le volume de production brute et de production nette estimatif pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 indiqué dans les rapports de Trimble et de Ryder Scott, en fonction des prix prévisionnels utilisés dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs présentée dans les tableaux figurant à la rubrique « Données relatives aux réserves ».

CANADA

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole de réservoirs étanches		Pétrole brut lourd	
	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (b/j)	Nette (b/j)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	1 974	-	358	-	1 211
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	15
Non développées	-	393	-	58	-	149
Réserves prouvées totales	-	2 367	-	416	-	1 375
Réserves probables	-	191	-	25	-	121
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	-	2 558	-	441	-	1 496

Catégorie de réserves	Gaz naturel classique		Méthane de houille		Gaz de schiste	
	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	176	19 810	-	337	-	702
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	636	-	-	-	117
Réserves prouvées totales	176	20 446	-	337	-	819
Réserves probables	-	787	-	2	-	117
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	176	21 233	-	339	-	936

Catégorie de réserves	Liquides de gaz naturel		Total en équivalent pétrole	
	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (bep/j)	Nette (bep/j)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	4	719	34	7 737
Développées inexploitées	-	-	-	15
Non développées	-	39	-	765
Réserves prouvées totales	4	758	34	8 517
Réserves probables	-	42	-	530
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	4	800	34	9 047

ÉTATS-UNIS

Catégorie de réserves	Pétrole de réservoirs étanches		Gaz de schiste		Liquides de gaz naturel	
	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)	Brute (b/j)	Nette (b/j)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	2 705	-	6 958	-	1 054
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	636	-	1 841	-	272
Réserves prouvées totales	-	3 341	-	8 799	-	1 327
Réserves probables	-	549	-	1 288	-	202
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	-	3 890	-	10 087	-	1 529

Catégorie de réserves	Total en équivalent pétrole	
	Brute (bep/j)	Nette (bep/j)
Réserves prouvées		
Développées exploitées	-	4 919
Développées inexploitées	-	-
Non développées	-	1 215
Réserves prouvées totales	-	6 134
Réserves probables	-	966
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	-	7 100

TOTAL

Catégorie de réserves	Pétrole brut léger et moyen		Pétrole de réservoirs étanches		Pétrole brut lourd	
	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (b/j)	Nette (b/j)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	-	1 974	-	3 063	-	1 211
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	15
Non développées	-	393	-	694	-	149
Réserves prouvées totales	-	2 367	-	3 757	-	1 375
Réserves probables	-	191	-	574	-	121
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	-	2 558	-	4 331	-	1 496

Catégorie de réserves	Gaz naturel classique		Méthane de houille		Gaz de schiste	
	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)	Brute (kpi ³ /j)	Nette (kpi ³ /j)
Réserves prouvées						
Développées exploitées	176	19 810	-	337	-	7 660
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	-
Non développées	-	636	-	-	-	1 958
Réserves prouvées totales	176	20 446	-	337	-	9 618
Réserves probables	-	787	-	2	-	1 405
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	176	21 233	-	339	-	11 023

Catégorie de réserves	Liquides de gaz naturel		Total en équivalent pétrole	
	Brute (b/j)	Nette (b/j)	Brute (bep/j)	Nette (bep/j)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	4	1 773	34	12 656
Développées inexploitées	-	-	-	15
Non développées	-	311	-	1 980
Réserves prouvées totales	4	2 085	34	14 651
Réserves probables	-	244	-	1 496
Total des réserves prouvées et des réserves probables¹	5	2 329	34	16 147

1. Le total pourrait ne pas correspondre à la somme en raison de l'arrondissement.

Production antérieure

Les tableaux suivants résument notre production, les prix reçus pour nos produits, les redevances payées, la taxe à la production et l'impôt sur la valeur, les frais d'exploitation et les rentrées nettes en fonction des barils d'équivalent pétrole (bep) pour les périodes indiquées ci-dessous.

CANADA

	2024				2023			
	Fin du trimestre				Fin du trimestre			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production quotidienne moyenne ¹								
Pétrole brut léger et moyen ² (b/j)	2 878	2 906	3 056	3 097	3 261	3 060	3 242	3 243
Pétrole brut lourd (b/j)	1 516	1 315	1 348	1 300	1 182	1 127	1 167	1 253
Gaz naturel classique ³ (kpi ³ /j)	25 042	23 931	25 556	25 735	26 120	25 575	26 696	26 538
LGN (b/j)	869	865	959	907	863	729	942	903
Valeur combinée (bep/j)	9 437	9 075	9 622	9 593	9 659	9 178	9 800	9 822
Prix moyen réalisé								
Pétrole brut léger et moyen ² (\$/b)	89,63	93,05	100,04	84,47	93,16	102,13	91,79	86,48
Pétrole brut lourd (\$/b)	75,48	79,15	86,38	70,10	72,49	87,16	66,57	61,47
Gaz naturel classique ³ (\$/kpi ³)	1,00	0,61	0,90	2,12	2,02	2,05	1,94	3,29
LGN (\$/b)	48,09	48,82	52,52	49,35	51,26	52,10	44,52	58,46
Valeur combinée (\$/bep)	46,53	47,52	51,50	47,13	50,34	54,61	47,86	50,66
Charges liées aux redevances ⁴								
Pétrole brut léger et moyen ² (\$/b)	0,20	0,11	0,12	-	0,03	0,01	0,10	0,02
Pétrole brut lourd (\$/b)	0,20	0,11	0,12	-	-	-	-	-
Gaz naturel classique ³ (\$/kpi ³)	0,01	(0,01)	-	-	-	0,01	-	-
LGN (\$/b)	0,15	0,13	0,16	0,12	0,07	0,19	0,19	0,13
Valeur combinée (\$/bep)	0,12	0,05	0,06	0,01	0,02	0,01	0,08	0,02
Frais d'exploitation (\$/bep) ⁵								
Pétrole brut léger et moyen ² (\$/b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole brut lourd (\$/b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel classique ³ (\$/kpi ³)	0,10	0,10	0,12	0,07	0,10	0,10	0,13	0,07
LGN (\$/b)	0,58	0,58	0,70	0,43	0,16	0,21	0,22	0,10
Valeur combinée (\$/bep)	0,31	0,31	0,38	0,23	0,27	0,29	0,38	0,21
Rentrées nettes ^{6,7}								
Pétrole brut léger et moyen ² (\$/b)	89,44	92,93	99,92	84,46	93,13	102,12	91,69	86,46
Pétrole brut lourd (\$/b)	75,29	79,03	86,26	70,09	72,49	87,16	66,57	61,47
Gaz naturel classique ³ (\$/kpi ³)	0,89	0,52	0,79	2,05	1,92	1,94	1,81	3,22
LGN (\$/b)	47,36	48,12	51,66	48,80	51,03	51,70	44,11	58,23
Valeur combinée (\$/bep)	46,10	47,16	51,05	46,88	50,05	54,31	47,40	50,43

1. Représente la production nette provenant de nos terrains producteurs de redevances au Canada et la production que nous tirons de participations de concessionnaire mineures au Canada.
2. Comprend un volume de production négligeable provenant de réserves de pétrole de réservoirs étanches.
3. Comprend un volume de production négligeable provenant des réserves de méthane de houille et de gaz de schiste.
4. Les charges liées aux redevances comprennent tous les droits à la Couronne et les paiements de redevances à des tiers.
5. Les frais d'exploitation ont trait à la production que nous tirons de participations de concessionnaire et comprennent les coûts directs engagés et les coûts répartis entre la production de gaz naturel et de liquides de gaz naturel.
6. Les rentrées nettes en fonction des barils d'équivalent pétrole (bep) sont calculées en soustrayant les charges liées aux redevances et les frais d'exploitation par bep du prix réalisé.
7. Exclut, entre autres, les revenus provenant de la potasse et les intérêts.

ÉTATS-UNIS¹

	2024				2023			
	Fin du trimestre				Fin du trimestre			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production quotidienne moyenne ²								
Pétrole de réservoirs étanches (b/j)	3 418	3 174	3 495	2 997	3 047	3 265	2 851	2 859
Gaz de schiste (kpi ³ /j)	7 522	7 516	6 968	6 882	6 849	7 276	6 676	6 948
LGN (b/j)	1 197	1 107	943	977	1 015	949	903	885
Valeur combinée (bep/j)	5 869	5 533	5 599	5 121	5 204	5 427	4 867	4 902
Prix moyen réalisé								
Pétrole de réservoirs étanches (\$/b)	97,82	102,32	110,51	102,78	108,51	108,54	99,92	100,28
Gaz de schiste (\$/kpi ³)	2,17	1,17	0,52	2,21	2,60	2,35	2,11	3,93
LGN (\$/b)	28,06	26,44	25,41	31,87	26,01	27,67	27,46	31,16
Valeur combinée (\$/bep)	65,48	65,58	73,90	69,19	72,04	73,28	66,52	69,68
Taxe à la production et impôt sur la valeur								
Pétrole de réservoirs étanches (\$/b)	3,48	4,59	4,64	4,76	3,54	5,20	5,71	3,50
Gaz de schiste (\$/kpi ³)	0,58	0,77	0,77	0,79	0,59	0,87	0,95	0,58
LGN (\$/b)	3,48	4,59	4,64	4,76	3,54	5,20	5,71	3,50
Valeur combinée (\$/bep)	3,48	4,59	4,64	4,76	3,54	5,20	5,71	3,50
Frais d'exploitation (\$/bep)								
Pétrole de réservoirs étanches (\$/b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz de schiste (\$/kpi ³)	-	-	-	-	-	-	-	-
LGN (\$/b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur combinée (\$/bep)	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentrées nettes ³								
Pétrole de réservoirs étanches (\$/b)	94,33	97,73	105,87	98,01	104,97	103,34	94,21	96,78
Gaz de schiste (\$/kpi ³)	1,59	0,41	(0,25)	1,41	2,01	1,48	1,16	3,35
LGN (\$/b)	24,58	21,84	20,77	27,11	22,47	22,47	21,75	27,66
Valeur combinée (\$/bep)	61,99	60,98	69,26	64,43	68,50	68,08	60,81	66,18

1. En dollars canadiens.
2. Représente la production nette tirée de nos terrains producteurs de redevances aux États-Unis.
3. Les rentrées nettes en fonction des barils d'équivalent pétrole (bep) sont calculées en soustrayant les charges liées aux redevances et les frais d'exploitation par bep du prix réalisé.

Le tableau suivant résume notre production quotidienne moyenne provenant de nos terrains producteurs de redevances dans des régions ou des champs importants pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

	Pétrole léger et moyen ¹ (b/j)	Pétrole lourd ¹ (b/j)	Gaz naturel classique ² (kpi ³ /j)	Liquides de gaz naturel (b/j)	Équivalent pétrole (bep/j)
Terrains producteurs de redevances au Canada³					
Ouest de l'Alberta	909	1 049	23 473	811	6 681
Est de la Saskatchewan	2 075	321	1 590	88	2 749
Total pour le Canada	2 984	1 370	25 063	899	9 430

1. Comprend un volume de production négligeable provenant de réserves de pétrole de réservoirs étanches.
2. Comprend un volume de production négligeable provenant des réserves de méthane de houille et de gaz de schiste.
3. La production provenant des terrains producteurs de redevances est présentée sur une base nette.

	Pétrole de réservoirs étanches (b/j)	Gaz de schiste (kpi ³ /j)	Liquides de gaz naturel (b/j)	Équivalent pétrole (bep/j)
Terrains producteurs de redevances aux États-Unis¹				
Bassin d'Eagle Ford	1 521	2 670	500	2 466
Bassin permien	1 592	2 946	470	2 553
Dakota du Nord et ailleurs	158	1 608	87	513
Total pour les États-Unis	3 271	7 224	1 057	5 532

1. La production provenant des terrains producteurs de redevances est présentée sur une base nette.

Obligations environnementales

En tant que titulaire de redevances, Freehold n'exploite directement aucun de ses actifs producteurs de redevances. Les titulaires de redevances ne sont généralement pas responsables des coûts d'exploitation ou d'investissement ni des obligations en matière d'environnement ou de remise en état. Les projets pour lesquels nous recevons des revenus de redevances sont détenus en propriété et exploités par des sociétés pétrolières et gazières indépendantes, dont beaucoup sont cotées en bourse (communément appelées nos « **exploitants tiers** » ou « **preneurs à bail** »). Nos redevanciers comprennent certains des exploitants tiers les plus importants et les plus reconnus du secteur du pétrole et du gaz au Canada et aux États-Unis. Ces sociétés exercent leurs activités selon les cadres réglementaires canadiens et américains.

Freehold détient également des participations de concessionnaire dans des terrains pétrolifères et gazéifères. Nous sommes responsables de notre part des obligations environnementales en cours et, ultimement, de la remise en état de nos terrains avec participation de concessionnaire mineure après leur abandon. En 2024, nos actifs de participations de concessionnaire représentaient moins de 1 % de nos réserves prouvées et de nos réserves probables. L'environnement, la santé et la sécurité relèvent de la responsabilité de Rife en tant que gestionnaire des actifs de Freehold. Rife dispose d'un programme complet qui comprend des politiques et des procédures visant à garantir le respect de la réglementation environnementale et à protéger la santé et la sécurité de ses employés.

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

Aux fins de l'estimation des données relatives aux réserves dans le rapport de Trimble, les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état de tous les puits (actifs et inactifs) ont été pris en compte, que ces puits aient ou non été attribués à des réserves, ce qui ne s'applique qu'aux terrains avec participation de concessionnaire de Freehold. En outre, l'abandon, le déclassement et la remise en état des pipelines et des installations ont également été pris en compte aux fins de l'estimation des données relatives aux réserves dans le rapport de Trimble. Freehold détient uniquement des droits de redevance aux États-Unis et aucune participation de concessionnaire. Par conséquent, dans le rapport de Ryder Scott sur les actifs de Freehold aux États-Unis, aucune déduction n'a été effectuée pour les coûts d'abandon, de déclassement et de remise en état, car la Société n'a aucune responsabilité à l'égard de ces coûts sur ses terrains visés par des droits de redevance. Le montant non actualisé des coûts d'investissement liés à l'abandon et à la remise en état, pris en compte dans les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs associés à nos réserves prouvées ainsi qu'à la somme de nos réserves prouvées et de nos réserves probables, s'élève à environ 12,5 millions de dollars.

En nous fondant sur les données publiques et sur notre propre expérience, nous estimons le montant et le calendrier des dépenses futures d'abandon et de remise en état au niveau de chaque puits, installation et pipeline, d'après les caractéristiques sous-jacentes du puits, de l'installation ou du pipeline concerné. Les dépenses estimatives sont fondées sur les normes réglementaires actuelles et sur les coûts réels d'abandon et de remise en état antérieurs.

De plus amples renseignements sur notre part estimative des obligations futures en matière d'environnement et de remise en état pour les terrains avec participation de concessionnaire sont présentés dans les états financiers consolidés de Freehold pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, qui peuvent être consultés sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Emprunts

Freehold dispose de facilités de crédit renouvelables prorogeables d'un montant total de 450 millions de dollars, composées d'une facilité consortiale de 430 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation de 20 millions de dollars. Le montant total peut être porté à 500 millions de dollars avec le consentement des prêteurs.

La date d'échéance actuelle des facilités de crédit est le 12 novembre 2027. Freehold peut demander chaque année le report de la date d'échéance alors en vigueur, sous réserve de l'approbation des prêteurs. Après l'octroi d'un report, la durée des facilités de crédit ne peut excéder trois ans.

Les emprunts non remboursés dans le cadre des facilités de crédit portent intérêt sur les prélèvements libellés en dollars américains et canadiens au taux de financement à un jour garanti (taux SOFR) et au taux moyen des opérations de pension à un jour au Canada (taux CORRA), respectivement, ou au taux préférentiel du prêteur majoré des marges applicables et des frais de disponibilité, en fonction des ratios de la dette à long terme de Freehold par rapport au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (BAIIA) sur les terrains visés par des droits de redevance. Dans le cadre des facilités de crédit : 1) le ratio de notre dette par rapport au BAIIA sur les terrains visés par des droits de redevance ne doit à aucun moment dépasser 3,5 pour 1,0; 2) le ratio de notre dette par rapport à la capitalisation (le total de la dette et des capitaux propres) ne doit à aucun moment dépasser 55 %. Conformément aux modalités de nos facilités de crédit, nous ne pouvons verser de dividendes si nous sommes en défaut à l'égard de ces facilités.

Les facilités de crédit sont garanties par des débiteures à première charge sur tous les actifs canadiens de Freehold et par un contrat de sûreté et une hypothèque à charge fixe sur certains actifs américains de Freehold.

Conjoncture du secteur

Les sociétés qui exercent des activités dans le secteur pétrolier et gazier au Canada sont soumises à une réglementation contraignante et à un contrôle étroit de leurs activités (notamment en matière de régime foncier, d'exploration, de développement, de production, de raffinage et de valorisation, de transport et de commercialisation). Des lois ont été adoptées et des accords ont été conclus entre différents ordres de gouvernement en ce qui concerne la tarification et la taxation du pétrole et du gaz naturel, qui doivent tous être examinés avec attention par les investisseurs de la Société. Toutes les lois en vigueur sont du domaine public et la Société n'est pas en mesure de prévoir quelles lois ou modifications supplémentaires pourraient être adoptées par les gouvernements dans l'avenir.

Les actifs et les activités de la Société sont réglementés par des organismes administratifs dont les pouvoirs sont conférés par les lois promulguées par l'ordre de gouvernement compétent. Les aspects réglementés des activités en amont de la Société et de ses redevanciers dans le secteur du pétrole et du gaz naturel comprennent toutes les activités liées à l'exploration et à la production de pétrole et de gaz naturel, notamment : (i) les permis de forage de puits et de construction d'infrastructures connexes; (ii) les exigences techniques en matière de forage et de puits; (iii) les emplacements autorisés et l'accès aux sites d'exploitation; (iv) les normes d'exploitation concernant la conservation des substances produites et la prévention des déchets, telles que la restriction du torchage et du dégazage; (v) la réduction des impacts environnementaux, notamment par la réduction des émissions; (vi) le stockage, l'injection et l'élimination des substances associées aux activités de production; (vii) l'abandon et la remise en état des sites touchés. Pour mener des activités dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et rester en conformité avec la réglementation applicable, les producteurs doivent respecter la législation, la réglementation, les ordonnances, les directives et les autres instructions applicables (qui sont toutes soumises à la surveillance, à l'examen et à la révision par le gouvernement, de temps à autre). Cette conformité peut être coûteuse et toute infraction est passible d'amendes ou d'autres sanctions.

L'analyse ci-dessous présente certains des principaux aspects des lois, des règlements, des accords, des ordonnances et des directives, ainsi qu'un résumé des autres conditions pertinentes qui ont une incidence sur le secteur pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien, où, au 31 décembre 2024, se trouvaient principalement les actifs canadiens de la Société. Bien que l'incidence de ces questions sur les activités de la Société n'est pas considérablement différente de celle sur les autres acteurs du secteur de taille comparable et ayant des actifs et des activités semblables, les investisseurs devraient les examiner attentivement.

Les actifs et les activités de la Société aux États-Unis sont réglementés par des organismes administratifs dont les pouvoirs sont conférés par les lois sous-jacentes promulguées par l'ordre de gouvernement compétent. Les aspects réglementés des activités en amont de la Société et de ses redevanciers dans le domaine du pétrole brut et du gaz naturel comprennent toutes les activités liées à l'exploration et à la production de pétrole brut et de gaz naturel, notamment : (i) les permis de forage de puits; (ii) les exigences techniques en matière de forage et de puits; (iii) les emplacements autorisés et l'accès aux sites d'exploitation; (iv) les normes d'exploitation concernant la conservation des substances produites et la prévention des déchets; (v) la réduction des impacts environnementaux; (vi) le stockage, l'injection et l'élimination des substances associées aux activités de production; (vii) l'abandon et la remise en état des sites touchés. Pour mener des activités dans le secteur du pétrole brut et du gaz naturel et rester en conformité avec la réglementation fédérale ou étatique applicable, les producteurs doivent respecter la législation, la réglementation, les ordonnances, les directives et les autres instructions applicables (qui sont toutes soumis à la surveillance, à l'examen et à la révision par le gouvernement, de temps à autre). Cette conformité peut être coûteuse et toute infraction est passible d'amendes ou d'autres sanctions. La Société continuera d'évaluer les conditions et les règlements qui ont une incidence sur le secteur du pétrole brut et du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que leur incidence sur ses activités courantes.

Établissement des prix et commercialisation

Le prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN est négocié entre les acheteurs et les vendeurs. Divers facteurs peuvent influencer sur les prix, notamment l'offre et la demande mondiales et locales, la qualité du produit, l'éloignement du marché, la disponibilité des moyens de transport, la valeur des produits raffinés, les prix des produits concurrents, le prix des stocks concurrents, la durée des contrats, les conditions météorologiques, l'équilibre entre l'offre et la demande et les conditions contractuelles de vente.

Contraintes de transport et accès au marché

La capacité de transporter la production de l'Ouest canadien vers l'est du Canada, les États-Unis et d'autres marchés internationaux a été et continue d'être une contrainte majeure pour l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN. De nombreux projets proposés ont été annulés ou retardés en raison d'obstacles réglementaires, de contestations judiciaires et de facteurs économiques et sociopolitiques.

Pipelines

Les producteurs négocient avec les exploitants de pipelines pour transporter leurs produits vers les marchés conformément à un contrat ferme, au comptant ou interruptible, selon le pipeline et la substance en cause. La disponibilité des moyens de transport varie considérablement d'un territoire ou d'une région à l'autre. Cette variabilité peut déterminer la nature des engagements de transport disponibles, le nombre de clients potentiels et les prix obtenus.

Pipelines au Canada

En vertu de la loi constitutionnelle canadienne, le développement et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux relèvent de la compétence du gouvernement fédéral et, en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, les nouveaux pipelines interprovinciaux et internationaux doivent faire l'objet d'un examen réglementaire fédéral et recevoir l'approbation du Cabinet avant d'être réalisés. Ces dernières années, cependant, on a constaté un manque de certitude sur le plan politique et réglementaire à cet égard, de sorte que, même lorsque les projets sont approuvés, ils sont souvent retardés en raison de mesures prises par les gouvernements provinciaux et les administrations municipales et des oppositions juridiques liées à des questions telles que les droits et les titres des Autochtones, l'obligation du gouvernement de consulter et d'accommoder les peuples autochtones et le caractère suffisant des processus pertinents d'examen environnemental. Les pipelines d'exportation du Canada vers les États-Unis sont confrontés à une imprévisibilité supplémentaire, car ils doivent également être approuvés par plusieurs ordres de gouvernement aux États-Unis.

Pipelines aux États-Unis

Aux États-Unis, le transport du pétrole brut est soumis à une réglementation en matière de tarifs et d'accès. La Federal Energy Regulatory Commission (la « **FERC** ») réglemente les tarifs de transport interétatique par pipeline de pétrole brut en vertu de la loi intitulée *Interstate Commerce Act* de 1887 (la « **loi ICA** »). En général, ces tarifs doivent être basés sur les coûts. La FERC exige que les pipelines réglementés en vertu de la loi ICA soumettent les tarifs et les conditions de service. Ces tarifs et ces conditions de service ne peuvent être discriminatoires ou préférentiels. Au début de 1995, les règlements adoptés par la FERC ont généralement accordé une clause d'antériorité à tous les tarifs de transport interétatiques précédemment approuvés et ont établi un système d'indexation de ces tarifs permettant des rajustements annuels basés sur le taux d'inflation, sous réserve de certaines limitations. Tous les cinq ans, la FERC examine la variation annuelle par rapport à l'évolution réelle des coûts. En décembre 2020, dans le cadre de la réévaluation quinquennale, la FERC a ajusté le niveau de l'indice utilisé pour déterminer les variations annuelles des plafonds tarifaires des pipelines et a décidé que l'indice des prix à la production des produits finis majorés de 0,78 % serait le niveau de l'indice pour la période allant du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2026. Une société pipelinière peut également soumettre des tarifs en fonction du coût du service si l'indexation des tarifs est insuffisante pour lui permettre de récupérer ses coûts. Les tarifs de transport de pétrole brut par pipeline à l'intérieur d'un même État peuvent être soumis aux règlements des commissions de réglementation étatiques. Les fondements de la réglementation des pipelines à l'intérieur d'un même État et le degré de surveillance et de contrôle réglementaires appliqués aux tarifs pipeliniers à l'intérieur de cet État varient d'un État à l'autre.

Mise à jour sur les pipelines

La construction du prolongement du pipeline Trans Mountain, approuvée par le Cabinet en novembre 2016, a été achevée en avril 2024 et le pipeline est entré en service en mai 2024. Avec ce prolongement, la capacité nominale du réseau est passée d'environ 300 000 à 890 000 barils par jour. Le prolongement comprenait la construction de trois nouveaux postes d'amarrage au terminal maritime de Westridge en Colombie-Britannique.

En novembre 2020, le procureur général du Michigan a intenté une action en justice afin de mettre fin à une servitude qui autorise Enbridge à exploiter sa ligne 5 (qui transporte jusqu'à 540 000 barils par jour de pétrole brut léger, de pétrole brut synthétique léger et de LGN) sous le détroit de Mackinac, dans le but de forcer la fermeture des conduites compromettant ce segment du réseau de pipelines. Enbridge Inc. a déclaré en janvier 2021 qu'elle avait l'intention de défier l'ordre de fermeture, car les deux pipelines respectent les normes de sécurité fédérales américaines. Le 4 octobre 2021, le gouvernement du Canada a invoqué un traité de 1977 avec les États-Unis, déclenchant ainsi des négociations bilatérales sur le pipeline. En août 2022, la cour fédérale de

district des États-Unis pour l'ouest du Michigan a rejeté la demande du procureur général du Michigan visant à transférer le litige devant la cour d'État du Michigan, invoquant des intérêts fédéraux importants en jeu dans le cadre d'un procès devant la cour fédérale. Le procureur général du Michigan a l'intention de faire appel de cette décision.

En septembre 2022, la cour de district du Wisconsin a tranché en faveur de la bande de Bad River dans son litige avec Enbridge Inc. concernant le réseau de pipelines de la ligne 5 de Enbridge dans cet État. Sans aller jusqu'à ordonner la fermeture du réseau, le tribunal a statué que la bande de Bad River avait droit à une compensation financière et a ordonné à Enbridge Inc. de modifier le tracé du pipeline autour du territoire de Bad River dans un délai de cinq ans.

En octobre 2020, TC Energy Corporation (« **TC** ») a reçu l'autorisation fédérale d'agrandir le réseau de gazoducs Nova Gas Transmission Line (le « **réseau NGTL** »). Le réseau NGTL est en train de mettre en œuvre un programme d'infrastructure de 9,9 milliards de dollars. En juillet 2024, TC a annoncé une convention historique d'achat de participation avec un partenariat d'investissement détenu par des Autochtones, qui permettra jusqu'à 72 communautés autochtones de devenir propriétaires du réseau d'actifs d'infrastructure couvrant l'ouest du Canada.

Régime foncier

Droits miniers au Canada

À l'exception du Manitoba, chaque gouvernement provincial de l'Ouest canadien détient la plupart des droits miniers sur le pétrole et le gaz naturel situés à l'intérieur de ses frontières provinciales respectives. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel en vertu de baux, de permis et de licences (aux fins de la présente rubrique, collectivement, les « **baux** ») pour des durées variables et selon les conditions énoncées dans la législation provinciale, y compris l'obligation d'effectuer des travaux spécifiques ou de verser des paiements en remplacement de ceux-ci. Dans l'Ouest canadien, les gouvernements provinciaux organisent régulièrement des ventes de terrains dans le cadre desquelles les sociétés pétrolières et gazières soumissionnent pour obtenir les baux nécessaires à l'exploration et à la production du pétrole et du gaz naturel appartenant aux gouvernements provinciaux respectifs. Ces baux ont généralement une durée fixe, mais ils peuvent être prolongés au-delà de leur durée initiale si les conditions nécessaires sont remplies.

La propriété privée du pétrole et du gaz naturel (c'est-à-dire des terrains miniers en tenure franche) existe également dans l'Ouest canadien. Les droits d'exploration et de production du pétrole et du gaz naturel privés sont accordés par bail ou contrat selon les modalités et les conditions négociées entre le propriétaire de ces droits miniers et les sociétés qui désirent explorer ou développer des réserves de pétrole et de gaz naturel.

Une autre catégorie de droits miniers est celle des droits miniers détenus par le gouvernement fédéral canadien sur les réserves indiennes (telles qu'elles sont désignées en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada)), qui sont gérés et réglementés par un organisme gouvernemental distinct conformément à une loi distincte. La Société n'a pas d'activités ni de droits de redevance sur les réserves indiennes.

Droits miniers aux États-Unis

Aux États-Unis, les droits miniers peuvent être détenus par des intérêts privés, par l'État ou par le gouvernement fédéral. Les droits d'exploration et de production du pétrole et du gaz naturel privés sont accordés par bail ou contrat selon les modalités et les conditions négociées entre le propriétaire de ces droits miniers et les sociétés qui désirent explorer ou développer des réserves de pétrole et de gaz naturel.

Droits de surface

Pour développer les ressources pétrolières et gazières, les producteurs doivent également disposer des droits d'accès aux terrains de surface nécessaires à la réalisation des activités. Pour ce qui est des terres de la Couronne au Canada ou les terres appartenant à un État ou au gouvernement fédéral aux États-Unis, les droits d'accès à la surface peuvent être obtenus directement auprès du gouvernement. Quant aux terres privées, les droits d'accès peuvent être négociés avec le propriétaire foncier. Toutefois, lorsqu'aucun accord ne peut être conclu, les producteurs peuvent recourir aux procédures mises en place par chaque province et certains États afin d'obtenir et de conserver les droits d'accès à la surface nécessaires à l'exercice des activités pendant toute la durée de vie d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline.

Redevances et mesures incitatives

Chaque province (et, aux États-Unis, chaque État) a adopté des lois et des règlements régissant les redevances dues au gouvernement et établissant les taux de redevance que les producteurs doivent payer pour la production de ressources. Le régime de redevances d'une province ou d'un État donné fonctionne conjointement avec les impôts fédéraux, provinciaux ou étatiques applicables et constitue un facteur important dans la rentabilité des projets d'exploitation des sables bitumineux et de la production de pétrole, de gaz naturel et de LGN. Au Canada et aux États-Unis, les redevances payables sur la production provenant de terrains pour lesquels le gouvernement ne détient pas les droits miniers sont négociées entre le propriétaire franc et le preneur à bail, bien que certaines taxes et autres frais sur la production ou les revenus puissent être exigibles. Les redevances sur la production tirée des terres de la Couronne sont déterminées conformément à la réglementation gouvernementale et correspondent généralement à un pourcentage de la valeur de la production.

Les producteurs et les titulaires de participations de concessionnaire ayant des droits d'exploitation pétrolière et gazière peuvent créer des redevances supplémentaires ou des droits assimilables à des redevances, tels que des redevances dérogatoires, des participations aux bénéfices nets et des intérêts passifs nets, dans le cadre d'opérations conclues de gré à gré dont les modalités sont négociables.

De temps à autre, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux de l'Ouest canadien, ainsi que certains gouvernements d'États américains, créent des programmes de mesures incitatives sur le plan commercial pour certains secteurs, notamment ceux du pétrole et du gaz. Ces programmes sont souvent mis en place lorsque les prix des marchandises sont bas afin d'encourager les activités d'exploration et de développement, et peuvent prendre la forme de mesures incitatives fondées sur le volume, de réductions des taux de redevances, d'exonérations de redevances ou de crédits d'impôt sur les redevances. Les gouvernements peuvent également instaurer des programmes de mesures incitatives pour encourager les producteurs à donner la priorité à certains types de développement ou à utiliser des technologies qui accroissent la récupération du pétrole, du gaz naturel et des LGN, ou qui améliorent la performance environnementale.

Aux États-Unis, les redevances payables pour la production de pétrole et de gaz varient selon que le domaine pétrolier et gazier appartient au gouvernement fédéral, au gouvernement de l'État ou à un propriétaire foncier privé. En général, le taux actuel des redevances fédérales pour le pétrole et le gaz terrestres est de 12,5 %. La production peut également être soumise à des taxes de séparation sur le pétrole et le gaz au niveau étatique, bien que ces taxes puissent inclure des exemptions pour les puits à faible production. Les redevances payables dans le cadre de baux pétroliers et gaziers privés au Dakota du Nord sont déterminées par des négociations entre le propriétaire du terrain minier et le preneur à bail.

Autorités réglementaires et réglementation environnementale

Questions d'ordre général

Le secteur pétrolier et gazier au Canada et aux États-Unis est actuellement soumis à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois et réglementations fédérales, provinciales, étatiques, territoriales et municipales, qui font toutes l'objet d'un examen et d'une révision périodiques par les pouvoirs publics. Ces règlements prévoient, entre autres, des restrictions et des interdictions concernant les déversements, les rejets ou les émissions de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, notamment le dioxyde de soufre et l'oxyde nitreux. Les règlements définissent les exigences concernant la gestion et le stockage des déchets des champs pétrolifères, la protection des habitats, ainsi que le bon fonctionnement, l'entretien, l'abandon et la remise en état des puits, des installations et des pipelines. Le respect de ces règlements peut nécessiter des dépenses importantes, et leur non-respect peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et des autorisations nécessaires, l'application de sanctions civiles et l'imposition d'amendes et de pénalités importantes. En outre, les modifications futures de la législation environnementale, y compris la législation sur la pollution atmosphérique et les émissions de gaz à effet de serre (les « GES ») (généralement mesurées en termes de potentiel de réchauffement planétaire et exprimées en équivalent dioxyde de carbone (« CO₂e »)), pourraient imposer des exigences supplémentaires aux exploitants et aux autres sociétés du secteur pétrolier et gazier. Les sociétés qui exercent des activités de fracturation hydraulique sont soumises à des exigences réglementaires opérationnelles et de déclaration supplémentaires.

Canada

La réglementation canadienne en matière d'environnement relève à la fois du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux. 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 touchent des questions ou des projets relevant de sa compétence, tels que les entreprises de transport interprovincial, y compris les pipelines et les chemins de fer, et les activités menées sur les terres fédérales. En cas de conflit direct entre la législation fédérale et la législation provinciale en matière d'environnement sur une même question, la législation fédérale prévaut.

Ces dernières années, plusieurs lois promulguées par le gouvernement fédéral ont été contestées par les gouvernements provinciaux, qui estimaient qu'elles outrepassaient les pouvoirs du gouvernement fédéral en vertu du droit constitutionnel canadien et empiétaient sur les domaines de compétence provinciale. Par exemple, l'adoption du projet de loi C-69, qui comprenait la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et la *Loi sur l'évaluation d'impact* (la « LEI ») par le gouvernement fédéral, a créé une incertitude supplémentaire, car ces lois semblaient accorder au gouvernement fédéral canadien un large pouvoir discrétionnaire lui permettant de mettre son veto à des projets d'infrastructure (y compris des projets d'infrastructure relevant de la compétence provinciale) en raison de critères généraux et non définis tels que la durabilité. En 2023, la Cour suprême du Canada a statué que la LEI était inconstitutionnelle, principalement au motif qu'elle représentait une ingérence fédérale importante dans les affaires provinciales. Depuis la décision sur la LEI, le gouvernement fédéral a suspendu le processus d'évaluation prévu par la LEI, en particulier la désignation des projets à évaluer, jusqu'à l'adoption d'une nouvelle loi. Les différends et l'incertitude concernant le champ de compétence entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux et la portée de la législation environnementale ont créé des obstacles importants aux grands projets d'infrastructure au Canada.

États-Unis

Aux États-Unis, les activités pétrolières et gazières sont réglementées par des agences administratives en vertu des dispositions légales des États où ces activités sont menées et par certaines agences du gouvernement fédéral pour les activités sur les terres visées par des baux fédéraux. Ces dispositions légales régissent des questions

telles que l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, y compris les dispositions relatives aux permis de forage de puits, les exigences en matière de cautionnement pour le forage ou l'exploitation de puits, l'emplacement des puits, la méthode de forage et de tubage des puits, l'utilisation de la surface et la remise en état des terrains sur lesquelles les puits sont forés, et l'abandon des puits. Les activités pétrolières et gazières aux États-Unis sont également soumises à divers règlements et lois en matière de conservation qui régissent des questions telles que la taille des unités de forage et d'espacement ou des unités de contingentement, le nombre de puits pouvant être foré dans une zone, ainsi que l'exploitation concertée ou la mise en commun des terrains pétrolifères et gazéifères. En outre, les lois des États en matière de conservation fixent parfois des taux maximaux de production pour les puits de pétrole brut et de gaz naturel, interdisent généralement le dégazage ou le torchage du gaz naturel et imposent certaines exigences concernant l'évaluabilité ou la répartition équitable de la production des champs et des puits individuels.

Gestion de la responsabilité

L'Alberta Energy Regulator (l'« **AER** ») administre plusieurs programmes de gestion de la responsabilité afin de gérer les responsabilités liées à la plupart des puits, des installations et des pipelines classiques d'amont de pétrole et de gaz naturel en Alberta. La province est progressivement en train de passer d'un cadre normatif à une approche plus holistique en matière de gestion de la responsabilité.

L'Alberta dispose d'un fonds pour les puits orphelins afin d'aider à payer les coûts de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines inclus dans certains programmes de l'AER si un titulaire de permis ou un participant ayant une participation de concessionnaire devient insolvable ou n'est pas en mesure de remplir ses obligations. Le fonds pour les puits orphelins est financé par une taxe et un prêt du gouvernement provincial. En mars 2024, le gouvernement de l'Alberta a approuvé une taxe de 135 millions de dollars pour financer le budget de fonctionnement de l'Orphan Well Association pour 2024-2025.

L'approche de l'Alberta en matière de gestion de la responsabilité s'inscrit dans la foulée de la décision de la Cour suprême du Canada (la « **CSC** ») dans l'affaire *Orphan Well Association c. Grant Thornton* (aussi appelée la « **décision Redwater** »). En raison de la décision Redwater, les séquestres et les fiduciaires ne peuvent désormais plus éviter de se soumettre au pouvoir législatif de l'AER d'imposer des ordonnances d'abandon à l'encontre de titulaires de permis ou d'exiger d'un titulaire de permis qu'il verse une sûreté avant d'approuver un transfert lorsque celui-ci est visé par des procédures d'insolvabilité formelles. Cela signifie qu'une succession insolvable ne peut désormais plus renoncer aux actifs qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile (et qui constituent par conséquent un passif net) afin de n'avoir à gérer principalement que les actifs productifs et de grande valeur, sans d'abord exécuter les obligations en matière d'abandon et de remise en état associées aux actifs. Les obligations d'un titulaire de permis éteint en matière d'abandon et de remise en état incombent d'abord aux associés du titulaire éteint dans le cadre d'une participation de concessionnaire, puis l'AER peut ordonner au fonds orphelin d'assumer l'entretien et la garde des puits ou des sites qui n'ont pas de propriétaire responsable et d'accélérer leur nettoyage.

Pour faire face aux obligations d'abandon et de remise en état en Alberta, l'AER met également en œuvre, de temps à autre, des programmes visant à encourager le déclassement, la restauration et la remise en état des infrastructures pétrolières et gazières inactives ou marginales.

À l'instar de l'Alberta, l'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique s'est éloigné de l'approche formelle de gestion de la responsabilité pour s'orienter vers une évaluation plus holistique de la capacité d'un titulaire de permis à respecter ses obligations en matière d'abandon et de remise en état. De plus, tout comme le fonds pour les sites orphelins de l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont mis en place des programmes pour gérer les coûts d'abandon et de remise en état des sites orphelins. Le gouvernement du

Manitoba n'a pas mis en place de programme d'évaluation de la gestion de la responsabilité comme ceux qui existent dans les autres provinces de l'Ouest canadien, mais la province dispose d'un processus permettant de vendre ou d'abandonner un puits ou une installation lorsqu'un titulaire de licence ou de permis ne respecte pas une ordonnance de fermeture, ou encore de réhabiliter le site d'une installation ou d'un puits abandonné, y compris en remédiant à tout effet défavorable sur les biens causé par un puits ou une installation.

Le règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Dormancy and Shutdown Regulation* établit la première série de délais légalement imposés pour la restauration des puits de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest canadien, dans le but de garantir que la totalité des sites actuellement inactifs soient remis en état d'ici 2036, avec des délais réglementaires supplémentaires pour les sites qui sont devenus inactifs entre 2019 et 2023 et qui l'étaient ou le deviendront en 2024 ou après.

Réglementation sur les changements climatiques

La réglementation sur les changements climatiques aux niveaux international, fédéral, provincial et étatique pourrait avoir une incidence importante sur l'avenir du secteur pétrolier et gazier. Ces incidences sont incertaines et il est impossible de prédire ce qui découlera des politiques, des lois et des règlements futurs. Toute nouvelle loi ou tout nouveau règlement (ou toute exigence supplémentaire s'ajoutant aux lois et aux règlements existants) pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les flux de trésorerie de la Société.

Canada

Le Canada est un signataire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (la « CCNUCC ») depuis 1992. Depuis sa création, la CCNUCC a suscité de nombreux changements de fond en matière de gouvernance climatique. En 2016, 195 pays, dont le Canada, ont signé l'Accord de Paris, s'engageant à empêcher les températures mondiales d'augmenter de plus de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et à poursuivre leurs efforts pour limiter cette augmentation à 1,5 °C au maximum. En 2016, le Canada a ratifié l'Accord de Paris et s'est engagé à réduire d'ici 2030 ses émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005. En 2021, le Canada a mis à jour son engagement initial en s'engageant à réduire d'ici 2030 ses émissions de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005, et à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Au cours de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques de 2021, le Canada s'est engagé à (i) réduire d'ici 2030 les émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier à 75 % des niveaux de 2012; (ii) cesser d'ici 2030 d'exporter du charbon thermique; (iii) imposer un plafond aux émissions du secteur pétrolier et gazier; (iv) mettre fin pour la fin de 2022 au financement public direct du secteur mondial des combustibles fossiles; et (v) s'engager à ce que tous les nouveaux véhicules vendus dans le pays soient à zéro émission d'ici 2040. Lors de la conférence des Nations unies sur le changement climatique de 2023, qui s'est achevée le 12 décembre 2023, le Canada a signé un accord avec près de 200 autres parties, qui comprend des engagements renouvelés en faveur de l'abandon des combustibles fossiles et d'une réduction supplémentaire des émissions de gaz à effet de serre.

Le gouvernement du Canada a publié en 2016 le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, qui définit un plan visant à atteindre les objectifs de réduction des émissions du gouvernement fédéral pour 2030. Le 21 juin 2018, le gouvernement fédéral a promulgué la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « LTPGES »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Ce régime comporte deux volets : un système de tarification fondé sur le rendement (le « STFR ») pour les grandes industries (mis en œuvre par le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*) et une taxe sur les carburants (mise en œuvre par le *Règlement sur la redevance sur les combustibles*), qui imposent tous deux une tarification sur les émissions de CO₂e. Le système de la LTPGES s'applique dans les provinces et les territoires qui

en font la demande et dans ceux qui ne disposent pas de leur propre système équivalent de tarification des émissions répondant aux normes fédérales, et il garantit une tarification uniforme pour les émissions dans tout le pays.

À l'origine, selon les plans fédéraux, la tarification devait augmenter de 10 \$ par an jusqu'à atteindre en 2022 une tarification maximale de 50 \$ par tonne de CO₂e. Cependant, le 11 décembre 2020, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de poursuivre les augmentations annuelles de la tarification au-delà de 2022. À compter de 2023, la tarification de référence par tonne de CO₂e augmentera de 15 \$ par tonne par année jusqu'à ce qu'elle s'établisse à 170 \$ par tonne en 2030. Depuis le 1^{er} janvier 2025, la tarification minimale autorisée en vertu de la LTPGES est passée à 95 \$ par tonne de CO₂e. Bien que plusieurs provinces aient contesté la constitutionnalité de la LTPGES après son adoption, la CSC a confirmé sa validité constitutionnelle dans un jugement rendu le 25 mars 2021.

Le 26 avril 2018, le gouvernement fédéral canadien 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 du secteur pétrolier et gazier et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020. En introduisant de nouvelles mesures de contrôle, le Règlement fédéral sur le méthane vise à réduire les fuites accidentelles et le dégazage intentionnel de méthane et à garantir que les activités pétrolières et gazières utilisent des équipements et des procédés à faibles émissions. Le Règlement fédéral sur le méthane limite notamment la quantité de méthane que les installations pétrolières et gazières en amont peuvent laisser s'échapper. En décembre 2023, le gouvernement fédéral canadien a déclaré que les mesures existantes, qui visaient à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % (par rapport à 2012), ne seraient pas suffisantes pour respecter l'engagement du Canada de parvenir d'ici 2030 à une réduction de 75 % (par rapport aux niveaux de 2012). En conséquence, il a publié des propositions de modification du Règlement fédéral sur le méthane qui s'appuieraient sur les exigences existantes et renforceraient la rigueur en introduisant de nouvelles interdictions et limites pour certaines émissions intentionnelles, une nouvelle approche fondée sur les risques pour les émissions non intentionnelles ainsi qu'une nouvelle approche fondée sur le rendement pour évaluer la conformité qui s'appuie, entre autres, sur des systèmes de surveillance continue des émissions. Les modifications proposées devraient entrer en vigueur en janvier 2027.

Le gouvernement fédéral canadien a également promulgué le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, qui régit certains types d'installations et d'équipements industriels, notamment les chaudières et les appareils de chauffage utilisés dans le secteur pétrolier et gazier en amont, afin de limiter les émissions de polluants atmosphériques tels que les oxydes d'azote et le dioxyde de soufre.

Dans le discours du Trône du 23 novembre 2021, le gouvernement fédéral a réaffirmé son engagement à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. À cette fin, le gouvernement a proposé notamment les mesures suivantes : (i) plafonner et réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier; (ii) investir dans les transports publics et rendre obligatoire la vente de véhicules à zéro émission; (iii) augmenter la tarification de la pollution imposée par le gouvernement fédéral; (iv) investir dans la production d'acier, d'aluminium, de produits de construction, de voitures et d'avions plus propres; (v) lutter contre la perte de biodiversité en continuant à renforcer les partenariats avec les Premières Nations, les Inuits et les Métis, afin de protéger la nature et leurs connaissances traditionnelles; (vi) créer l'Agence de l'eau du Canada afin de préserver l'eau en tant que ressource naturelle et de soutenir les agriculteurs canadiens; (vii) renforcer les mesures de prévention et de préparation aux inondations, aux incendies de forêt, aux sécheresses, à l'érosion du littoral et à d'autres phénomènes météorologiques extrêmes aggravés par les changements climatiques; (viii) aider à reconstruire les communautés touchées par des phénomènes météorologiques extrêmes grâce à l'élaboration de la toute première Stratégie nationale d'adaptation du Canada.

La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (la « **LCRMC** ») a reçu la sanction royale le 29 juin 2021 et est entrée en vigueur le même jour. La LCRMC lie le gouvernement fédéral à un processus visant à aider le Canada à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Elle établit des objectifs quinquennaux de réduction des émissions et exige que le gouvernement élabore des plans pour atteindre chaque objectif et soutienne ces efforts en créant un organisme consultatif sur la carboneutralité. La LCRMC exige également que le gouvernement fédéral publie des rapports annuels décrivant la manière dont les ministères et les sociétés d'État tiennent compte des risques financiers et des occasions liés aux changements climatiques dans leurs prises de décision. Un examen complet de la LCRMC est requis tous les cinq ans à compter de la date de son entrée en vigueur.

Le gouvernement du Canada a présenté son Plan de réduction des émissions pour 2030 (le « **PRE 2030** ») le 29 mars 2022. Dans le PRE 2030, le gouvernement du Canada propose une feuille de route pour réduire d'ici 2030 ses émissions de GES de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005. Le PRE 2030 constitue le premier plan de réduction des émissions produit en vertu de la LCRMC. Il vise à réduire les émissions en encourageant l'utilisation d'électricité renouvelable et de véhicules électriques, et en plafonnant les émissions du secteur pétrolier et gazier, entre autres mesures. Le Canada devrait dépasser son objectif de réduction des émissions provisoire de 20 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2026 et il est en bonne voie d'y parvenir d'ici 2030.

Le 8 juin 2022, le *Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre* du Canada a été publié dans la Gazette du Canada. Ce règlement établit un cadre réglementaire permettant à certains types de projets de générer et de vendre des crédits compensatoires destinés à être utilisés dans le cadre du STFR fédéral par l'intermédiaire du Régime de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre du Canada. Ce régime permet aux promoteurs de projets de générer des crédits compensatoires fédéraux grâce à des projets qui réduisent les émissions de GES dans le cadre d'un protocole fédéral publié en matière de compensation des GES. Les crédits compensatoires peuvent ensuite être vendus à ceux qui cherchent à respecter les limites imposées par le STFR ou à ceux qui cherchent à atteindre des objectifs volontaires.

Le 20 juin 2022, le *Règlement sur les combustibles propres* est entré en vigueur et a pris effet en juillet 2023. Le *Règlement sur les combustibles propres* vise à décourager l'utilisation des combustibles fossiles en augmentant leur prix par rapport aux produits de remplacement à faible teneur en carbone, en imposant des obligations aux principaux fournisseurs de combustibles de transport au Canada et en exigeant que les combustibles contiennent un pourcentage minimal de combustibles renouvelables et respectent les plafonds d'émissions calculés sur le cycle de vie du carburant. Le *Règlement sur les carburants propres* établit également un marché pour les crédits de conformité. Les crédits de conformité peuvent être générés par les fournisseurs principaux, entre autres, grâce au captage et au stockage du carbone, à la production ou à l'importation de carburants à faibles émissions, ou au changement de combustible pour utilisation finale (par exemple, l'exploitation d'un réseau de recharge de véhicules électriques).

En novembre 2024, le gouvernement fédéral a publié le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier* (le « **projet de règlement** »). Le projet de règlement plafonnerait les émissions provenant d'une série d'activités liées au pétrole et au gaz, créerait un système de plafonnement et d'échange des émissions et imposerait aux exploitants d'installations diverses obligations en matière de déclaration et de versement. La version définitive du projet de règlement devrait être publiée au milieu de 2025 et entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

Le gouvernement du Canada a élaboré une stratégie de gestion du carbone, dans le cadre de laquelle il vise à déployer diverses technologies de gestion du carbone, y compris la capture du carbone, afin d'atteindre les objectifs climatiques fédéraux. La capture du carbone est une technologie qui permet de capter le dioxyde de carbone provenant d'installations, notamment industrielles ou électriques, ou directement de l'atmosphère. Le dioxyde de carbone capturé est ensuite comprimé et transporté pour être stocké de manière permanente dans

des formations géologiques souterraines ou utilisé pour fabriquer de nouveaux produits tels que le béton. Dans le budget de 2021, le gouvernement fédéral s'est engagé à investir 319 millions de dollars sur sept ans dans la recherche, le développement et la démonstration afin de faire progresser la viabilité commerciale des technologies de capture du carbone, car celles-ci seront essentielles pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

En juin 2024, le gouvernement fédéral a adopté de nouveaux crédits d'impôt pour les projets liés à la durabilité, notamment le crédit d'impôt à l'investissement (le « **CII** ») pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (le « **CUSC** »). Le CII pour le CUSC est un crédit d'impôt remboursable qui s'applique à certaines dépenses engagées pour des projets admissibles de CUSC. Il a été adopté le 19 juin 2024 (mais il est réputé être entré en vigueur le 1^{er} janvier 2022). Le crédit est disponible du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2040, son montant étant réduit de 50 % à compter du 1^{er} janvier 2031.

En juin 2023, l'International Sustainability Standards Board (l'« **ISSB** ») a publié deux normes internationales d'information environnementale : l'IFRS S1, qui traite de la communication d'informations liées à la durabilité, et l'IFRS S2, qui traite de la communication d'informations en lien avec les changements climatiques. Le Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité (le « **CCNID** ») a ensuite publié pour consultation publique des versions canadiennes proposées des normes internationales (les « **NCID 1** » et « **NCID 2** », collectivement, les « **normes canadiennes** ») qui sont pour l'essentiel similaires.

Les normes canadiennes comprennent, entre autres, la communication de données quantitatives concernant les mesures envisagées par une entreprise en matière de changements climatiques, la communication d'analyses de scénarios et la communication des émissions de GES de portée 3. Les normes canadiennes, qui ont été finalisées en décembre 2024, sont sensiblement semblables aux normes IFRS S1 et IFRS S2 (et aux versions préliminaires antérieures des normes NCID 1 et NCID 2), mais elles ont prolongé les délais de mise en œuvre pour certains critères. Les normes canadiennes sont pour l'instant facultatives et, à ce titre, les entreprises canadiennes peuvent choisir de communiquer ou non des informations conformément à ces normes. Toutefois, les autorités canadiennes en valeurs mobilières envisagent de modifier les exigences canadiennes en matière de déclaration afin d'y inclure certains aspects de ces nouvelles normes canadiennes, mais la mesure dans laquelle celles-ci seront adoptées par les autorités canadiennes en valeurs mobilières reste incertaine.

En juin 2024, la *Loi sur la concurrence* du Canada a été modifiée afin d'adopter de nouvelles dispositions en matière de marketing trompeur visant l'écoblanchiment. Les nouvelles dispositions ont introduit des exigences ambiguës en matière de justification pour les entreprises qui font des déclarations environnementales, et elles prévoient des amendes importantes en cas de non-respect des nouvelles exigences. En raison de l'incertitude quant à l'applicabilité des nouvelles règles, de nombreuses entreprises ont retiré du domaine public leurs informations relatives à l'environnement et à la durabilité. En décembre 2024, la constitutionnalité des nouvelles dispositions relatives au marketing trompeur a été contestée devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta et cette contestation est toujours en cours.

Lois et règlements provinciaux

En décembre 2016, la loi de l'Alberta intitulée *Oil Sands Emissions Limit Act* est entrée en vigueur, fixant une limite annuelle de 100 mégatonnes pour les émissions de GES par tous les sites d'exploitation des sables bitumineux, mais les règlements nécessaires à l'application de cette limite n'ont pas encore été élaborés. Le retard pris dans l'élaboration de ces règlements n'a pas eu de conséquences jusqu'à présent, car les sables bitumineux de l'Alberta ont émis environ 82 mégatonnes de GES en 2023, soit bien en dessous de la limite de 100 mégatonnes.

En juin 2019, l'application de la redevance sur les combustibles dans le cadre du filet de sécurité fédéral a pris effet en Alberta. En décembre 2019, le gouvernement fédéral a approuvé le règlement de l'Alberta intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le « **règlement TIER** »), qui s'applique aux grands émetteurs. Le règlement TIER a pris effet le 1^{er} janvier 2020 (modifié le 1^{er} janvier 2023) et a remplacé l'ancien règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*. Le règlement TIER répond aux exigences fédérales en matière de rigueur pour les sources d'émissions couvertes par le règlement, mais le filet de sécurité fédéral continue de s'appliquer aux sources d'émissions non couvertes par le règlement.

Le système de la LTPGES s'applique en partie en Saskatchewan pour certains secteurs industriels, et le filet de sécurité fédéral continue de s'appliquer aux sources d'émissions non couvertes par la législation provinciale sur les émissions. Au Manitoba, le système fédéral s'applique pleinement, alors qu'il ne s'applique pas en Colombie-Britannique, qui a son propre système.

Le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à réduire d'ici 2025 les émissions annuelles de méthane de 45 % par rapport aux niveaux de 2014 et a atteint cet objectif avec trois ans d'avance. Le gouvernement de l'Alberta a promulgué le règlement intitulé *Methane Emission Reduction Regulation* le 1^{er} janvier 2020, et en novembre 2020, le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ont annoncé un accord d'équivalence concernant la réduction des émissions de méthane, de sorte que le Règlement fédéral sur le méthane ne s'appliquera pas en Alberta.

De même, en 2024, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement du Canada ont conclu un accord d'équivalence similaire, de sorte que le Règlement fédéral sur le méthane ne s'appliquera pas en Saskatchewan.

États-Unis

Aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency a finalisé une série de règles concernant la surveillance, la déclaration et le contrôle des émissions de gaz à effet de serre pour le secteur pétrolier et gazier, et le Congrès américain a, de temps à autre, envisagé d'adopter une législation visant à réduire les émissions. En outre, certains États ont pris des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, principalement en établissant des inventaires des émissions de gaz à effet de serre ou des programmes régionaux de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. Les États ont également imposé des exigences toujours plus strictes en matière de dégazage ou de torchage du gaz lors des activités pétrolières et gazières. Bien que les États-Unis se soient retirés de l'Accord de Paris, ils y ont officiellement adhéré à nouveau en février 2021. Les États-Unis se sont fixé pour objectif de réduire d'ici 2030 leurs émissions nettes de GES au sein de l'économie de 50 à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 et d'atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie au plus tard en 2050. L'état actuel d'avancement des initiatives internationales en matière de climat et des mesures nationales connexes rend difficile l'évaluation du calendrier de leur application ou de leur incidence sur nos activités et nos résultats financiers. Outre les modifications apportées à la législation et à la réglementation fédérales, les autorités de réglementation de plusieurs États envisagent divers programmes d'enregistrement et de réduction des GES, notamment des exigences en matière de détection et de réparation des fuites de méthane propres aux installations pétrolières et gazières.

Droits des Autochtones au Canada

La consultation des groupes autochtones sous la direction du gouvernement, qui est prescrite par la Constitution, tout comme les mesures d'accommodement qui doivent être offertes pour les droits groupes autochtones touchés par des activités industrielles réglementées, le cas échéant, ainsi que les consultations et les mesures d'accommodement ou les initiatives de partage des bénéfices dirigées par les promoteurs, jouent un rôle de plus en plus important dans le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien. En outre, le Canada est signataire de la

Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « **DNUDPA** ») et les principes qui y sont énoncés pourraient continuer d'orienter le rôle de la participation des Autochtones dans le développement du secteur pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien. Par exemple, en novembre 2019, la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* (la « **DRIPA** ») est entrée en vigueur. La DRIPA vise à aligner les lois de la Colombie-Britannique sur la DNUDPA. En juin 2021, la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (la « **Loi sur la DNUDPA** ») est entrée en vigueur au Canada. À l'instar de la DRIPA de la Colombie-Britannique, la Loi sur la DNUDPA exige que le gouvernement du Canada prenne toutes les mesures nécessaires pour garantir que les lois canadiennes sont conformes aux principes de la DNUDPA et mette en œuvre un plan d'action pour atteindre les objectifs de cette déclaration. Depuis juin 2022, le gouvernement fédéral s'efforce de mettre en œuvre la Loi sur la DNUDPA, notamment en créant un secrétariat au sein du ministère de la Justice pour soutenir la participation des Autochtones à la mise en œuvre de la DNUDPA (le « **Secrétariat de la mise en œuvre** »), en consultant les peuples autochtones afin de déterminer leurs priorités, en rédigeant un plan d'action visant à harmoniser les lois fédérales avec celles de la DNUDPA et en mettant en œuvre des mesures visant à sensibiliser les ministères fédéraux aux principes de la DNUDPA. Le 21 juin 2023, le Secrétariat de la mise en œuvre a publié le Plan d'action de la Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (le « **Plan d'action** ») concernant l'harmonisation des lois fédérales avec la DNUDPA, dont le calendrier de mise en œuvre s'étend de 2023 à 2028. En juin 2024, le gouvernement fédéral canadien a déposé son troisième rapport annuel sur l'avancement de la mise en œuvre de la Loi sur la DNUDPA (le « **rapport sur l'avancement** »), qui fait le point sur les progrès réalisés, notamment en ce qui concerne la mise en œuvre du Plan d'action du Canada.

Plusieurs textes législatifs portant sur les peuples autochtones sont actuellement à l'étude et des règlements sont en cours d'élaboration par le gouvernement fédéral, notamment le projet de loi intitulé *Loi sur l'eau propre des Premières Nations* (actuellement à l'étude à la Chambre des communes) et des règlements concernant les ententes de coadministration des évaluations d'impact avec les Autochtones (en cours d'élaboration dans le cadre de la *Loi sur l'évaluation d'impact*). Outre l'évolution du contexte législatif, dans le système de common law, la jurisprudence concernant les lois actuelles et les nouvelles lois liées aux peuples autochtones continue de se développer. Cette évolution devrait continuer d'accroître l'incertitude concernant la capacité des entités qui exercent des activités dans le secteur pétrolier et gazier canadien à réaliser des projets majeurs de développement des ressources et d'infrastructure, notamment des pipelines.

Le 29 juin 2021, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rendu un jugement dans l'affaire *Yahey c. Colombie-Britannique* (la « **décision Blueberry** »), dans lequel elle a déterminé que les effets cumulatifs du développement industriel sur le territoire traditionnel de la Première Nation de Blueberry River (la « **BRFN** ») dans le nord-est de la Colombie-Britannique avaient violé les droits de la BRFN garantis par le Traité n° 8. La décision Blueberry pourrait entraîner des répercussions importantes sur la réglementation des activités industrielles dans le nord-est de la Colombie-Britannique et donner lieu à des réclamations similaires concernant les effets cumulatifs dans d'autres régions du Canada visées par des traités numérotés, comme cela a été le cas en Alberta.

Le 18 janvier 2023, le gouvernement de la Colombie-Britannique et la BRFN ont signé l'accord de mise en œuvre de la Première Nation de Blueberry River (l'« **accord BRFN** »). L'accord BRFN vise à remédier aux effets cumulatifs du développement sur la zone revendiquée par la BRFN grâce à des travaux de restauration, à la création de zones protégées contre le développement industriel et à la limitation des activités de développement. Ces mesures resteront en vigueur malgré l'instauration d'un régime de gestion des effets cumulatifs à long terme. Plus précisément, l'accord BRFN prévoit, entre autres mesures, la création d'un fonds de restauration de 200 millions de dollars d'ici juin 2025, une approche de gestion écosystémique pour la planification future de l'utilisation des terres dans les zones importantes sur le plan culturel, la limitation des nouveaux développements pétroliers et gaziers, et un nouveau régime de planification pour les activités pétrolières et gazières futures. La BRFN recevra 87,5 millions de dollars sur trois ans, avec la possibilité d'augmenter les avantages en fonction du

partage des revenus du pétrole et du gaz naturel et du partage des redevances provinciales au cours des deux prochains exercices financiers. En juillet 2024, la BRFN a déposé une poursuite civile contre la province de la Colombie-Britannique concernant le premier plan de mise en œuvre élaboré dans le cadre de l'accord BRFN, ce qui soulève des questions quant aux difficultés de mise en œuvre d'un tel accord.

L'accord BRFN a servi de modèle à d'autres accords entre le gouvernement de la Colombie-Britannique et les groupes autochtones du territoire du Traité n° 8. À la fin de janvier 2023, le gouvernement de la Colombie-Britannique et quatre Premières Nations du Traité n° 8, à savoir les Premières Nations de Fort Nelson, Saulteau, Halfway River et Doig River, sont parvenus à un consensus sur une approche collaborative en matière d'aménagement du territoire et de planification des ressources (l'« **accord de consensus** »). L'accord de consensus prévoit diverses initiatives, notamment un système de gestion des « effets cumulatifs » lié à la planification et à la restauration du paysage des ressources naturelles, de nouveaux plans d'aménagement du territoire et de nouvelles mesures de protection, ainsi qu'une nouvelle approche de partage des revenus afin de soutenir les priorités des communautés des Premières Nations du Traité n° 8.

En juillet 2022, la Première Nation de Duncan a intenté une poursuite contre le gouvernement de l'Alberta en s'appuyant sur des arguments semblables à ceux avancés avec succès par la BRFN. La Première Nation de Duncan affirme dans son recours que l'Alberta a manqué à ses obligations découlant de traités en autorisant des projets de développement sans tenir compte des effets cumulatifs sur les droits conférés par traités de la Première Nation. La Nation crie de Beaver Lake (la « **BLCN** ») a présenté une demande similaire contre le gouvernement de l'Alberta en 2008, et après 10 ans et des millions de dollars dépensés pour financer la poursuite, la BLCN a déposé une demande de provisions pour frais qui, si elle aboutissait, obligerait les gouvernements de l'Alberta et du Canada à payer une partie des frais occasionnés par le litige de la BLCN. Cette demande a finalement été portée devant la Cour suprême du Canada, qui a statué en faveur de la BLCN, établissant un nouveau critère pour déterminer si un demandeur satisfait à la condition d'impécuniosité lorsqu'il a accès à des ressources financières susceptibles de servir à financer un litige. La demande initiale fondée sur le traité a été renvoyée devant le tribunal de première instance et les parties ont été condamnées à accorder des provisions pour frais annuels (le gouvernement de l'Alberta étant notamment condamné à payer 1,5 million de dollars canadiens par an) jusqu'à ce que l'affaire soit réglée. Les répercussions à long terme de ces poursuites sur le secteur pétrolier et gazier canadien restent incertaines.

Facteurs de risque

Les investisseurs devraient examiner attentivement les facteurs de risque énoncés ci-après ainsi que tous les autres renseignements qui figurent dans les présentes et dans les autres documents publics déposés par la Société avant de prendre une décision d'investissement. Les risques énoncés ci-après ne représentent pas tous les risques liés aux activités de la Société et au secteur du pétrole et du gaz naturel en général.

Prix, marchés et commercialisation

Différents facteurs qui sont tous indépendants de la volonté de la Société influent et continueront d'influer sur la qualité marchande et les cours du pétrole et du gaz naturel que la Société pourrait acquérir, produire ou découvrir. La capacité de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers de commercialiser le pétrole et le gaz naturel pourrait dépendre de la mesure dans laquelle ils parviendront à acquérir une capacité de transport dans les pipelines qui acheminent le gaz naturel vers les marchés ou à conclure des ententes pour le transport ferroviaire de pétrole brut. D'autres facteurs pourraient également avoir une incidence sur la Société, ses partenaires et ses redevanciers, notamment des incertitudes quant à la capacité de livraison dues à la distance qui séparent les réserves dans lesquelles la Société détient une participation des pipelines, des voies ferrées, des usines de traitement et des installations de stockage; des difficultés d'ordre opérationnel liées à ces pipelines, à ces voies

ferrées, à ces usines de traitement et à ces installations de stockage; ainsi que la réglementation gouvernementale régissant les prix, les impôts, les droits de douane, les redevances, le régime foncier, les contingents de production, l'exportation du pétrole et du gaz naturel, et de nombreux autres aspects de l'exploitation pétrolière et gazière.

Les cours du pétrole et du gaz naturel pourraient être volatils pour différentes raisons, dont l'incertitude qui règne sur le marché quant à l'offre et à la demande de ces marchandises en raison de la conjoncture économique mondiale, des mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), du climat politique incertain, des sanctions imposées à certains pays producteurs de pétrole par d'autres pays, de la guerre entre la Russie et l'Ukraine, des conflits au Moyen-Orient et d'autres développements économiques ou politiques défavorables aux États-Unis, en Europe ou en Asie. En outre, des attentats terroristes ou des menaces d'attentat terroriste aux États-Unis ou ailleurs pourraient avoir une incidence défavorable sur l'économie mondiale. Les cours du pétrole et du gaz naturel dépendent également de l'accessibilité des marchés étrangers et de la capacité de la Société, ses partenaires et ses redevanciers d'y accéder.

Toute baisse importante des cours pourrait entraîner la réduction des produits d'exploitation nets que la Société tire de la production. Les facteurs économiques associés à l'exploitation de certains puits pourraient changer à la suite d'une baisse des prix, ce qui pourrait se traduire par une diminution de la production de pétrole ou de gaz naturel et une réduction des volumes et de la valeur des réserves de la Société. La Société, ses partenaires et ses redevanciers pourraient également choisir de ne pas exploiter certains puits à des cours inférieurs. Toute baisse importante et prolongée des cours du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur comptable des réserves, de la capacité d'emprunt, des produits des activités ordinaires, de la rentabilité et des flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation de la Société, ainsi qu'une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

La volatilité des cours du pétrole et du gaz naturel fait en sorte qu'il est difficile d'estimer la valeur des terrains producteurs aux fins d'acquisition et a souvent pour effet de perturber le marché, car les vendeurs et les acheteurs ne s'entendent pas sur cette valeur. La volatilité des cours complique également l'établissement de budgets et la prévision du rendement en ce qui a trait aux acquisitions et aux projets de développement et d'exploitation.

Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Contraintes de transport et accès au marché ».

Guerre commerciale

Depuis l'investiture de Donald Trump au poste de président des États-Unis, ce pays a fait un certain nombre d'annonces relatives à l'imposition de droits de douane sur les exportations du Canada vers les États-Unis. Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont réagi en annonçant diverses mesures de rétorsion, dont d'éventuels droits de douane sur certains biens importés des États-Unis. Les États-Unis ont également annoncé des droits de douane sur les produits importés du Mexique et de la Chine. Le gouvernement américain a également annoncé à plusieurs reprises qu'il suspendait l'imposition de droits de douane. À l'heure actuelle, il est difficile de savoir si des droits de douane seront réellement imposés et à quels produits ils s'appliqueront, le cas échéant. Si le gouvernement américain va de l'avant, il est difficile de savoir si les droits de douane seront permanents ou temporaires. S'ils sont imposés, ces droits de douane ainsi que leur modification ou l'imposition de nouveaux droits de douane, de taxes ou encore de restrictions ou d'interdictions visant les importations ou les exportations, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'économie canadienne, le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel et la Société. De plus, les droits de douane imposés par les États-Unis pourraient déclencher une guerre commerciale à l'échelle mondiale, ce qui risquerait d'avoir une incidence défavorable importante sur les économies canadienne, américaine et mondiale, ainsi que sur le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel et la Société.

Évolution de la demande à l'égard des produits pétroliers et solutions de rechange aux produits pétroliers

Les mesures d'économie du carburant, les exigences relatives aux carburants de remplacement, l'intensification de la demande des consommateurs pour des produits de rechange au pétrole et au gaz naturel, et les innovations technologiques dans les systèmes de réduction de la consommation du carburant et de production d'énergie renouvelable pourraient entraîner une réduction de la demande pour le pétrole et le gaz naturel. Dernièrement, certains territoires ont adopté des politiques ou des mesures incitatives visant à réduire l'utilisation de combustible fossile et à encourager l'utilisation de carburant de remplacement renouvelable, ce qui pourrait réduire la demande de produits pétroliers et créer une pression à la baisse sur les prix des marchandises. Les avancées relatives aux produits efficaces sur le plan énergétique ont une incidence semblable sur la demande de produits du pétrole et du gaz naturel. La Société ne peut prédire l'incidence de ces changements dans la demande de produits de pétrole et de gaz naturel. Toutefois, s'ils sont marqués, les changements pourraient avoir une incidence défavorable importante sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie en réduisant sa rentabilité, en augmentant ses coûts, en limitant son accès au financement et en diminuant la valeur de ses actifs.

Réglementation

L'adoption de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants visant le secteur pétrolier et gazier pourrait entraîner une baisse de la demande de pétrole brut et de gaz naturel et une hausse des frais de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers, autant de facteurs susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société. En outre, les contestations de tiers à l'égard de décisions et d'ordonnances rendues par des autorités de réglementation pourraient réduire l'efficacité de la réglementation, étant donné que la mise en application des décisions et des ordonnances pourrait être retardée en raison d'impondérables et de l'interruption des activités au sein du secteur du pétrole et du gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Autorités réglementaires et réglementation environnementale ».

Dans le cadre de leurs activités pétrolières et gazières, la Société, ses partenaires et ses redevanciers doivent obtenir des permis, des licences, des enregistrements, des approbations et des autorisations réglementaires auprès de différents organismes gouvernementaux. Rien ne garantit que la Société, ses partenaires et ses redevanciers seront en mesure d'obtenir l'ensemble des permis, des licences, des enregistrements, des approbations et des autorisations dont ils pourraient avoir besoin pour exercer les activités souhaitées. En outre, certaines lois fédérales, telles que la *Loi sur la concurrence* et la *Loi sur l'investissement Canada*, pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, la situation financière et la valeur marchande des actions ordinaires ou des actifs de la Société, plus particulièrement lorsqu'elle entreprend, ou tente d'entreprendre, des activités d'acquisition ou de disposition. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Autorités réglementaires et réglementation environnementale ».

Régimes de redevances

Les gouvernements des territoires dans lesquels la Société a des actifs pourraient adopter de nouveaux régimes de redevances ou modifier les régimes de redevances en vigueur, ce qui pourrait avoir une incidence sur la rentabilité des projets de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers. L'augmentation des redevances pourrait réduire les bénéfices de la Société et nuire à la rentabilité de ses investissements futurs, ou nuire à la rentabilité des activités de la Société, de ses partenaires ou de ses redevanciers. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Redevances et mesures incitatives ».

Conflit au Moyen-Orient

Le 7 octobre 2023, des terroristes du Hamas ont infiltré Israël par la frontière sud depuis la bande de Gaza et ont mené une série d'attaques contre des cibles civiles et militaires. Le Hamas a également lancé de nombreuses attaques à la roquette contre la population israélienne et les centres industriels situés le long de la frontière israélienne avec la bande de Gaza et dans d'autres régions de l'État d'Israël. À la suite de cette attaque, le cabinet de sécurité israélien a déclaré la guerre au Hamas et la campagne militaire contre cette organisation terroriste a lancé une série d'attaques en Palestine. Ce conflit s'est considérablement élargi en raison des frappes d'Israël contre le Hezbollah au Liban et d'un conflit important opposant Israël à l'Iran et à d'autres groupes soutenus par l'Iran dans la région. Des rebelles houthis, soutenus par l'Iran et opérant depuis le Yémen, ont également attaqué des navires naviguant en mer Rouge. En outre, le régime syrien d'Assad est tombé, et il est impossible de savoir si un gouvernement stable le remplacera.

Le dénouement de ces conflits pourrait avoir des conséquences considérables sur l'économie mondiale. Ces conflits et leurs répercussions pourraient accroître l'instabilité au Moyen-Orient, région où se trouvent certains des plus grands producteurs de pétrole au monde. Leurs effets à long terme sur les prix du pétrole et du gaz naturel et sur l'économie mondiale demeurent incertains. De tels développements pourraient avoir une incidence sur le secteur du pétrole et du gaz naturel dans son ensemble, y compris sur la Société.

Guerre entre la Russie et l'Ukraine

En février 2022, les forces militaires russes ont envahi l'Ukraine. Depuis, le personnel militaire et les civils ukrainiens résistent activement à l'invasion. De nombreux pays prêtent main-forte à l'Ukraine en lui offrant une aide financière et, dans certains cas, en lui fournissant du matériel militaire et des armes pour appuyer la résistance à l'invasion russe. L'Organisation du Traité de l'Atlantique Nord (l'« OTAN ») a également mobilisé ses forces dans ses pays membres situés à proximité de la zone de conflit pour dissuader la Russie de poursuivre son avancée dans la région.

En outre, certains pays, comme le Canada et les États-Unis, ont imposé à la Russie des sanctions économiques et commerciales qui pourraient avoir de profondes répercussions sur l'économie mondiale. Le dénouement du conflit demeure incertain et pourrait avoir des conséquences considérables sur la paix et la stabilité dans la région, ainsi que sur l'économie mondiale.

Dépendance envers des tiers

La Société dépend d'autres sociétés qui effectuent des activités de forage et de production sur des terrains pour lesquels la Société détient un droit de redevance. La Société a très peu d'influence sur les décisions de ces sociétés de mener des activités de forage et de production sur ces terrains. Le rendement que touche la Société sur les terrains pour lesquels elle détient un droit de redevance dépend d'un certain nombre de facteurs qui peuvent être indépendants de la volonté de la Société, notamment les budgets d'investissement et les ressources financières des exploitants qui détiennent une participation de concessionnaire dans ces terrains, la capacité à produire efficacement les ressources de ces terrains et les prix des marchandises.

De plus, les sociétés qui pourraient avoir une participation de concessionnaire dans les terrains pour lesquels la Société a un droit de redevance sont susceptibles de vivre des difficultés financières, ce qui pourrait nuire à leur capacité de financer et de réaliser des dépenses en immobilisations visant ces terrains. Toute réduction des activités de forage et de production sur les terrains pour lesquels la Société détient un droit de redevance pourrait avoir une incidence défavorable sur les flux de trésorerie et les résultats financiers de la Société.

Les difficultés financières de sociétés qui possèdent des actifs pour lesquels la Société détient un droit de redevance pourraient nuire à la capacité de la Société de percevoir des paiements de redevance, surtout si ces sociétés devaient faire faillite, devenir insolvable ou déposer une proposition concordataire ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité. De plus, si des sociétés qui possèdent des actifs pour lesquels la Société détient un droit de redevance devaient faire faillite, devenir insolvable ou déposer une proposition concordataire ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité, le droit de redevance de la Société pourrait ne pas être une participation dans les terrains visés (ou ne pas être reconnu comme tel); par conséquent, le droit de redevance de la Société pourrait ne pas continuer de s'appliquer après les procédures en faillite ou en insolvabilité.

Partage de titres miniers entre Freehold et Canpar

Freehold et Canpar partagent des titres miniers dans un vaste territoire situé dans l'ouest du Canada. De façon générale, Canpar détient les titres miniers pour la partie située sous la formation productrice la plus profonde au moment où Freehold a été constituée en 1996, et Freehold détient le reliquat des titres miniers. Freehold n'est pas le propriétaire inscrit de ces titres miniers, car Canpar les détient en fiducie pour le compte de Freehold et reçoit les paiements de redevances qui s'y rapportent au nom de Freehold. Canpar détient pour le compte de Freehold des titres miniers en fiducie qui représentaient environ 7,6 % de la production visée par des redevances totale de Freehold en 2024. Comme Freehold et Canpar sont toutes deux gérées par Rife à l'heure actuelle, la perception des redevances que Canpar reçoit en fiducie pour le compte de Freehold est gérée par Rife. Si la convention de gestion est résiliée ou que Canpar est vendue à un tiers, Canpar ou le tiers seront encore tenus de détenir les paiements de redevances en fiducie pour le compte de Freehold, mais la perception de ces paiements de redevances pourrait être retardée ou compliquée.

Risques liés à la solvabilité de tiers

La Société est exposée à des risques liés à la solvabilité de tiers découlant de ses ententes contractuelles conclues avec ses coentrepreneurs, actuels ou futurs, des parties qui commercialisent sa production pétrolière et gazière ainsi que d'autres parties. En outre, la Société pourrait être exposée aux risques liés à la solvabilité de tiers découlant des exploitants de terrains dans lesquels elle détient une participation de concessionnaire ou un droit de redevance. La violation par ces entités de leurs obligations contractuelles ou d'une autre nature envers la Société pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société. En outre, la détérioration du crédit au sein du secteur en général et la difficulté des coentrepreneurs de la Société à obtenir du crédit pourraient avoir une incidence sur la volonté de ceux-ci de participer au programme d'immobilisations en cours de la Société, ce qui pourrait retarder le lancement du programme le temps que la Société trouve de nouveaux partenaires convenables et ainsi faire en sorte que les résultats escomptés ne soient pas obtenus aussi rapidement que prévu. Si ces tiers devaient faire faillite, devenir insolvable ou déposer une proposition concordataire ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité, la Société pourrait être incapable de recouvrer en totalité ou en partie les sommes que lui doivent ces parties. L'un ou l'autre de ces facteurs pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Paiement en nature

La plupart des accords visant une nouvelle redevance que la Société a conclus stipulent que le droit de redevance ainsi acquis par la Société consiste en un droit foncier et qu'il est, de ce fait, distinct du droit du redevancier. De plus, tous les nouveaux accords de redevances prévoient que la Société a le droit, mais non l'obligation, de percevoir sa part de la production en nature plutôt que de faire en sorte que le redevancier vende la production visée par des redevances de la Société en tant qu'agent de celle-ci. Ces dispositions servent à atténuer les risques liés aux cocontractants qui découleraient de difficultés financières des redevanciers dans le cadre de ces accords.

Les dispositions dont il est question ci-dessus pourraient ne pas être incluses dans certains accords de redevances conclus antérieurement par des bénéficiaires de redevances qui ont par la suite vendu leurs droits de redevance respectifs à la Société.

Risques liés aux activités d'exploration, de développement et de production

Les activités pétrolières et gazières comportent de nombreux risques que même l'expérience, les connaissances et une évaluation rigoureuse ne peuvent écarter. La prospérité commerciale à long terme de la Société tient à son aptitude, et à celle de ses partenaires et de ses redevanciers, à trouver, à acquérir, à développer et à exploiter commercialement des réserves de pétrole et de gaz naturel. Sans le renouvellement constant des réserves, les réserves existantes de la Société et la production qu'elle en tire finiront par s'épuiser. L'augmentation des réserves de la Société dépendra de son aptitude, et de celle de ses partenaires et de ses redevanciers, à explorer et à développer ses terrains existants et à son aptitude à trouver et à acquérir des terrains producteurs et des terrains prometteurs qui répondent à leurs critères. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de continuer de trouver et d'acquérir des terrains acceptables ou d'obtenir des participations dans ceux-ci. De plus, la direction de la Société pourrait établir que les marchés, les modalités d'acquisition et les conditions de participation et d'établissement du prix rendent actuellement d'éventuelles acquisitions ou participations inintéressantes d'un point de vue économique. Rien ne garantit en outre que la Société, ses partenaires et ses redevanciers découvriront ou acquerront d'autres réserves pétrolières et gazières commercialement viables.

L'exploration pétrolière et gazière pourrait éventuellement se révéler non rentable par suite de forages improductifs ou de forages productifs de substances pétrolières, mais en quantités insuffisantes pour dégager un profit, compte tenu des coûts, notamment de forage, d'achèvement (y compris la fracturation hydraulique) et d'exploitation. L'achèvement d'un puits ne constitue pas une garantie de rendement de l'investissement ni de recouvrement des coûts de forage, d'achèvement et d'exploitation.

Les dangers associés aux travaux de forage, les autres dommages qu'ils sont susceptibles de causer à l'environnement et les différentes conditions d'exploitation de chantiers pourraient augmenter considérablement les coûts d'exploitation et avoir des incidences défavorables sur le rendement de puits producteurs. Les conditions d'exploitation de chantiers comprennent notamment les retards dans l'obtention des approbations et des consentements des organismes gouvernementaux, les fermetures de puits découlant de conditions climatiques extrêmes, les capacités de stockage ou de transport insuffisantes ainsi que des conditions géologiques ou mécaniques. Bien qu'une surveillance diligente des puits, des activités d'entretien efficaces et le développement de technologies améliorées de récupération du pétrole puissent contribuer à maximiser les débits de production à la longue, il est impossible d'éliminer les retards et les baisses de production dans des conditions d'exploitation de chantier normales, ce qui peut influencer de manière plus ou moins défavorable sur les produits d'exploitation et les flux de trésorerie.

Les activités d'exploration, de développement et de production du pétrole et du gaz naturel sont soumises à l'ensemble des risques et des dangers qui sont habituellement associés à de telles activités, notamment les risques d'incendie, d'explosion, d'éruption, de formation de cratères, de décharge de gaz sulfureux, de déversements ainsi que d'autres risques environnementaux. Ces risques et ces dangers usuels peuvent entraîner des dommages importants aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, aux autres biens et à l'environnement, et ils peuvent causer des préjudices corporels ou présenter une menace pour la faune. En particulier, la Société peut exercer des activités d'exploration et de production liées au gaz sulfureux dans certains secteurs. Une fuite accidentelle de gaz sulfureux pourrait causer des préjudices corporels, des décès ou des dommages matériels et nécessiter l'évacuation de régions habitées, ce qui pourrait engager la responsabilité de la Société.

En outre, les activités de production de pétrole et de gaz naturel comportent des risques géologiques et sismiques, y compris la découverte de formations ou de pressions imprévues, la détérioration prématurée des réservoirs et l'infiltration d'eau dans les formations exploitées. Les pertes résultant de la concrétisation de l'un de ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Comme il est de pratique courante dans le secteur, la Société n'est pas entièrement couverte contre tous les risques; par ailleurs, certains risques ne sont pas assurables. Bien que la Société souscrive une assurance responsabilité civile d'un montant qu'elle estime conforme aux pratiques du secteur, la responsabilité associée à certains risques pourrait dépasser les limites de la police ou ne pas être couverte. Dans tous les cas, la Société pourrait être tenue d'engager des frais considérables. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Assurances ».

Dépendance envers d'autres exploitants

La plupart des actifs dans lesquels la Société détient une participation sont exploités par d'autres exploitants. La Société exerce une influence restreinte sur l'exploitation de ces actifs et sur les frais y afférents, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats financiers. Le rendement des actifs de la Société exploités par des tiers dépend d'un certain nombre de facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société, notamment le moment et le montant des dépenses en immobilisations, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation d'autres participants, la sélection des technologies et les pratiques en matière de gestion des risques.

De plus, en raison de la volatilité des prix des marchandises, bon nombre de sociétés, notamment des sociétés qui exploitent certains des actifs dans lesquels la Société détient une participation, peuvent éprouver des difficultés financières qui pourraient nuire à leur capacité de financer et d'engager des dépenses en immobilisations, d'exercer leurs activités de façon sécuritaire et efficace et de respecter les exigences réglementaires en matière d'obligations d'abandon et de remise en état. Si des sociétés qui exploitent certains des actifs dans lesquels la Société détient une participation de concessionnaire ne respectent pas les exigences réglementaires quant aux obligations d'abandon et de remise en état, la Société pourrait être tenue d'exécuter ces obligations et d'obtenir un remboursement auprès de ces sociétés. Si l'une de ces sociétés devait faire faillite, devenir insolvable ou déposer une proposition concordataire ou introduire des procédures en faillite ou en insolvabilité, ces actifs pourraient être fermés et la Société pourrait être assujettie à d'autres responsabilités à l'égard de ces actifs et éprouver de la difficulté à percevoir des produits auprès de ces exploitants ou à récupérer des montants que lui doivent ces exploitants pour la part qui leur revient dans les obligations d'abandon et de remise en état, autant de facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Titres fonciers et droits de production à l'égard des actifs

Les titres fonciers réels de la Société visant ses terrains ainsi que sa participation dans ceux-ci, et ses droits relatifs à la production et à la vente du pétrole et du gaz naturel provenant de ses terrains, pourraient différer de ce qui est inscrit dans ses registres. En outre, des poursuites judiciaires recevables ou des modifications apportées aux lois pourraient toucher les titres fonciers des terrains pétrolifères et gazéifères de la Société ainsi que ses droits de production connexes, ce qui pourrait nuire aux activités de la Société et ainsi entraîner une diminution des produits d'exploitation qu'elle touche.

Si un vice existait dans la chaîne de titres fonciers ou dans les droits de production de la Société, ou si une poursuite judiciaire était intentée ou des modifications étaient apportées aux lois, la Société pourrait perdre la totalité ou une partie des terrains visés par le vice de titres ou de ses droits de production à l'égard de ces terrains. Une telle situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Expiration des licences et des baux

La Société détient ses terrains avec participation de concessionnaire au moyen de licences, de baux et de participations de concessionnaire dans des licences et des baux. Si la Société, ou le titulaire d'une licence ou d'un bail, ne respecte pas les exigences de la licence ou du bail en question, la licence ou le bail pourrait être résilié ou expirer. Rien ne garantit que les obligations nécessaires au maintien de chaque licence ou de chaque bail seront satisfaites. La résiliation ou l'expiration des licences ou des baux de la Société ou des participations de concessionnaire dans une licence ou un bail de la Société et les obligations d'abandon ou de remise en état connexes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions et des dispositions

La Société procède à des acquisitions et à des dispositions d'entreprises et d'actifs dans le cours normal de ses activités. La réalisation des avantages liés aux acquisitions dépend de la consolidation des fonctions et de l'intégration rapide et efficace des activités et des procédures, ainsi que de la capacité de la Société à tirer profit des occasions de croissance prévues et des synergies découlant du regroupement des entreprises et des activités acquises avec les siennes. L'intégration des entreprises et des actifs acquis peut obliger la direction à y consacrer beaucoup d'énergie, de temps et de ressources, ce qui pourrait détourner son attention des autres occasions stratégiques et opérationnelles. La direction évalue continuellement la valeur et l'utilité des services fournis par des tiers ainsi que les ressources nécessaires à la fourniture de ces services. Par conséquent, certains actifs non essentiels pourraient être aliénés périodiquement afin que la Société puisse concentrer ses efforts et ses ressources avec davantage d'efficacité. Selon la conjoncture du marché, la valeur de certains actifs non essentiels de la Société pourrait être, au moment de la disposition, inférieure à leur valeur comptable inscrite dans les états financiers de la Société.

Risques géopolitiques

Les changements politiques, légaux ou réglementaires au Canada et ailleurs qui ont des répercussions sur les activités locales et les marchés locaux et internationaux pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats de la Société. Les changements de gouvernement, les modifications apportées aux politiques gouvernementales, à la réglementation, aux lois ou à l'interprétation des lois, l'opposition de tiers à l'activité industrielle en général ou à des projets en particulier, et la durée des examens réglementaires pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société et sur les projets qu'elle prévoit réaliser. Il pourrait s'agir de mesures prises par des organismes de réglementation ou d'autres intervenants politiques afin de retarder ou de refuser l'attribution des licences et des permis nécessaires aux activités de la Société ou pour restreindre l'exploitation d'infrastructures de tiers dont la Société a besoin. En outre, les modifications apportées à la réglementation environnementale, aux processus d'évaluation ou à d'autres lois, ainsi que la consultation croissante et élargie des parties prenantes (dont les parties prenantes autochtones), peuvent augmenter les coûts de conformité ou réduire ou retarder les occasions commerciales disponibles et avoir une incidence défavorable sur les résultats de la Société.

Des changements ou des développements importants touchant les lois et les politiques des États-Unis, dont les lois et les politiques relatives au commerce international, aux affaires étrangères, à la fabrication et au développement, et à l'investissement dans les territoires et les pays où la Société ou ses clients exercent leurs activités, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités et les états financiers de la Société. En particulier, l'administration américaine a fait un certain nombre d'annonces relatives à l'imposition de droits de douane sur les exportations du Canada vers les États-Unis, dont des droits de douane qui s'appliquent au pétrole et au gaz naturel. Le gouvernement américain a également annoncé à plusieurs reprises qu'il suspendait l'imposition de droits de douane. À l'heure actuelle, il est difficile de savoir si des droits de douane seront réellement imposés et à quels produits ils s'appliqueront, le cas échéant. S'ils sont imposés, ces droits de douane (et d'autres taxes, restrictions ou obstacles) pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'économie canadienne, le secteur canadien du pétrole et du gaz naturel et la Société.

D'autres facteurs d'ordre gouvernemental et politique pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers de la Société, dont les hausses des taxes et impôts ou des taux de redevances gouvernementales (y compris les réclamations rétroactives) et les modifications apportées aux politiques et aux accords commerciaux. En outre, l'adoption de règlements imposant des normes d'efficacité ou l'utilisation de carburants de remplacement ou d'éléments de carburant non concurrentiels pourrait nuire aux activités de la Société. De nombreux gouvernements accordent des avantages fiscaux et d'autres subventions en appui aux sources d'énergie de remplacement ou imposent l'utilisation de certains carburants ou de certaines technologies. Les gouvernements et d'autres acteurs encouragent également la recherche de nouvelles technologies afin de réduire les coûts et d'accroître l'utilisation à grande échelle des sources d'énergie de remplacement. La réussite de ces initiatives pourrait avoir pour effet de réduire la demande pour les produits de la Société.

Un changement de gouvernement au Canada ou aux États-Unis, qu'il s'agisse d'un gouvernement fédéral, provincial ou étatique ou d'une administration municipale, pourrait avoir une incidence sur les orientations prises par ce gouvernement en ce qui a trait au secteur du pétrole et du gaz naturel, dont l'équilibre entre le développement économique et la protection de l'environnement. Le secteur du pétrole et du gaz naturel suscite des débats politiques de plus en plus polarisés qui alimentent la montée des actes de désobéissance civile posés en guise de contestation du développement du pétrole et du gaz naturel, particulièrement les projets d'infrastructures. Les protestations, les blocus et les manifestations pourraient retarder ou perturber les activités de la Société. Se reporter aux rubriques « Conjoncture du secteur – Autorités réglementaires et réglementation environnementale » et « Conjoncture du secteur – Contraintes de transport et accès au marché ».

Inflation et taux d'intérêt

Récemment, le Canada, les États-Unis et d'autres pays ont connu des niveaux élevés d'inflation, des interruptions de la chaîne d'approvisionnement, des restrictions touchant l'équipement, ainsi qu'une flambée des coûts d'approvisionnement et des prix des marchandises. Ces facteurs ont provoqué une hausse marquée des coûts d'exploitation des redevanciers de la Société. L'incapacité des redevanciers de la Société à gérer ces coûts pourrait nuire au rendement des projets et aux décisions de développement futures, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le rendement financier et sur les flux de trésorerie de la Société.

De plus, au cours des dernières années, de nombreuses banques centrales, dont la Banque du Canada et la Réserve fédérale américaine, ont haussé les taux d'intérêt pour tenter d'endiguer l'inflation. Bien que la Banque du Canada et la Réserve fédérale américaine aient diminué les taux d'intérêt en 2024, toute augmentation future pourrait avoir une incidence sur les coûts d'emprunt de la Société et ceux de ses redevanciers. Une hausse des coûts d'emprunt pourrait nuire à la capacité de la Société de verser des dividendes. Une telle hausse pourrait également avoir une incidence sur le rendement des projets et les décisions de développement futures, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le rendement financier et sur les flux de trésorerie de

la Société. Des taux d'intérêt à la hausse pourraient également entraîner une récession au Canada, aux États-Unis ou ailleurs. Une récession pourrait avoir une incidence défavorable sur la demande de pétrole et de gaz naturel, ce qui ferait reculer les prix des marchandises. Un tel recul aurait un effet immédiat sur les revenus et les flux de trésorerie de la Société et pourrait également entraîner une réduction des activités de forage sur les terrains de la Société. Il est impossible de savoir pendant combien de temps encore les effets de l'inflation se feront sentir sur les économies du Canada et des États-Unis, ni de connaître l'incidence de l'inflation et de la hausse des taux d'intérêt sur la demande de pétrole et de gaz naturel et sur les prix des marchandises.

Risques liés aux projets

La capacité de la Société et des redevanciers d'exécuter des projets et de commercialiser du pétrole et du gaz naturel dépend de bon nombre de facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société, dont les suivants :

- l'accès à la capacité de traitement;
- l'accès aux pipelines et la proximité de ceux-ci;
- l'accès à la capacité de stockage;
- la capacité des redevanciers de réunir les fonds requis;
- la disponibilité de l'approvisionnement en eau nécessaire au forage, à la fracturation hydraulique et à l'injection d'eau, la capacité de la Société à acquérir cet approvisionnement en eau ainsi que son aptitude à éliminer l'eau usée ou retirée des strates à un coût raisonnable et conformément à la réglementation environnementale applicable;
- l'incidence des conditions météorologiques défavorables et des phénomènes météorologiques violents, comme les feux, les sécheresses, le froid extrême et les inondations;
- l'accès au matériel de forage et au matériel connexe;
- les augmentations de coûts imprévues;
- les accidents;
- les fluctuations du taux de change;
- les modifications d'ordre réglementaire;
- la disponibilité et la productivité d'une main-d'œuvre compétente;
- l'incertitude politique;
- l'activité militante de groupes environnementaux ou autochtones, qui pourrait entraîner des retards dans la réalisation des projets ou l'annulation de ceux-ci;
- la réglementation du secteur du pétrole et du gaz naturel par divers ordres de gouvernement et organismes gouvernementaux.

En raison de ces facteurs, la Société pourrait être incapable d'exécuter des projets, ou de le faire dans les délais ou les limites du budget.

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

La Société, ses partenaires et ses redevanciers livrent leurs produits au moyen d'installations de collecte et de traitement, de réseaux de pipelines, et, dans certains cas, par camion et par train. La quantité de pétrole et de gaz naturel que la Société, ses partenaires et ses redevanciers peuvent produire et vendre dépend de l'accessibilité, de la disponibilité, de la proximité et de la capacité de ces installations de collecte et de traitement, de ces réseaux de pipelines ainsi que de ces routes et réseaux ferroviaires. Le manque de capacité ferme de transport par pipeline, les limites touchant la production et la capacité restreinte des installations de collecte et de traitement, des réseaux de pipelines et des réseaux ferroviaires au Canada continuent de nuire au secteur du pétrole et du gaz naturel et au transport de ses produits vers les marchés. Plus particulièrement, le manque de capacité de transport par pipeline jusqu'aux installations portuaires et le manque d'installations de

traitement de gaz naturel liquéfié au Canada nuisent grandement aux sociétés pétrolières et gazières qui tentent d'exporter leurs produits à l'extérieure de l'Amérique du Nord, ce qui limite la demande pour leurs produits et entraîne une diminution des prix. Comme elles ne parviennent pas à exporter leurs produits à l'extérieur de l'Amérique du Nord, les sociétés pétrolières et gazières canadiennes sont exposées à un risque accru que les États-Unis imposent des droits de douane sur les importations canadiennes. Si elle est incapable d'exporter du pétrole et du gaz naturel, la Société pourrait ne pas réaliser le plein potentiel économique de sa production ou subir une diminution du prix qu'elle reçoit en contrepartie de ses produits.

Une partie de la production de la Société peut à l'occasion être traitée dans des installations qui appartiennent à des tiers et dont la Société n'a pas le contrôle. Ces installations pourraient parfois suspendre ou ralentir leurs activités pour répondre aux besoins habituels de leurs clients ou en raison d'imprévus. Toute interruption ou tout ralentissement des activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société à traiter et à commercialiser sa production. Les sociétés du secteur intermédiaire et les sociétés de pipeline pourraient prendre des mesures afin de maximiser le rendement du capital investi, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les producteurs et les expéditeurs, plus particulièrement si ces mesures sont combinées à un cadre réglementaire qui n'est pas toujours aligné sur les intérêts des expéditeurs.

Estimations des réserves

Différents impondérables interviennent dans l'estimation des réserves et des flux de trésorerie futurs attribués à ces réserves. Les renseignements relatifs aux réserves et aux flux de trésorerie connexes qui sont présentés dans le présent document ne sont que des estimations. En règle générale, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable (y compris la ventilation des réserves par type de produit) et des flux de trésorerie nets futurs qui peuvent être tirés de ces réserves estimatives sont fondées sur différents facteurs et hypothèses variables, dont les suivants :

- la production antérieure tirée des terrains;
- les taux de production;
- les réserves effectivement récupérées;
- le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations;
- la possibilité de commercialisation du pétrole et du gaz naturel;
- les taux de redevances;
- les répercussions prévues de la réglementation adoptée par les organismes gouvernementaux et les coûts d'exploitation futurs (qui peuvent, dans chaque cas, différer sensiblement des résultats réels).

Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable attribuables à un groupe précis de terrains, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs associés à de telles réserves établies par différents ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, pourraient varier. La production, les produits d'exploitation, la charge fiscale ainsi que les coûts d'exploitation et les frais de développement de la Société relativement à ses réserves pourraient différer des estimations, et les écarts pourraient être importants.

Les estimations des réserves prouvées susceptibles d'être développées et exploitées dans l'avenir sont souvent fondées sur des calculs volumétriques et des analogies avec des types de réserves similaires plutôt que sur les antécédents réels de production. Les facteurs de récupération et les zones de drainage sont souvent estimés par expérience et par analogie avec des gisements exploités similaires. Les estimations établies au moyen de ces méthodes sont habituellement moins fiables que celles qui reposent sur les antécédents réels de production. L'évaluation ultérieure des mêmes réserves en fonction des antécédents de production et des méthodes de production indiquera des écarts, qui pourraient être considérables, par rapport aux réserves estimatives.

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, l'évaluateur de réserves indépendant de la Société a utilisé des prix et des coûts prévisionnels pour estimer les réserves ainsi que les flux de trésorerie nets futurs qui figurent dans les présentes. D'autres facteurs auront une incidence sur les flux de trésorerie nets futurs, comme les taux de production réels, l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel, le recul ou l'augmentation de la consommation de pétrole et de gaz naturel par les acheteurs, l'évolution de la réglementation gouvernementale ou du régime d'imposition et l'incidence de l'inflation sur les coûts.

La production réelle et les flux de trésorerie que la Société tire de ses réserves de pétrole et de gaz naturel pourraient différer des estimations présentées dans l'évaluation des réserves, et les écarts pourraient être importants. L'évaluation des réserves repose en partie sur le succès présumé des activités que la Société a l'intention de réaliser au cours des prochaines années. Les réserves ainsi que les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés qui sont présentés dans l'évaluation des réserves seront inférieurs aux estimations si ces activités sont moins fructueuses que le présume l'évaluation des réserves. L'évaluation des réserves est valide à une date de prise d'effet précise et, sauf indication contraire, n'a pas été mise à jour, de sorte qu'elle ne tient pas compte de l'évolution des réserves de la Société depuis cette date.

Concurrence au sein du secteur

Une présence concurrentielle se fait sentir dans l'ensemble du secteur du pétrole. La Société doit se démarquer de nombreuses autres entités pour la recherche et l'acquisition de terrains pétrolifères et gazéifères, ainsi que pour la commercialisation du pétrole et du gaz. En particulier, la Société est en concurrence avec d'autres sociétés pour l'acquisition de droits de redevance sur des terrains pétrolifères et gazéifères. Les concurrents de la Société sont des sociétés pétrolières et gazières qui disposent de ressources financières, d'effectifs et d'installations sensiblement plus considérables que les siens, et qui composent avec des coûts moindres et un meilleur accès aux capitaux. La capacité de la Société à accroître ses réserves dans l'avenir dépendra en partie de la mesure dans laquelle la Société, ses partenaires et ses redevanciers parviendront à explorer et à développer leurs terrains actuels, mais surtout à acquérir des droits de redevance sur des terrains producteurs qui répondent à leurs critères ou dans des terrains qui présentent un potentiel de réserves ou de ressources. Le prix, les procédés, les méthodes et la fiabilité de la livraison et du stockage sont autant de facteurs concurrentiels qui influent sur la distribution et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel.

Coûts des nouvelles technologies

Le secteur pétrolier est caractérisé par des innovations technologiques rapides et importantes et par le lancement de nouveaux produits et services faisant appel à de nouvelles technologies. D'autres sociétés pourraient disposer de ressources financières, techniques et humaines plus imposantes qui leur permettent de mettre en application des avantages technologiques et d'en bénéficier. Rien ne garantit que la Société pourra soutenir ces pressions concurrentielles et adopter ces technologies en temps utile ou à un coût raisonnable. Si la Société adopte ces technologies, rien ne garantit que les résultats seront probants. Plusieurs des technologies que la Société utilise à l'heure actuelle ou qu'elle adoptera dans l'avenir pourraient devenir obsolètes, ce qui pourrait également avoir une incidence défavorable importante sur son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation. Si la Société n'est pas en mesure d'utiliser la technologie la plus évoluée sur le marché ou si elle ne parvient pas à adopter certaines technologies, son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient aussi en subir les contrecoups, voire en souffrir lourdement.

Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique comprend l'injection d'eau, de sable et d'additifs sous pression dans des formations rocheuses non productrices pour accroître la production de pétrole, de liquides et de gaz naturel. Des inquiétudes concernant l'activité sismique, y compris les tremblements de terre, causée par la fracturation hydraulique ont conduit les autorités réglementaires à instaurer des protocoles supplémentaires dans les zones sujettes à l'activité

sismique ou à interdire complètement la fracturation hydraulique dans d'autres zones. De nouvelles lois, une nouvelle réglementation ou l'ajout d'exigences relatives aux permis visant la fracturation hydraulique pourraient retarder l'exploitation, augmenter les coûts d'exploitation, entraîner des réclamations de tiers ou d'organismes gouvernementaux et augmenter les coûts de conformité et les dépenses nécessaires de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers, de même que retarder le développement des ressources de pétrole, de liquides et de gaz naturel à partir de formations schisteuses qui ne sont pas commercialement viables sans recourir à la fracturation hydraulique. La Société pourrait ne pas être en mesure de rentabiliser ses réserves de pétrole et de gaz en raison des restrictions ou des interdictions visant la fracturation hydraulique dans les zones où elle détient des droits de redevance, ce qui pourrait entraîner une diminution importante de la valeur de ses actifs.

L'eau est un élément essentiel des procédés de forage et de fracturation hydraulique. Des limites ou des restrictions touchant la capacité des redevanciers de la Société à obtenir de l'eau en quantité suffisante (y compris des limites découlant de causes naturelles, comme une sécheresse) pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités de ces redevanciers. En cas de sécheresse grave, les autorités locales chargées des ressources en eau pourraient prendre des mesures pour restreindre l'utilisation d'eau aux fins de forage et de fracturation hydraulique sur leur territoire afin de préserver l'approvisionnement local en eau. Si les redevanciers de la Société ne peuvent obtenir localement l'eau dont ils ont besoin, ils pourraient être contraints de se tourner vers de nouvelles sources et assurer le transport vers les sites de forage, ce qui entraînerait une augmentation des coûts. Une telle augmentation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les coûts des forages, ce qui risquerait d'entraîner des retards ou la suspension des forages et de nuire ultimement à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la Société.

Les redevanciers de la Société doivent éliminer les fluides issus de la production de pétrole et de gaz naturel, ce qui comprend l'eau extraite. Les exigences légales applicables à l'élimination de l'eau extraite dans une formation géologique non productrice au moyen de puits d'injection souterrains sont susceptibles d'être modifiées en raison des préoccupations exprimées par la population ou les autorités gouvernementales. Au cours de la dernière année, le bassin permien a connu une augmentation de l'activité sismique. Selon les sismologues, la cause la plus probable est l'injection d'eau salée dans les formations souterraines en vue de son élimination. Cette eau salée est produite lors de l'extraction du pétrole et du gaz, séparée du pétrole et du gaz, et souvent éliminée sous terre. En réponse à cette activité sismique, la Railroad Commission of Texas, qui est chargée de réglementer l'exploration, la production et le transport du pétrole et du gaz naturel au Texas, a instauré certaines mesures et pourrait en adopter d'autres en ce qui concerne le rejet de l'eau salée dans le bassin permien. En outre, en réponse à une activité sismique similaire en Oklahoma entre 2010 et 2015, les autorités réglementaires de l'État ont adopté des règlements et des restrictions supplémentaires visant l'injection d'eau extraite.

Si les exploitants pétroliers et gaziers du bassin permien ou d'autres zones où Freehold détient des participations ne parviennent pas à trouver des méthodes d'élimination qui remplaceraient l'élimination par injection dans les formations, ces exploitants pourraient devoir réduire la production d'hydrocarbures en attendant qu'une solution viable sur le plan commercial s'offre à eux, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités des redevanciers de la Société.

Les phénomènes sismiques peuvent également donner lieu à des poursuites judiciaires alléguant que l'exploitation des puits de rejet a causé des dommages aux terrains voisins ou violé les lois et les règlements en matière d'évacuation des déchets. Ces développements pourraient entraîner l'adoption de règlement et de restrictions supplémentaires visant l'utilisation des puits d'injection par les redevanciers de la Société ou par les fournisseurs de puits de rejet commerciaux auxquels les redevanciers de la Société pourraient faire appel à l'occasion pour éliminer l'eau extraite. Le resserrement de la réglementation et l'attention accrue accordée à la sismicité induite pourraient également susciter une plus vive opposition et donner lieu notamment à des litiges visant à limiter ou à interdire les activités pétrolières et gazières qui ont recours aux puits d'injection pour

l'élimination de l'eau extraite. L'un ou plusieurs de ces développements pourraient contraindre les redevanciers de la Société à limiter les volumes, les taux et les pressions des puits de rejet, ou encore l'emplacement de tels puits, ou obliger la Société ou ses fournisseurs à diminuer l'injection d'eau extraite dans des puits de rejet ou à mettre fin à cette pratique, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Enjeux environnementaux

Toutes les phases de l'activité pétrolière et gazière comportent des risques et des dangers liés à l'environnement et sont régies par une réglementation environnementale prévue dans une abondante législation et réglementation fédérale, étatique, provinciale et locale. La législation environnementale prévoit notamment des exigences relatives au lancement et à l'approbation des nouveaux projets de pétrole et de gaz naturel ainsi que des restrictions et des interdictions en matière de déversements, de rejets et d'émissions de diverses substances produites dans le cadre d'activités du secteur du pétrole et du gaz naturel. En outre, ces lois prévoient les exigences relatives au traitement et au stockage des déchets des champs pétrolifères, à la protection de l'habitat et à l'exploitation, à l'entretien, à l'abandon et à la remise en état satisfaisants des puits et des installations. L'adoption de nouvelles lois environnementales à l'échelle fédérale, provinciale et étatique pourrait accroître l'incertitude parmi les acteurs du secteur du pétrole et du gaz naturel lorsque ceux-ci constateront les effets des nouveaux règlements et des nouvelles normes. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Autorités réglementaires et réglementation environnementale ».

Le respect de la législation environnementale peut exiger des dépenses considérables, et la violation de la législation environnementale applicable est passible d'amendes et de sanctions qui peuvent être sévères. La législation environnementale évolue d'une manière qui devrait se traduire par un resserrement des normes et des mesures d'application, par l'imposition de fortes amendes et d'une responsabilité accrue, de même que par une éventuelle hausse des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation. Les activités d'exploration et de développement du pétrole et du gaz pourraient avoir une incidence sur la qualité de l'environnement en raison de la perturbation des terrains, des effets sur la biodiversité et des émissions dans l'air et dans l'eau. Les propriétaires fonciers sont de plus en plus nombreux à demander une réduction de la superficie d'exploration, et certains exigent la prise de mesures de compensation ou d'atténuation pour assurer la préservation des terres et de la biodiversité. Une fuite de pétrole, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau pourrait entraîner une responsabilité envers des gouvernements et des tiers et obliger la Société à engager des coûts pour remédier à cette fuite. En novembre 2024, le gouvernement fédéral a publié un projet de règlement intitulé *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*. S'il est adopté dans sa forme actuelle, le projet de règlement plafonnerait les émissions provenant d'une série d'activités industrielles du secteur du pétrole et du gaz, créerait un système de plafonnement et d'échange des émissions et imposerait aux exploitants d'installations diverses obligations en matière de déclaration et de versement. Il est prévu que le règlement proposé, qui pourrait miner la confiance des investisseurs, supprimer les dépenses destinées aux initiatives de décarbonation et entraîner une diminution de la production, sera achevé au milieu de 2025 et entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

Même si la Société estime qu'elle respecte à tous les égards importants la législation environnementale en vigueur, rien ne garantit que les obligations de conformité en matière environnementale ne limiteront pas la production ou n'augmenteront pas sensiblement les frais des activités de production, de développement et d'exploration ou n'auront pas une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-59 a reçu la sanction royale, promulguant ainsi certaines modifications à la *Loi sur la concurrence* pour lutter contre l'écoblanchiment, c'est-à-dire les déclarations fausses, trompeuses ou mensongères liées à l'environnement qui visent à promouvoir un produit ou un intérêt commercial. Conformément aux nouvelles règles, les déclarations en matière d'environnement que font couramment les sociétés, dont celles qui se rapportent à la durabilité et aux objectifs prospectifs liés à l'environnement, pourraient être problématiques. La façon dont les nouvelles règles seront interprétées et appliquées demeure incertaine. En juin 2025, de nouveaux droits d'action privés entreront en vigueur, ce qui signifie que quiconque pourra déposer une plainte pour prétendue violation des nouvelles dispositions contre l'écoblanchiment directement auprès du Tribunal de la concurrence. Le Bureau de la concurrence a publié un projet de lignes directrices sur l'application des nouvelles dispositions contre l'écoblanchiment. Toutefois, ces lignes directrices, même une fois achevées, ne seront pas contraignantes pour les parties privées ni pour le Tribunal de la concurrence. Les sociétés qui auront été reconnues coupables de déclarations qui enfreignent les règles, que ce soit intentionnellement ou par inadvertance, s'exposent à une sanction administrative du montant le plus élevé parmi les suivants : 10 millions de dollars pour une première offense et 15 millions de dollars pour chaque offense subséquente, ou 3 % des recettes annuelles brutes de la société à l'échelle mondiale. Toute réclamation visant la Société en vertu de la nouvelle législation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière.

Changements climatiques

Les questions relatives au climat mondial continuent d'attirer l'attention du public et des scientifiques. De nombreux rapports, dont ceux du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat des Nations Unies, ont suscité des inquiétudes quant à l'impact de l'activité humaine, en particulier de la combustion d'hydrocarbures, sur le climat mondial. Par conséquent, le public, les gouvernements et les investisseurs accordent une attention croissante aux questions liées au climat mondial et aux émissions de GES, y compris les émissions de dioxyde de carbone et de méthane issues de la production et de la consommation de pétrole, de liquides et de gaz naturel. La majorité des pays, dont le Canada et les États-Unis, se sont engagés à réduire leurs émissions de carbone conformément à l'Accord de Paris. Lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques de 2021, qui s'est tenue à Glasgow, en Écosse, le Canada a pris plusieurs engagements visant la réduction de ses émissions de GES. Lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques de 2024, qui s'est tenue cette fois au Canada, le pays a réitéré ses engagements en faveur de l'abandon des combustibles fossiles et d'une réduction supplémentaire des émissions de GES.

Risques liés à la transition

Les gouvernements locaux et étrangers continuent d'évaluer et d'adopter des politiques, des lois et des règlements visant à restreindre les émissions de GES et à promouvoir l'adaptation aux changements climatiques et la transition vers une économie à faible émission de carbone. Il n'est pas possible de prévoir les mesures que les gouvernements locaux et étrangers pourraient prendre à cet égard, ni les exigences qui pourraient y être rattachées, ni le moment où elles pourraient être adoptées. Toutefois, les accords multilatéraux internationaux, les obligations qui en découlent et les recours juridiques contestant la validité des politiques climatiques intentés contre des gouvernements locaux et étrangers pourraient accélérer l'adoption de telles mesures. Compte tenu de la nature évolutive des politiques sur les changements climatiques et le contrôle des émissions de GES et les obligations qui en résultent, dont les taxes sur les émissions carboniques, les frais sur les émissions de méthane et les systèmes de tarification du carbone instaurés par différents ordres de gouvernement, il est prévu que la réglementation actuelle et future sur les changements climatiques aura pour effet d'accroître les frais d'exploitation de certains redevanciers de la Société et, à long terme, elle pourrait réduire la demande de pétrole, de gaz naturel et de produits connexes, ce qui entraînerait une baisse de la rentabilité et une réduction de la valeur des actifs de la Société.

Des réclamations ont été faites contre certaines sociétés du secteur de l'énergie, selon lesquelles les émissions de GES provenant des activités liées au pétrole et au gaz naturel constituent une nuisance publique en vertu de certaines lois, ou selon lesquelles ces sociétés ont communiqué de l'information trompeuse au public et aux investisseurs au sujet des risques actuels et futurs associés aux changements climatiques. Des particuliers, des autorités gouvernementales ou d'autres entités pourraient intentier des actions en justice contre des sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel, dont la Société, pour des préjudices corporels ou des dommages matériels allégués ou une éventuelle responsabilité d'un autre ordre. Même si la Société n'est pas partie à un tel litige ou à une telle poursuite, son nom pourrait figurer dans des recours fondés sur des allégations similaires. Une décision défavorable dans une telle affaire pourrait avoir une incidence défavorable sur la demande pour les titres émis par la Société et le cours de ceux-ci, ainsi que sur les activités et la situation financière de la Société.

Compte tenu des risques élevés à long terme associés à l'élaboration de politiques environnementales, aux changements réglementaires, aux contestations judiciaires publiques et privées ou à d'autres développements sur le marché liés aux changements climatiques, des efforts ont également été déployés ces dernières années au sein du milieu financier, notamment de la part de conseillers en placement, de fonds souverains, de banques, de régimes de retraite du secteur public, d'universités et d'autres investisseurs institutionnels, en vue de promouvoir l'engagement direct et le dialogue avec les sociétés qui composent leurs portefeuilles au sujet des mesures de lutte contre les changements climatiques (notamment par l'exercice de leurs droits de vote sur les questions liées aux changements climatiques) et l'augmentation des capitaux affectés aux investissements dans des actifs et des entreprises à faible émission de carbone, tout en réduisant l'intensité en carbone de leurs portefeuilles grâce, entre autres, à des mesures de désinvestissement des sociétés fortement exposées à des activités et des produits à forte intensité de GES. Certaines parties prenantes font également pression sur les compagnies d'assurance, les banques commerciales et les banques d'investissement pour les amener à réduire ou à éliminer le financement et la couverture d'assurance offerts aux entreprises et aux projets qui se rapportent au pétrole et au gaz naturel et à l'infrastructure connexe. Devant de telles initiatives, la direction de la Société doit consacrer beaucoup de temps et de ressources aux préoccupations liées aux changements climatiques, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la demande pour les titres émis par la Société et le cours de ceux-ci, sur les activités et le coût du capital de la Société, ainsi que sur l'accès aux marchés des capitaux par la Société.

La réglementation relative aux émissions, au carbone et à d'autres facteurs liés aux changements climatiques est en constante évolution. En ce qui concerne la présentation de l'information relative aux questions environnementales, sociales et de gouvernance et en lien avec les changements climatiques, l'ISSB a publié en juin 2023 deux nouvelles normes internationales d'information environnementale, l'IFRS S1 et l'IFRS S2, dans le but d'établir des normes d'information environnementale cohérentes, comparables et fiables à l'échelle mondiale. En décembre 2024, le CCNID a apporté la touche finale à des normes canadiennes quasi similaires, la NCID 1 et la NCID 2. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui avaient auparavant publié pour consultation le *Projet de Règlement 51-107 sur l'information liée aux questions climatiques*, ont fait part de son intention d'intégrer une partie ou la totalité des normes canadiennes dans les nouvelles obligations en matière d'information liée aux questions climatiques pour les émetteurs assujettis au Canada. Si la Société n'est pas en mesure de satisfaire aux obligations d'information liée aux questions climatiques futures des organismes de réglementation, ou encore aux attentes actuelles et futures des investisseurs, des compagnies d'assurance et d'autres parties prenantes, son entreprise et sa capacité à attirer et fidéliser des employés qualifiés, à obtenir les permis, les licences, les enregistrements, les approbations et les autorisations dont elle a besoin auprès des différentes autorités gouvernementales, ainsi qu'à réunir des capitaux pourraient en souffrir. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Réglementation sur les changements climatiques ».

Risques physiques

Les risques physiques qui découlent des changements climatiques sont des risques à long terme caractérisés par un degré élevé d'incertitude quant au moment où ils pourraient se concrétiser, à leur portée et à la gravité de leurs conséquences potentielles. De nombreux experts estiment que les changements climatiques mondiaux pourraient accroître la variabilité extrême des situations météorologiques, notamment en augmentant la fréquence des phénomènes météorologiques violents, la température moyenne et le niveau des mers, et en modifiant durablement les régimes de précipitations. Les températures extrêmes, les chutes de neige abondantes, les pluies diluviennes et les feux de forêt pourraient nuire à la capacité des redevanciers de la Société d'accéder à leurs terrains et causer des difficultés sur le plan de l'exploitation, dont des dommages à l'équipement et à l'infrastructure. Les conditions météorologiques extrêmes augmentent également les risques de préjudice chez le personnel en raison des conditions de travail dangereuses.

Fluctuation du cours du change et des taux d'intérêt

Les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel sont établis en dollars américains. Le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain varie au fil du temps et influe par conséquent sur le prix que reçoivent les producteurs canadiens de pétrole et de gaz naturel. Une forte appréciation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain nuira aux produits que la Société tire de la production. Le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain pourrait ainsi influencer sur la valeur future des réserves de la Société établie par les évaluateurs indépendants. Même si un dollar canadien faible par rapport au dollar américain peut avoir une incidence positive sur les prix que la Société reçoit pour sa production de pétrole et de gaz naturel, il peut aussi entraîner une augmentation des prix de certains biens qu'elle utilise dans le cadre de ses activités et avoir ainsi une incidence défavorable sur ses résultats financiers.

Dans le cadre de ses activités de gestion du risque de change, la Société s'expose aux risques liés à la solvabilité des cocontractants avec lesquels elle fait affaire.

Toute hausse des taux d'intérêt pourrait se traduire par une augmentation importante du montant que la Société consacre au service de sa dette, ce qui réduirait d'autant le montant disponible pour le financement de ses activités et, s'il y a lieu, les liquidités disponibles aux fins de versement de dividendes. Une telle hausse pourrait par ailleurs faire reculer le cours de ses actions ordinaires.

Dans le cadre de ses activités de gestion du risque de change et des risques liés aux taux d'intérêt, la Société s'expose aux risques liés à la solvabilité des cocontractants avec lesquels elle fait affaire.

Besoins élevés en capitaux

La Société prévoit des dépenses en immobilisations élevées en vue de l'acquisition et du développement des réserves de pétrole et de gaz naturel dans l'avenir. Étant donné que la Société financera ses dépenses en immobilisations futures au moyen des flux de trésorerie d'exploitation, d'emprunts et d'éventuelles ventes de titres de participation, sa capacité de le faire dépendra, entre autres, des facteurs suivants :

- l'état général des marchés des capitaux;
- la note de crédit de la Société (s'il y a lieu);
- les prix des marchandises;
- les taux d'intérêt;
- les taux de redevances;
- la charge fiscale résultant de la législation fiscale actuelle et future;
- l'intérêt des investisseurs pour le secteur de l'énergie en général et pour les titres de la Société en particulier.

De plus, en cas de diminution de ses produits d'exploitation ou de ses réserves, la Société pourrait ne pas avoir accès aux fonds nécessaires pour entreprendre ou réaliser de futures acquisitions de droits de redevance. La conjoncture qui prévaut dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, ou qui touche ce secteur, nuit à la capacité des sociétés pétrolières et gazières, dont la Société, d'obtenir du financement supplémentaire et fait augmenter le coût d'un tel financement. Rien ne garantit que le financement par emprunt ou par titres de participation ou encore que les flux de trésorerie d'exploitation seront disponibles ou suffisants pour répondre à ces besoins ou à d'autres besoins de l'entreprise ou, si un financement par emprunt ou par titres de participation est disponible, qu'il le sera à des conditions acceptables pour la Société. La Société pourrait devoir tenter d'obtenir du financement par titres de participation supplémentaire selon des modalités qui entraîneraient une forte dilution pour les actionnaires existants. L'incapacité d'obtenir des capitaux suffisants pour financer ses activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Besoins en matière de financement supplémentaire

Les flux de trésorerie provenant des réserves de la Société pourraient ne pas être suffisants pour financer ses activités courantes en tout temps; par conséquent, la Société pourrait à l'occasion devoir obtenir du financement supplémentaire afin de réaliser ses activités d'acquisition, d'exploration et de développement du pétrole et du gaz naturel. Si elle ne parvient pas à obtenir ce financement en temps opportun, la Société pourrait perdre certaines occasions d'acquisition.

En raison de la volatilité économique et politique mondiale, l'accès aux capitaux de la Société pourrait à l'occasion être limité et ses coûts d'emprunt pourraient augmenter. Si elle ne parvient pas à obtenir du financement adéquat en temps opportun, la Société pourrait perdre certaines occasions d'acquisition. Si les produits que la Société tire de ses réserves diminuent parce que le prix du pétrole et du gaz naturel est faible ou pour une autre raison, la capacité de la Société de dépenser les capitaux nécessaires pour renouveler ses réserves ou pour soutenir sa production sera affectée. Si les sources externes de capitaux devenaient limitées ou inaccessibles, ou accessibles à un coût très élevé, la capacité de la Société d'acquérir des terrains supplémentaires pourrait être compromise, et les actifs, les obligations, l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société pourraient être touchés de façon importante et défavorable. En outre, le développement futur des terrains pétrolifères de la Société pourrait exiger du financement supplémentaire et rien ne garantit qu'un tel financement pourra être obtenu ni qu'il le sera selon des modalités acceptables, le cas échéant. Par ailleurs, tout financement disponible pourrait entraîner une forte dilution pour les actionnaires actuels. Si la Société ne parvient pas à obtenir le financement nécessaire à l'exécution de son plan de dépenses en immobilisations ou d'acquisitions, elle pourrait subir des retards dans le développement ou la production de ses terrains.

Arrangements relatifs aux facilités de crédit

La Société dispose actuellement d'une facilité de crédit dont le montant autorisé est déterminé par la Société et ses prêteurs. Il est prévu que la Société aura recours à des facilités de crédit à l'occasion pour financer ses activités et remplir ses obligations financières. La Société est tenue de respecter les clauses de nature financière et d'une autre nature aux termes de la facilité de crédit; si elle omet de le faire, son accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement de la facilité de crédit pourrait être exigé. Des événements indépendants de la volonté de la Société pourraient empêcher celle-ci de respecter ces clauses. Si elle ne parvient pas à les respecter, la Société pourrait contrevenir aux modalités de sa facilité de crédit, ce qui pourrait la contraindre à rembourser des montants prélevés dans le cadre de la facilité de crédit. En outre, la facilité de crédit de la Société pourrait lui imposer des restrictions en matière d'exploitation et des restrictions financières, dont des restrictions relatives au versement de dividendes, au rachat ou au versement d'autres distributions à l'égard de ses titres, à l'obtention

d'emprunts supplémentaires, à la fourniture de sûretés, à la prise en charge de prêts, à la réalisation de dépenses en immobilisations ou encore à la conclusion de regroupements, de fusions, d'offres publiques d'achat ou de dispositions d'actifs.

Si les prêteurs de la Société exigent le remboursement de la totalité ou d'une partie des montants impayés dans le cadre de ses facilités de crédit pour quelque raison que ce soit, notamment la violation d'une clause, rien ne garantit qu'elle sera en mesure de faire ce remboursement. Même si elle est en mesure d'obtenir un nouveau financement afin de faire tout remboursement exigé dans le cadre de ses facilités de crédit, les modalités de ce financement pourraient ne pas être raisonnables sur le plan commercial, ou elles pourraient ne pas convenir à la Société. Si la Société était incapable de rembourser le capital impayé dans le cadre de ses facilités de crédit, les prêteurs dans le cadre de ses facilités de crédit pourraient effectuer une forclusion ou réaliser d'une autre façon les sûretés qui leur sont consenties afin de garantir le remboursement de la dette.

Émission de titres d'emprunt

La Société pourrait conclure à l'occasion des opérations en vue d'acheter des actifs ou des actions d'autres entreprises. Ces opérations pourraient être financées, en totalité ou en partie, au moyen de titres d'emprunt, ce qui pourrait avoir pour effet d'accroître l'endettement de la Société au-delà des normes du secteur applicables aux sociétés pétrolières et gazières de taille comparable. En fonction des projets d'exploration et de développement futurs, la Société pourrait avoir besoin de financement par emprunt supplémentaire qui pourrait ne pas lui être offert ou ne pas lui être offert selon des modalités avantageuses. Ni les statuts ni les règlements administratifs de la Société n'imposent de limite quant au montant de la dette que la Société peut contracter. Le niveau d'endettement de la Société pourrait parfois nuire à sa capacité d'obtenir du financement supplémentaire en temps opportun afin de saisir les occasions d'affaires qui pourraient se présenter.

Opérations de couverture

La Société n'a jamais conclu d'opérations de couverture visant les flux de trésorerie futurs prévus liés à la production visée par des redevances, elle pourrait conclure de temps à autre des ententes lui permettant d'obtenir des prix fixes en contrepartie de sa production de pétrole et de gaz naturel afin de compenser le risque de perte de produits d'exploitation en cas de baisse du prix des marchandises. Cependant, si la Société exerce des activités de gestion des risques liés aux prix pour se protéger des baisses du prix des marchandises, de telles activités pourraient également l'empêcher de tirer pleinement avantage des augmentations de prix au-dessus des niveaux des instruments dérivés qui servent à gérer ces risques liés aux prix. En outre, ses ententes de couverture pourraient l'exposer au risque de pertes financières dans certaines circonstances, notamment dans les cas suivants :

- la production n'atteint pas les volumes prévus par les ententes de couverture;
- l'écart des prix se creuse entre les points de livraison pour la production et le point de livraison présumé dans l'entente de couverture;
- les cocontractants dans les ententes de couverture ou d'autres contrats de gestion des risques liés aux prix omettent d'exécuter leurs obligations aux termes de ces ententes;
- un événement soudain et inattendu a une incidence importante sur le prix du pétrole et du gaz naturel.

La Société pourrait aussi parfois conclure à l'occasion des ententes qui fixent le cours du change du dollar canadien par rapport au dollar américain ou à une autre devise afin de compenser le risque de perte de produits d'exploitation si le dollar canadien s'apprécie par rapport à l'autre devise. Cependant, si le dollar canadien se déprécie par rapport à l'autre devise fixe, la Société n'en bénéficiera pas.

Besoins en main-d'œuvre qualifiée

Les activités et la direction de la Société requièrent le recrutement et le maintien en poste par le gestionnaire d'une main-d'œuvre qualifiée, dont des ingénieurs, des techniciens et d'autres professionnels. La perte d'employés clés qui composent cette main-d'œuvre, ou d'une partie importante de cette main-d'œuvre dans son ensemble, pourrait empêcher le gestionnaire de réaliser les plans d'affaires de la Société. Le gestionnaire livre concurrence à d'autres sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel, ainsi qu'à des sociétés d'autres secteurs d'activité, pour le recrutement de cette main-d'œuvre qualifiée. Le ralentissement de la conjoncture du marché a fait en sorte qu'un nombre croissant d'employés qualifiés cherchent à présent des emplois au sein de secteurs d'activité différents. Il pourrait y avoir une incidence défavorable sur la Société si le gestionnaire est incapable : (i) de maintenir en poste ses employés actuels; (ii) de recruter de nouveaux employés qui possèdent les connaissances et l'expérience recherchées. En outre, le gestionnaire et, par conséquent, la Société pourraient devoir assumer des coûts plus élevés pour maintenir en poste et recruter ces professionnels.

Si la convention de gestion est résiliée, le gestionnaire cessera de gérer les activités de la Société et celle-ci devra s'assurer qu'elle dispose d'un nombre suffisant d'employés pour continuer à exercer ses activités. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de recruter ou de maintenir en poste le nombre d'employés nécessaires et appropriés pour continuer à gérer les activités de la Société advenant la résiliation de la convention de gestion. Tout manquement de la Société en matière de recrutement et de maintien en poste d'un nombre d'employés nécessaires et appropriés advenant la résiliation de la convention de gestion pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société.

Approvisionnement en diluants

Le pétrole brut lourd et le bitume sont caractérisés par une densité relative ou un poids élevé ainsi que par une viscosité ou une résistance à l'écoulement élevée. Il est donc nécessaire d'avoir recours à des diluants pour en faciliter le transport. Une pénurie de diluants ou une restriction de l'accès aux diluants pourrait entraîner une augmentation des prix, ce qui aurait pour effet d'accroître les coûts du transport du pétrole brut lourd et du bitume vers les marchés. Une telle hausse des coûts pourrait accroître les coûts d'exploitation globaux de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers et entraîner une diminution des produits des activités ordinaires nets, ce qui aurait une incidence défavorable sur la rentabilité globale des actifs de pétrole brut lourd et de bitume de la Société.

Assurances

Étant donné la nature de ses activités, qui touchent à l'exploration et au développement de terrains pétrolifères et gazifères, la Société pourrait être tenue responsable de pollution, d'éruptions, de fuites de gaz sulfureux, de dommages matériels et de préjudices corporels, entre autres choses. La Société souscrit une assurance conformément aux normes du secteur afin de se prémunir contre certains de ces risques, mais cette assurance comporte des limites de responsabilité et pourrait ne pas être suffisante pour la protéger entièrement contre ces responsabilités éventuelles. En outre, ces risques ne sont pas assurables dans toutes les circonstances ou, dans certains cas, la Société pourrait choisir de ne pas souscrire d'assurance à l'égard de certains risques en raison des primes élevées ou pour d'autres motifs. Si la Société était tenue responsable de dommages contre lesquels elle n'est pas assurée, les fonds dont elle dispose s'en trouveraient réduits. 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 une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société.

Les polices d'assurance de la Société sont généralement renouvelées chaque année; et les primes, les limites et les franchises de certaines polices d'assurance peuvent varier de manière substantielle en fonction de facteurs comme la conjoncture du marché. Il pourrait arriver que certaines assurances ne soient plus offertes ou soient assorties d'une couverture réduite. Devant une augmentation importante des primes, la Société pourrait décider de réduire ou d'éliminer une couverture. De plus, la Société se procure une couverture d'assurance auprès de différents assureurs tiers, souvent dans le cadre d'arrangements de superposition d'assurances, et certains de ces assureurs tiers pourraient mettre fin à une couverture pour des motifs stratégiques qui leur appartiennent. Si l'un de ces assureurs refusait de continuer à fournir une couverture d'assurance, la Société verrait son exposition globale au risque augmenter et pourrait devoir assumer des coûts importants.

Risque d'atteinte à la réputation associé aux activités de la Société

L'entreprise, les activités ou la situation financière de la Société pourraient souffrir d'une mauvaise opinion du public concernant la Société, ou d'une perception négative quant à la réputation de la Société auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêt spéciaux, des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités. L'opinion publique pourrait être influencée par certains médias ou certains groupes d'intérêts qui dressent un portrait négatif du secteur dans lequel la Société exerce ses activités et qui s'opposent à certains projets de pétrole et de gaz naturel. Une opinion publique défavorable ou une atteinte à la réputation pourraient causer des retards dans les activités ou des interruptions des activités de la Société, des poursuites ou des contestations judiciaires ou réglementaires, des blocus, un resserrement du contrôle réglementaire, un soutien réduit, des retards ou des difficultés liés à l'obtention des approbations réglementaires, des permis ou des licences ou leur révocation ainsi que des hausses ou des dépassements de coûts. La réputation de la Société et l'opinion publique envers elle pourraient également être influencées par les mesures et les activités d'autres sociétés qui exercent des activités dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, particulièrement celles exercées par d'autres producteurs, qui sont indépendantes de sa volonté. De même, sa réputation pourrait être entachée par une mauvaise publicité liée aux pertes de vie, aux blessures ou aux dommages causés aux biens ainsi qu'aux dommages environnementaux causés par ses activités ou celles de ses partenaires et de ses redevanciers. En outre, si la Société avait la réputation de maintenir un lieu de travail non sécuritaire, sa capacité à attirer et à maintenir en poste les employés et les experts-conseils compétents essentiels à l'exercice de ses activités pourrait en être touchée. L'opposition des groupes d'intérêts qui sont contre le développement dans le secteur du pétrole et du gaz naturel ainsi que les poursuites éventuelles liées aux changements climatiques intentées contre les gouvernements et les sociétés de combustibles fossiles pourraient porter atteinte à la réputation de la Société. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Changements climatiques ».

Les risques d'atteinte à la réputation ne peuvent être gérés indépendamment des autres formes de risque. Les risques, notamment les risques liés à la solvabilité et au marché, les risques liés à l'exploitation, les risques liés à l'assurance ainsi que les risques d'ordre réglementaire et juridique, doivent tous être gérés efficacement afin de préserver la réputation de la Société. Les dommages causés à sa réputation pourraient se traduire par un sentiment négatif chez les investisseurs, ce qui pourrait limiter l'accès au capital, augmenter les coûts d'immobilisations et réduire le cours et la liquidité des titres de Freehold.

Évolution de la perception des investisseurs

Certains facteurs, dont les préoccupations liées aux effets des combustibles fossiles sur les changements climatiques, à l'incidence des activités pétrolières et gazières sur l'environnement, aux droits des Autochtones ainsi qu'aux dommages environnementaux causés par les déversements de produits pétroliers durant le transport, ont miné la confiance de certains investisseurs envers le secteur du pétrole et du gaz naturel. Par conséquent, des investisseurs institutionnels, des investisseurs publics et des épargnants ont annoncé qu'ils n'étaient plus disposés à investir dans des terrains ou des sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel ou à

les financer ou qu'ils réduiraient le montant du financement qu'ils accordaient ou des placements qu'ils effectuaient au fil du temps. En outre, certains investisseurs institutionnels exigent que les émetteurs élaborent et adoptent des politiques et des pratiques rigoureuses liées aux facteurs environnementaux et sociaux ainsi qu'aux facteurs de gouvernance. Une telle démarche peut entraîner des coûts importants et exiger beaucoup de temps de la part du conseil et de la direction de la Société. Si la Société n'adopte pas les politiques et les pratiques qu'exigent les investisseurs institutionnels, ces derniers pourraient réduire leurs investissements dans la Société ou y mettre fin. Toute diminution du nombre d'investisseurs prêts à investir dans le secteur du pétrole et du gaz naturel en général et dans la Société en particulier pourrait limiter l'accès de la Société aux capitaux, augmenter ses coûts d'immobilisations et réduire le cours et la liquidité de ses titres, et ce, même si ses résultats d'exploitation, la valeur de ses actifs sous-jacents ou ses perspectives d'affaires n'ont pas changé.

Nouveaux cadres juridique et réglementaire relatifs aux Autochtones

Le gouvernement du Canada travaille à l'élaboration de différentes lois qui pourraient créer de nouvelles exigences visant les échanges commerciaux avec des groupes autochtones et les échanges commerciaux sur les terres d'une Première Nation ou à proximité de celles-ci, comme le projet de loi C-226, *Loi sur la stratégie nationale relative au racisme environnemental et à la justice environnementale*, qui a reçu la sanction royale en juin 2024, les nouvelles dispositions de l'entente de coadministration des évaluations d'impact avec les Autochtones de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, pour laquelle des règlements, des politiques, des orientations et des procédures sont à venir, et le projet de loi C-61, *Loi sur l'eau propre des Premières Nations*, sur lequel la Chambre des communes se penche présentement. L'adoption de ces nouvelles lois est susceptible de perturber les activités de la Société et de créer de l'incertitude autour d'éventuels projets à venir.

Revendications territoriales et revendications de droits par les peuples autochtones

L'opposition de groupes autochtones aux activités d'exploration, de développement ou d'exploitation des sociétés pétrolières et gazières dans les territoires dans lesquels la Société détient des participations pourrait avoir une incidence défavorable en minant la perception du public, en détournant le temps et les ressources de la direction, ainsi qu'en entraînant des frais juridiques et d'autres frais. Elle pourrait également nuire aux progrès des redevanciers de la Société et à leur capacité d'explorer et de développer des terrains.

Des groupes autochtones de partout au Canada ont établi et revendiqué des droits issus des traités, des titres fonciers et des droits ancestraux. Bien que les terrains dans lesquels la Société détient des participations ne soient visés par aucun traité, aucun titre ni aucune revendication de droits, rien ne garantit que ces terrains ne seront pas visés par des revendications à venir de la part de groupes autochtones. De telles revendications, si elles portent fruit, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités ou le rythme de croissance de la Société.

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont l'obligation de consulter les peuples autochtones relativement aux mesures envisagées qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les droits issus des traités ou les droits ancestraux, qu'ils soient invoqués ou prouvés, et, dans certains cas, de tenir compte de leurs préoccupations. La portée de cette obligation de consultation varie selon les circonstances et fait souvent l'objet de litiges. L'obligation de consulter les peuples autochtones, si elle est remplie, et les aménagements qui pourraient en découler sont susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur la capacité des redevanciers de la Société d'obtenir ou renouveler des permis, des baux, des licences et d'autres approbations ou de satisfaire aux modalités et aux conditions de ceux-ci. Les délais d'obtention ou de renouvellement pourraient également être accrus. Par exemple, selon une décision rendue par la Cour suprême de la Colombie-Britannique en 2021, les impacts cumulés du développement industriel sanctionné par le gouvernement sur les territoires traditionnels d'un groupe de Premières Nations dans le nord-est de la Colombie-Britannique violaient les droits issus de traités

de ce groupe. En 2023, le gouvernement de la Colombie-Britannique et le groupe de Premières Nations sont parvenus à une entente concernant la poursuite des activités industrielles dans la région. Cette entente aura des incidences sur de telles activités industrielles dans la région. Des développements relatifs aux droits des Autochtones dans le nord-est de la Colombie-Britannique pourraient donner lieu à des réclamations similaires concernant les effets cumulatifs dans d'autres régions du Canada couvertes par des traités. Les répercussions à long terme de la décision et les risques qui en découlent pour le secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada et pour la Société demeurent incertains.

En outre, le gouvernement fédéral a adopté une loi visant l'application de la DNUDPA. D'autres provinces canadiennes, dont la Colombie-Britannique, ont également présenté ou adopté des lois similaires ou ont entrepris de se pencher sur les principes et les objectifs de la DNUDPA, ou pourraient le faire dans l'avenir. Les moyens consacrés à l'application de la DNUDPA par le gouvernement et les délais pour y parvenir sont incertains. D'autres procédures pourraient être instaurées, des lois liées aux activités de développement et d'exploitation de projet pourraient être modifiées ou de nouvelles lois pourraient être adoptées, ce qui aurait pour effet d'accroître l'incertitude entourant les délais et les exigences du processus d'approbation réglementaire. Se reporter à la rubrique « Conjoncture du secteur – Droits des Autochtones au Canada ».

Dilution

La Société pourrait faire d'autres acquisitions ou conclure des opérations de financement ou d'autres opérations assorties d'émissions de titres de la Société, ce qui pourrait entraîner la dilution de la participation des actionnaires.

Cours des actions ordinaires

Le cours des titres des émetteurs du secteur du pétrole et du gaz peut varier de façon importante, souvent en fonction de facteurs liés et non liés aux résultats financiers ou aux perspectives d'affaires des émetteurs en cause. Parmi les facteurs qui ne sont pas liés aux résultats de la Société figurent des phénomènes macroéconomiques dont les effets sont observables à l'échelle nationale, nord-américaine et mondiale, les prix des marchandises à l'échelle nationale et mondiale et les perceptions en constante évolution du marché du pétrole et du gaz naturel. Au cours des dernières années, la volatilité des prix des marchandises a augmenté, notamment en raison de l'avènement du commerce électronique et de la diminution du commerce de marchandises de gré à gré. En outre, la volatilité, le volume de négociation et le cours des actions des émetteurs ont été influencés par la hausse des investissements dans les fonds passifs qui suivent les principaux indices, car ces fonds n'achètent que des titres inclus dans ces indices. De plus, dans certains territoires, certaines institutions, dont des entreprises d'État gérées par les pouvoirs publics, ont décidé de réduire leur participation dans des entités pétrolières et gazières, ce qui pourrait avoir une incidence sur la liquidité de certains titres et exercer une pression à la baisse sur le cours de ces titres.

De même, le cours des actions ordinaires de la Société peut fluctuer de façon importante en réaction à des facteurs internes, notamment des variations des résultats d'exploitation, de la situation financière et des liquidités. Par conséquent, il est impossible de prévoir avec certitude le cours auquel seront négociées les actions ordinaires de la Société.

Dividendes

Le montant des dividendes en espèces que la Société versera dans l'avenir, s'il y a lieu, sera à l'appréciation du conseil et pourrait varier en fonction de divers facteurs et de diverses conditions qui prévaudraient à l'occasion, notamment les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les fluctuations des prix des marchandises, les niveaux de production, les exigences en matière de dépenses en immobilisations, les exigences relatives au service de la dette et le niveau d'endettement, les coûts d'exploitation, le fardeau des redevances,

les taux de change, les restrictions liées au versement de dividendes prévues dans les contrats et le respect des critères de liquidité et de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés applicables pour la déclaration et le versement de dividendes. Selon ces facteurs et divers autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la Société, la politique en matière de dividendes de la Société pourrait être modifiée à l'occasion et les dividendes en espèces futurs pourraient être réduits ou leur versement pourrait être interrompu entièrement.

La valeur marchande des actions ordinaires pourrait chuter si les dividendes en espèces sont réduits ou si leur versement est suspendu. Qui plus est, le traitement futur des dividendes pour les besoins de l'impôt dépendra de la nature et de la composition des dividendes que la Société verse et d'éventuelles modifications pouvant être apportées à la législation et à la réglementation. Des réductions des dividendes peuvent avoir lieu lorsque les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation sont faibles en raison d'une réduction des prix des marchandises et de la décision de la Société de financer des dépenses en immobilisations à l'aide des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Si les sources externes de capitaux, notamment dans le cadre de l'émission de nouvelles actions ordinaires, sont restreintes ou non disponibles, la capacité de la Société de faire les investissements en capital nécessaires pour maintenir ou accroître ses réserves de pétrole et de gaz naturel et sa capacité d'investir dans des actifs, selon le cas, pourrait être touchée. Si elle doit affecter les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation au financement des dépenses en immobilisations ou encore aux acquisitions de terrains, la Société pourrait observer une réduction des liquidités qu'elle peut affecter au versement de dividendes.

Gestion de la croissance

La Société pourrait être exposée à des risques liés à la croissance, y compris à des restrictions en matière de capacité et à des pressions exercées sur ses systèmes et ses contrôles internes. Pour continuer de gérer efficacement la croissance de la Société, le gestionnaire devra continuer à mettre en application des systèmes d'exploitation et des systèmes financiers et à améliorer les systèmes existants ainsi qu'à former, à gérer et à potentiellement accroître son effectif. Si le gestionnaire est incapable de gérer une telle croissance, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les perspectives d'affaires de la Société pourraient grandement s'en ressentir.

Poursuites

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait faire partie d'une procédure judiciaire, être désignée en tant que partie à une telle procédure judiciaire ou être visée par celle-ci, dont une procédure prévue par la réglementation, une procédure fiscale ou une poursuite. Des poursuites éventuelles pourraient être engagées concernant des préjudices corporels, notamment à la suite d'une exposition à des matières dangereuses, des dommages matériels, l'impôt foncier, des droits d'accès et des droits fonciers, des questions liées à l'environnement, dont des réclamations découlant de la contamination ou de dommages aux ressources naturelles et de différends contractuels. Il est impossible de prévoir l'issue d'une poursuite en cours, imminente ou éventuelle; si cette issue devait être défavorable à Société, elle pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses actifs, ses obligations, son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation au moment en cause. Même si la Société avait gain de cause, cette poursuite pourrait se révéler coûteuse en temps et en argent et empêcher la direction et les membres du personnel clés de se consacrer aux activités commerciales, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

Impôts sur le revenu

La Société est soumise à l'impôt au Canada et aux États-Unis. En raison de la conjoncture économique et du contexte politique, les taux d'imposition pourraient varier considérablement d'un territoire à l'autre. Les taux d'imposition effectifs de la Société pourraient varier en fonction de la composition de ses bénéfices dans des pays dotés de taux d'imposition prévus par la loi différents, de modifications à la méthode d'évaluation des actifs et des passifs d'impôt différé, ou de modifications aux lois fiscales ou à leur interprétation.

De plus, les lois fiscales applicables au secteur du pétrole et du gaz naturel, notamment le régime fiscal des ressources ou des dividendes, pourraient dans l'avenir faire l'objet de modifications ou d'une nouvelle interprétation qui seraient défavorables à la Société.

La Société produit toutes les déclarations de revenus requises et estime qu'elle respecte pleinement les dispositions de la Loi de l'impôt et de toutes les autres lois fiscales fédérales, provinciales, étatiques et étrangères applicables. Toutefois, l'Agence du revenu du Canada, l'Internal Revenue Service des États-Unis et d'autres autorités fiscales compétentes pourraient être en désaccord avec la manière dont la Société calcule ses revenus pour les besoins de l'impôt ou pourraient modifier ses pratiques administratives au détriment de la Société. La Société évalue régulièrement la probabilité que des contrôles de ses déclarations aboutissent à des résultats défavorables et d'autres questions fiscales pour déterminer si ses provisions pour l'impôt sur le revenu sont adéquates. Aucune garantie n'est donnée quant au résultat de ces contrôles. Une hausse des taux d'imposition effectifs de la Société, en particulier au Canada ou aux États-Unis, ou un impôt à payer qui serait ultimement supérieur aux montants de ses provisions antérieures auraient une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Freehold a fait l'objet d'une cotisation par l'ARC, qui a rejeté la déduction de certaines pertes qui ne sont pas des pertes en capital réclamées et reportées dans ses déclarations de revenus de 2015, 2018, 2019, 2021 et 2022. Freehold défend sa position fiscale auprès de l'ARC et prévoit obtenir gain de cause. Toutefois, si elle n'obtient pas gain de cause, sa dette d'impôt s'en trouvera augmentée. Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

Caractère saisonnier des activités

Les variations climatiques saisonnières influent sur le niveau d'activité du secteur pétrolier et gazier canadien. La pluie et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable. Par conséquent, les autorités municipales, provinciales et étatiques de réglementation des transports appliquent des mesures qui restreignent le déplacement d'appareils de forage et d'autres pièces d'équipement lourd, ce qui ralentit les activités. Les restrictions routières et d'autres restrictions entraînent habituellement une réduction des activités de forage et d'exploration et pourraient également entraîner la fermeture de certaines des installations de production (ou de production visée par des redevances) de la Société. Certains champs pétrolifères et gazifères exploités se trouvent aussi dans des fondrières et ne sont donc accessibles que pendant les mois d'hiver. En outre, des froids extrêmes et des précipitations de neige ou de pluie abondantes pourraient restreindre l'accès aux terrains dans lesquels la Société détient une participation et causer des difficultés opérationnelles. Des facteurs saisonniers et des phénomènes météorologiques imprévus pourraient provoquer une réduction des activités d'exploration et de production, ce qui entraînerait une baisse de la demande pour les produits et les services de la Société.

Systèmes de technologie de l'information et cybersécurité

La Société dépend de plus en plus de la disponibilité, de la capacité, de la fiabilité et de la sécurité de ses technologies de l'information ainsi que de sa capacité à accroître et à continuellement mettre à jour 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 les ressources financières, analyser les données sismiques, administrer les contrats avec ses exploitants et ses preneurs à bail et communiquer avec les employés et des tiers.

En outre, la Société s'expose à divers risques liés aux systèmes et à la technologie de l'information dans le cours normal de ses activités, dont la possibilité de pannes, d'invasions, de virus, de cyberattaques, de cyberfraudes, d'atteintes à la sécurité et de destruction ou d'interruption de ses systèmes de technologie de l'information causés par des tiers ou des personnes à l'interne. L'accès non autorisé à ces systèmes par des employés ou des tiers pourrait entraîner l'altération de renseignements confidentiels, fiduciaires ou exclusifs ou la divulgation de tels renseignements, interrompre les communications ou les activités ou compromettre nos activités commerciales ou notre position concurrentielle. En outre, les tentatives d'hameçonnage, dans le cadre desquelles une partie malveillante tente d'obtenir des renseignements sensibles tels que les noms d'utilisateurs, les mots de passe et les renseignements de cartes de crédit (et les fonds) sont devenues plus généralisées et plus élaborées au cours des dernières années. Si la Société est victime d'hameçonnage, elle pourrait subir une perte ou un vol de ses ressources financières ou essentielles, ce qui pourrait entraîner une perte de contrôle des infrastructures technologiques de la Société. Les employés du gestionnaire ont souvent été la cible d'attaques d'hameçonnage dans le cadre desquelles des tiers utilisent des courriels frauduleux pour obtenir de l'information de manière inappropriée ou pour introduire des virus ou d'autres maliciels en implantant un programme « cheval de Troie » dans les systèmes du gestionnaire. Ces courriels ressemblent à des messages légitimes, mais ils dirigent les destinataires vers des sites Web frauduleux exploités par l'expéditeur du courriel ou demandent aux destinataires d'entrer un mot de passe ou d'autres renseignements confidentiels par courriel ou de télécharger un maliciel.

Les médias sociaux sont de plus en plus utilisés pour mener des attaques d'hameçonnage. Les renseignements publiés sur les sites de médias sociaux, à des fins professionnelles ou personnelles, peuvent être utilisés par des pirates pour pénétrer dans les systèmes de la Société et obtenir des renseignements confidentiels.

La Société maintient en vigueur des politiques et des procédures qui établissent et instaurent des protocoles à l'intention des employés relativement aux communications électroniques et aux appareils électroniques et elle procède à des évaluations annuelles du cyberrisque. La Société a également recours à des dispositifs de chiffrement des données pour protéger ses renseignements confidentiels, tous ses ordinateurs ainsi que d'autres appareils électroniques. Malgré les efforts de la Société pour réduire les tentatives d'hameçonnage par la sensibilisation et la formation, les activités d'hameçonnage demeurent un problème grave susceptible de causer des dommages aux infrastructures de technologie de l'information de la Société. La Société a recours à des contrôles techniques et des procédés conformes aux normes du secteur pour protéger ses renseignements, ses actifs et ses systèmes, ce qui comprend un plan écrit d'intervention en cas d'incident qui établit les mesures à prendre pour réagir à un incident lié à la cybersécurité. Toutefois, ces contrôles pourraient ne pas prévenir adéquatement les atteintes à la cybersécurité. L'interruption de services de technologie de l'information essentiels ou des atteintes à la sécurité des renseignements pourraient avoir une incidence défavorable sur le rendement et le bénéfice, ainsi que sur la réputation de la Société, et les dommages subis pourraient ne pas être entièrement couverts par la protection d'assurance en vigueur de la Société ou pourraient ne pas l'être du tout. Il est difficile de quantifier la portée d'un tel événement qui, dans certains cas, pourrait être considérable. Un tel événement pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

De plus, les systèmes de technologies de l'information de la Société peuvent intégrer l'utilisation de l'intelligence artificielle (l'« IA ») et le développement de telles capacités se poursuit. Comme toute innovation, l'IA présente des risques, des difficultés et des conséquences involontaires qui pourraient affecter son adoption et, par conséquent, les activités de la Société. Les algorithmes d'IA et les méthodes de formation peuvent être imparfaits. L'utilisation de l'IA pour soutenir les activités commerciales de la Société, de ses partenaires, de ses vendeurs, de

ses fournisseurs, de ses contractants ou d'autres personnes comporte des risques inhérents liés à la confidentialité des données et à la cybersécurité, tels que la transmission intentionnelle, involontaire ou accidentelle de renseignements exclusifs ou sensibles, ainsi que des difficultés liées à la mise en application et à la maintenance des outils IA, y compris le développement et la maintenance d'ensembles de données appropriés pour ce type de soutien. La dépendance envers l'IA, sans mesures de protection adéquates, pour prendre certaines décisions d'affaires peut introduire des vulnérabilités opérationnelles supplémentaires en produisant des résultats inexacts fondés sur des défauts ou des lacunes dans les données sous-jacentes ou d'autres résultats non intentionnels. Par ailleurs, les outils ou logiciels IA peuvent s'appuyer sur des ensembles de données pour produire des œuvres dérivées susceptibles de renfermer du contenu soumis à une licence, à des droits d'auteur, à des brevets ou à des marques déposées ou des renseignements personnels sensibles, et peuvent produire des résultats qui enfreignent les droits de propriété intellectuelle ou compromettent la vie privée de personnes ou d'organisations, ce qui soulève des inquiétudes quant à la confidentialité des données. Comme l'IA est une technologie émergente pour laquelle le cadre juridique et réglementaire n'est pas entièrement développé, notamment en ce qui a trait à la responsabilité potentielle pour violation des droits de propriété intellectuelle ou encore des droits ou des lois en matière de protection de la vie privée, les nouvelles lois et les nouveaux règlements applicables aux initiatives IA demeurent incertains. L'obligation pour la Société de se conformer à ces lois pourrait entraîner des coûts importants, avoir une incidence négative sur les activités de la Société ou limiter la capacité de la Société à intégrer certaines capacités IA dans ses activités.

La protection des données sur les clients, les employés et les sociétés est essentielle pour les activités de la Société. Au Canada, le cadre réglementaire relatif à la sécurité de l'information et à la protection de la vie privée est de plus en plus exigeant, avec l'imposition fréquente d'exigences nouvelles et en constante évolution. Certaines lois, notamment la *Loi sur la protection des renseignements personnels et les documents électroniques* au Canada, exigent que les documents soient détruits en toute sécurité afin d'éviter l'usurpation d'identité et la communication involontaire de renseignements confidentiels et sensibles. Une violation importante de la confidentialité des données sur les clients, les employés ou les sociétés pourrait attirer considérablement l'attention des médias, nuire aux relations avec les clients et à la réputation de la Société, et entraîner des pertes de ventes, des amendes ou des poursuites judiciaires. De plus, un nombre croissant de pays ont adopté des lois exhaustives sur la protection de la vie privée ou ont renforcé l'application de telles lois ou encore on s'attend à ce qu'ils le fassent. L'importance accordée continuellement à la sécurité de l'information et les préoccupations croissantes en ce qui a trait à la surveillance des gouvernements peuvent amener les clients à demander à la Société de prendre des mesures supplémentaires pour renforcer la sécurité ou d'assumer une plus grande responsabilité dans le cadre de ses contrats. En raison des initiatives législatives et des demandes des clients, la Société peut être amenée à modifier ses activités afin d'améliorer davantage la sécurité des données. De telles modifications pourraient entraîner une augmentation des dépenses, complexifier les activités et avoir une incidence défavorable sur sa réputation, son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Conflits d'intérêts

Certains des administrateurs ou des dirigeants de la Société sont également des administrateurs ou des dirigeants d'autres sociétés pétrolières et gazières et peuvent, dans certains cas, se trouver en situation de conflit d'intérêts. Le cas échéant, ces conflits doivent être résolus selon les règles prescrites par la loi ABCA, qui exigent que l'administrateur ou le dirigeant d'une société qui est partie à un contrat important ou à un projet de contrat important avec la Société, qui est administrateur ou dirigeant d'une personne qui est partie à un tel contrat ou qui a une participation importante dans un tel contrat 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 la loi ABCA le lui permet. Se reporter à la rubrique « Conflits d'intérêts ».

Dépendance envers les membres du personnel clés

La réussite de la Société repose en grande partie sur certains membres du personnel clés. La perte des services de membres du personnel clés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'affaires de la Société. La Société ne souscrit pas d'assurance pour les membres du personnel clés. L'apport de l'équipe de direction actuelle aux activités immédiates et à court terme de la Société sera probablement très important. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de continuer de recruter et de maintenir en poste tout le personnel nécessaire à l'expansion et à l'exploitation de son entreprise. Les investisseurs doivent s'en remettre à la compétence, à l'expertise, au jugement, au discernement, à l'intégrité et à la bonne foi de la direction de la Société.

L'ensemble des membres du personnel clés de la Société sont des employés du gestionnaire. Si la convention de gestion est résiliée, le gestionnaire cessera de gérer les activités de la Société et celle-ci devra s'assurer qu'elle dispose d'un nombre suffisant d'employés pour continuer à exercer ses activités. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de recruter ou de maintenir en poste le nombre d'employés nécessaires et appropriés pour continuer à gérer les activités de la Société advenant la résiliation de la convention de gestion. Tout manquement de la Société en matière de recrutement et de maintien en poste d'un nombre d'employés nécessaires et appropriés advenant la résiliation de la convention de gestion pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société.

Nouvelles activités

Les activités et l'expertise de la direction de la Société sont actuellement axées principalement sur l'acquisition et la gestion de redevances pétrolières et gazières au Canada et aux États-Unis, ainsi que sur le développement et la production de ses actifs pétroliers et gaziers avec participation de concessionnaire situés au Canada. Dans l'avenir, la Société pourrait acquérir ou exercer de nouvelles activités liées au secteur ou exercer des activités dans de nouvelles zones géographiques, dont, éventuellement, de nouvelles zones géographiques situées aux États-Unis, et elle pourrait acquérir différents actifs liés au secteur énergétique. Par conséquent, la Société pourrait courir des risques imprévus, ou encore son exposition à un ou à plusieurs facteurs de risque existants pourrait être sensiblement accrue, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les conditions d'exploitation et la situation financière de la Société dans l'avenir.

Les énoncés prospectifs pourraient se révéler inexacts

Les actionnaires et les investisseurs éventuels sont priés de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs de la Société. De par leur nature, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, des risques connus et inconnus ainsi que des incertitudes, tant de nature générale que spécifique, qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement des résultats sous-entendus dans les énoncés prospectifs ou que les prévisions ou projections comportent éventuellement des inexactitudes importantes.

Des renseignements supplémentaires sur les risques, les hypothèses et les incertitudes sont présentés à la rubrique « Mises en garde – Mise en garde relative aux énoncés prospectifs » de la présente notice annuelle.

Catastrophes naturelles, actes terroristes, agitation civile, pandémies et autres perturbations et bouleversements

En cas de catastrophe naturelle, de guerre, d'émeute ou d'agitation civile, le pays, la province, l'État ou la région touché pourrait ne pas se remettre efficacement et rapidement de cet événement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la Société, ses partenaires et ses redevanciers ou sur leurs entreprises ou

activités. Les attaques terroristes, les crises de santé publique, dont les épidémies, les pandémies ou l'écllosion de nouvelles maladies infectieuses ou de nouveaux virus, les perturbations du commerce national et mondial, les perturbations des infrastructures, la désobéissance ou l'agitation civiles, les catastrophes naturelles, les urgences nationales, les actes de guerre, les attaques technologiques et les événements connexes peuvent entraîner une volatilité et une perturbation des chaînes d'approvisionnement locales et mondiales, des activités, de la mobilité des personnes et des marchés financiers, ce qui pourrait entraîner une réduction importante de l'activité économique au Canada et à l'échelle mondiale, ainsi qu'une baisse de la demande à l'égard du pétrole et du gaz naturel, et affecter les taux d'intérêt, les notations de crédit, le risque de crédit, l'inflation, les affaires, la situation financière, les résultats d'exploitation et d'autres facteurs pertinents pour la Société, ses partenaires et ses redevanciers ou l'une ou l'autre de leurs entreprises ou activités, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la réputation, l'entreprise, la situation financière ou les activités d'exploitation de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers, et pourrait aggraver les autres facteurs de risque indiqués dans les présentes.

Opposition du public

Les terrains pétrolifères et gazéifères, les puits et les installations de la Société, de ses partenaires et de ses redevanciers peuvent parfois faire l'objet d'une opposition du public. Une telle opposition du public pourrait exposer la Société, ses partenaires et ses redevanciers au risque d'accroissement des coûts, de retard, voire d'annulation de projets en raison des pressions accrues qu'exercent sur les gouvernements et les organismes de réglementation des groupes d'intérêts, notamment les groupes autochtones, les propriétaires fonciers et les groupes d'intérêts environnementaux (y compris les groupes qui s'opposent aux activités pétrolières et gazières) et les organismes non gouvernementaux, ainsi qu'en raison de blocus, de poursuites ou de contestations judiciaires ou réglementaires, de l'intensification de la surveillance de la part des organismes de réglementation, de la réduction du soutien des gouvernements d'ordre fédéral, provincial ou étatique ou des administrations municipales, de retards, de contestations ou de révocations visant les approbations, les permis ou les licences de nature réglementaire ainsi que de contestations judiciaires directes, y compris de possibles litiges liés au climat. Rien ne garantit que la Société, ses partenaires et ses redevanciers seront en mesure d'apaiser les préoccupations de tels groupes et, pour y arriver, la Société, ses partenaires et ses redevanciers pourraient devoir engager des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation notables et imprévus.

Société de placement étrangère passive

Après avoir consulté ses conseillers en fiscalité américains, Freehold estime qu'elle devrait être classée comme une société de placement étrangère passive (une « **SPEP** ») selon les principes d'imposition fédéraux des États-Unis. Ainsi, les dividendes versés aux particuliers actionnaires imposables qui sont des contribuables américains et tout gain tiré de la vente d'actions ordinaires par ceux-ci devraient être soumis aux régimes de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis applicables aux SPEP et ces actionnaires pourraient être soumis à des exigences en matière de déclaration supplémentaires. Afin de permettre aux actionnaires d'effectuer un choix relatif à un fonds électif admissible, Freehold publie chaque année une déclaration d'information annuelle de SPEP sur son site Web, mais rien ne garantit que la Société fournira ces informations requises en temps opportun. Les règles relatives aux SPEP, au choix relatif à un fonds électif admissible et aux autres choix possibles sont très complexes. Les actionnaires qui sont des contribuables américains sont priés de consulter leurs propres conseillers en fiscalité et de se fier exclusivement à eux en ce qui concerne l'application des règles relatives aux SPEP compte tenu de leur situation personnelle et les exigences en matière de déclaration découlant de la propriété d'actions d'une SPEP.

Description de la structure du capital

Le capital autorisé de Freehold est composé d'un nombre illimité d'actions ordinaires et de 10 000 000 d'actions privilégiées. À la date des présentes, 163 960 334 actions ordinaires sont émises et en circulation et aucune action privilégiée n'est émise et en circulation. Le texte qui suit est un résumé des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions rattachés aux actions ordinaires et aux actions privilégiées.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exprimer une voix par action aux assemblées des actionnaires de Freehold. Sous réserve du respect préalable de tous les droits préférentiels rattachés à d'autres catégories d'actions de Freehold, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil, lorsque le conseil en déclare, et de recevoir la quote-part du reliquat des biens et des actifs de Freehold au moment de sa dissolution ou de sa liquidation.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries et le conseil peut fixer le moment de leur émission, le nombre d'actions de chaque série de ces actions ainsi que la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de chaque série sont, quant au versement de dividendes et à la distribution des actifs ou au remboursement du capital advenant la liquidation ou la dissolution de Freehold, de rang égal aux actions privilégiées de toute autre série et ont priorité sur les actions ordinaires et toutes les autres actions de Freehold de rang inférieur aux actions privilégiées.

Sauf en cas de défaut de déclarer ou de verser les dividendes indiqués à l'égard d'une série d'actions privilégiées, les porteurs d'actions privilégiées ne pourront exprimer qu'une voix par action privilégiée aux assemblées auxquelles ils votent, s'il y a lieu, avec les porteurs d'actions ordinaires en tant que catégorie unique.

Marché pour la négociation des titres

Actions ordinaires

Les actions ordinaires sont inscrites et négociées à la cote de la TSX sous le symbole « FRU ». Le tableau suivant présente les cours extrêmes et les cours de clôture de même que le volume de négociation global des actions ordinaires à la cote de la TSX pour les périodes indiquées.

FOURCHETTE DES COURS DES ACTIONS ORDINAIRES (TSX)

	(\$ CA par action ordinaire)			
	Plafond	Plancher	Clôture	Volume de négociation
2024				
Janvier	14,36	13,51	13,93	6 331 535
Février	14,32	13,46	13,76	8 915 355
Mars	14,74	13,60	14,59	7 321 056
Avril	14,84	14,11	14,17	6 340 286
Mai	14,47	13,36	14,47	11 549 167
Juin	14,42	13,32	13,62	8 187 426
Juillet	14,33	13,56	14,16	6 912 994
Août	14,15	13,05	13,75	10 544 324
Septembre	14,62	12,68	14,05	14 314 450
Octobre	14,52	13,61	13,73	11 980 953
Novembre	14,50	13,52	13,93	10 785 483
Décembre	13,97	12,19	12,79	21 990 969
2025				
Janvier	13,64	12,48	12,50	17 249 314
Février	13,01	12,06	12,60	12 599 600
Du 1 ^{er} au 11 mars	12,71	11,80	12,22	5 969 311

Ventes ou placements antérieurs

Compte non tenu des UAD et des UAI, Freehold n'a émis aucun titre d'une catégorie qui n'était pas inscrit ou affiché à la cote d'un marché au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Nous avons émis, dans le cadre du régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, les UAD et les UAI suivantes (y compris les UAD et les UAI théoriques issues des dividendes) qui peuvent être rachetées en vue d'acquérir un nombre égal d'actions ordinaires (déduction faite de la retenue d'impôt).

Date	Nombre et type d'unités d'actions	Prix réputé par unité d'action
1 ^{er} janvier 2024	44 102 UAD ²	13,69 \$
1 ^{er} janvier 2024	25 657 UAI ²	13,69 \$
15 janvier 2024	3 321 UAD ¹	14,19 \$
15 janvier 2024	117 UAI ¹	14,19 \$
15 février 2024	3 456 UAD ¹	13,53 \$
15 février 2024	253 UAI ¹	13,53 \$
15 mars 2024	3 282 UAD ¹	14,34 \$
15 mars 2024	241 UAI ¹	14,34 \$
28 mars 2024	3 411 UAD ²	14,66 \$
15 avril 2024	3 285 UAD ¹	14,51 \$
15 avril 2024	239 UAI ¹	14,51 \$
8 mai 2024	5 591 UAD ²	14,05 \$
15 mai 2024	3 494 UAD ¹	13,73 \$
15 mai 2024	254 UAI ¹	13,73 \$
17 juin 2024	3 448 UAD ¹	13,55 \$
17 juin 2024	192 UAI ¹	13,55 \$
28 juin 2024	3 783 UAD ²	13,71 \$
15 juillet 2024	3 355 UAD ¹	14,12 \$
15 juillet 2024	186 UAI ¹	14,12 \$
15 août 2024	3 503 UAD ¹	13,61 \$
15 août 2024	194 UAI ¹	13,61 \$
16 septembre 2024	3 573 UAD ¹	13,43 \$
16 septembre 2024	198 UAI ¹	13,43 \$
27 septembre 2024	4 309 UAD ²	13,78 \$
15 octobre 2024	3 425 UAD ¹	14,22 \$
15 octobre 2024	188 UAI ¹	14,22 \$
15 novembre 2024	3 536 UAD ¹	13,86 \$
15 novembre 2024	194 UAI ¹	13,86 \$
16 décembre 2024	3 777 UAD ¹	13,06 \$
16 décembre 2024	207 UAI ¹	13,06 \$
31 décembre 2024	4 674 UAD ²	12,70 \$

1. Émises sous forme d'UAD ou d'UAI théoriques découlant du versement des dividendes sur les actions ordinaires.
2. Émises en guise de jetons de présence trimestriels en fonction des choix des administrateurs.

Titres entiercés

À notre connaissance, aucun de nos titres n'est entiercé ou subordonné à une restriction contractuelle à la libre cession.

Dividendes

Le versement de dividendes par la Société est régi par les critères de liquidité et de solvabilité qui sont décrits dans la loi ABCA. En vertu de la loi ABCA, après le versement d'un dividende, nous devons être en mesure de nous acquitter de nos obligations à leur échéance, et la valeur réalisable de nos actifs doit être supérieure à celle de nos passifs et au capital déclaré en vertu de la loi de nos titres en circulation. Au 31 décembre 2024, notre capital déclaré en vertu de la loi s'établissait à 528 millions de dollars.

Les dividendes mensuels de Freehold sont actuellement déclarés pour les actionnaires inscrits en date du dernier jour ouvrable de chaque mois et sont versés le ou vers le 15^e jour du mois suivant. Les dividendes sont des « dividendes déterminés » pour les besoins de l'impôt sur le revenu et sont donc admissibles au régime de majoration et de crédit d'impôt dont bénéficient certains actionnaires. Le montant des dividendes en espèces futurs, s'il y a lieu, sera soumis à l'appréciation du conseil et pourrait varier en fonction de divers facteurs et de diverses conditions pouvant exister à l'occasion, notamment les fluctuations des cours des marchandises, les niveaux de production, les exigences en matière de dépenses en immobilisations, les exigences relatives au service de la dette, les coûts d'exploitation, le fardeau des redevances, les taux de change, l'impôt sur le revenu et le respect des critères de solvabilité imposés par la loi ABCA pour la déclaration et le versement de dividendes.

Le conseil passe en revue la politique en matière de dividendes à tous les trimestres et, à son appréciation, tout excédent de revenu disponible pour les dividendes peut être affecté au remboursement de la dette à long terme et à l'accroissement du fonds de roulement.

Registre des dividendes en espèces

Depuis le 1^{er} janvier 2025, Freehold a déclaré les dividendes en espèces suivants :

- 0,09 \$ par action ordinaire pour les actionnaires inscrits au 31 janvier 2025, qui a été versé le 18 février 2025;
- 0,09 \$ par action ordinaire pour les actionnaires inscrits au 28 février 2025, qui sera versé le 17 mars 2025;
- 0,09 \$ par action ordinaire pour les actionnaires inscrits au 31 mars 2025, qui sera versé le 15 avril 2025.

Les tableaux qui suivants présentent le montant des dividendes en espèces versés sur les actions ordinaires au cours des trois derniers exercices clos.

Date de clôture des registres	Date de paiement	\$ CA par action
2022		
31 janvier 2022	15 février 2022	0,0600
28 février 2022	15 mars 2022	0,0600
31 mars 2022	18 avril 2022	0,0800
29 avril 2022	16 mai 2022	0,0800
31 mai 2022	15 juin 2022	0,0800
30 juin 2022	15 juillet 2022	0,0800
29 juillet 2022	15 août 2022	0,0800
31 août 2022	15 septembre 2022	0,0900
30 septembre 2022	17 octobre 2022	0,0900
31 octobre 2022	15 novembre 2022	0,0900
30 novembre 2022	15 décembre 2022	0,0900
30 décembre 2022	16 janvier 2023	0,0900
Total		0,9700

Date de clôture des registres	Date de paiement	\$ CA par action
2023		
31 janvier 2023	15 février 2023	0,0900
28 février 2023	15 mars 2023	0,0900
31 mars 2023	17 avril 2023	0,0900
28 avril 2023	15 mai 2023	0,0900
31 mai 2023	15 juin 2023	0,0900
30 juin 2023	17 juillet 2023	0,0900
31 juillet 2023	15 août 2023	0,0900
31 août 2023	15 septembre 2023	0,0900
29 septembre 2023	16 octobre 2023	0,0900
31 octobre 2023	15 novembre 2023	0,0900
30 novembre 2023	15 décembre 2023	0,0900
29 décembre 2023	15 janvier 2024	0,0900
Total		1,0800
Date de clôture des registres	Date de paiement	\$ CA par action
2024		
31 janvier 2024	15 février 2024	0,0900
29 février 2024	15 mars 2024	0,0900
28 mars 2024	15 avril 2024	0,0900
30 avril 2024	15 mai 2024	0,0900
31 mai 2024	17 juin 2024	0,0900
28 juin 2024	15 juillet 2024	0,0900
31 juillet 2024	15 août 2024	0,0900
30 août 2024	16 septembre 2024	0,0900
30 septembre 2024	15 octobre 2024	0,0900
31 octobre 2024	15 novembre 2024	0,0900
29 novembre 2024	16 décembre 2024	0,0900
31 décembre 2024	15 janvier 2024	0,0900
Total		1,0800

Société de placement étrangère passive

Après avoir consulté ses conseillers en fiscalité américains, Freehold estime qu'elle devrait être classée comme une SPEP, selon les principes d'imposition fédéraux des États-Unis. Ainsi, les dividendes versés aux particuliers actionnaires imposables qui sont des contribuables américains et tout gain tiré de la vente d'actions ordinaires par ceux-ci devraient continuer d'être soumis aux régimes de l'impôt fédéral sur le revenu des États-Unis applicables aux SPEP. Les actionnaires qui sont des contribuables américains sont priés de consulter leurs conseillers en fiscalité en ce qui concerne les exigences en matière de déclaration découlant de la propriété d'actions d'une SPEP. Afin de permettre aux actionnaires d'effectuer un choix relatif à un fonds électif admissible, Freehold publie chaque année une déclaration d'information annuelle de SPEP sur son site Web. Les actionnaires sont priés de communiquer avec leurs propres conseillers en fiscalité pour obtenir des renseignements sur la façon de remplir correctement le formulaire 8621. Cette information n'est pas disponible auprès de Freehold.

Régime de virements automatiques

Un régime de virements automatiques a été établi pour Freehold afin de permettre aux titulaires de comptes bancaires canadiens de recevoir des dividendes en espèces sous forme de virement automatique dans leur compte bancaire.

Régime de versements en monnaie des États-Unis

Le régime de versements en monnaie des États-Unis permet à nos porteurs d'actions ordinaires qui sont titulaires de comptes en monnaie des États-Unis d'obtenir des versements dans cette monnaie.

Administrateurs et dirigeants

Questions d'ordre général

Sous réserve du pouvoir discrétionnaire ultime du conseil, Freehold, FHT et la Société en nom collectif sont gérés par le gestionnaire.

Convention de gouvernance

La convention de gouvernance prévoit que, si le gestionnaire et les sociétés membres de son groupe, y compris les Caisses fiduciaires de retraite du CN, détiennent 10 % ou plus des actions ordinaires émises et en circulation, le gestionnaire aura le droit de proposer deux candidats aux postes d'administrateur de Freehold. Si le gestionnaire et les sociétés membres de son groupe détiennent moins de 10 % des actions ordinaires émises et en circulation, le gestionnaire aura le droit de proposer la candidature d'une personne au poste d'administrateur de Freehold. Si les personnes proposées par le gestionnaire ne sont pas élues ou si le gestionnaire cesse de détenir des actions ordinaires (auquel cas il n'aura pas le droit de proposer des candidatures à des postes d'administrateur de Freehold), mais continue d'agir à titre de gestionnaire de Freehold conformément à la convention de gestion, la convention de gouvernance confèrera au gestionnaire le droit d'avoir un observateur présent à toutes les réunions des administrateurs de Freehold. Les Caisses fiduciaires de retraite du CN détiennent, directement ou indirectement, environ 16,0 % des actions ordinaires en circulation et ont donc le droit de proposer la candidature de deux personnes comme administrateurs de Freehold.

Prise de décisions

Bien que le gestionnaire fournisse certains services de consultation et de gestion à Freehold aux termes de la convention de gestion, le conseil supervise la gestion des activités commerciales et des affaires de Freehold. Le conseil prend, entre autres, toutes les décisions qui ont trait aux éléments suivants : a) l'émission de titres supplémentaires de Freehold; b) l'acquisition et la cession de terrains de Freehold, de ses filiales et de ses sociétés en nom collectif en contrepartie d'un prix d'achat ou d'un produit supérieur à 15 millions de dollars; c) les dépenses en immobilisations hors des budgets approuvés; d) l'établissement de facilités de crédit et de facilités de couverture; e) le fait de pourvoir aux postes vacants parmi les administrateurs ou de nommer des administrateurs supplémentaires, sauf les candidats du gestionnaire; f) la communication de l'information requise en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables; g) la structure juridique, la dénomination, le logo, la vision et la déclaration de mission de Freehold; et h) le versement de dividendes aux actionnaires de Freehold. Toute modification de la convention de gestion exige l'approbation du conseil. Le conseil se réunit régulièrement pour examiner les activités et les affaires de Freehold et prendre toutes les décisions nécessaires à cet égard.

Conseil de Freehold

Au 12 mars 2025, le conseil de Freehold est composé de neuf personnes. Le nom, la province de résidence, le poste occupé et l'occupation principale de chacun des administrateurs de Freehold sont indiqués ci-dessous.

Nom et province ou État de résidence	Poste occupé auprès de Freehold	Occupation principale	Date d'entrée en fonction à titre d'administrateur
Gary R. Bugeaud ^{1,2} Alberta, Canada	Administrateur	Administrateur de sociétés	14 mai 2015
Maureen E. Howe ^{1,3} Colombie-Britannique, Canada	Administratrice	Administratrice de sociétés	1 ^{er} février 2022
J. Douglas Kay ^{2,3} Alberta, Canada	Administrateur	Administrateur de sociétés	11 mai 2016
Kimberley E. Lynch Proctor ^{1,2} Alberta, Canada	Administratrice	Administratrice de sociétés	7 mai 2024
Valerie A. Mitchell ^{2,3} Oklahoma, États-Unis	Administratrice	Présidente et chef de l'exploitation, Troy Energy	1 ^{er} juin 2022
Marvin F. Romanow Alberta, Canada	Président du conseil	Administrateur de sociétés	14 mai 2015
Mathieu M. Roy ⁴ Québec, Canada	Administrateur	Directeur général, Actifs réels, Division des investissements du CN	7 mai 2024
David M. Spyker ⁴ Alberta, Canada	Président et chef de la direction et administrateur	Président et chef de la direction de Rife	20 janvier 2021
Aidan M. Walsh ^{1,3} Alberta, Canada	Administrateur	Administrateur de sociétés	15 mai 2013

1. Membre du comité d'audit, des finances et des risques. M^{me} Howe est présidente du comité d'audit, des finances et des risques.
2. Membre du comité de gouvernance, des candidatures et de la rémunération. M. Kay est président du comité de gouvernance, des candidatures et de la rémunération.
3. Membre du comité des réserves. M. Walsh est président du comité des réserves.
4. Candidats proposés par le gestionnaire aux fins d'élection au conseil à la dernière assemblée annuelle des actionnaires qui s'est tenue le 7 mai 2024 conformément à la convention de gouvernance.

Dirigeants de Freehold

Le tableau suivant présente le nom, la province de résidence, le poste occupé et l'occupation principale de chacun des dirigeants de Freehold.

Nom et province de résidence	Poste occupé auprès de Freehold	Occupation principale	Date d'entrée en fonction à titre de dirigeant
David M. Spyker Alberta, Canada	Président et chef de la direction et administrateur	Président et chef de la direction de Rife	28 novembre 2016
David W. Hendry Alberta, Canada	Vice-président, Finances et chef des finances	Vice-président, Finances et chef des finances de Rife	1 ^{er} décembre 2019
Michelle S. Cooze Alberta, Canada	Chef du contentieux et secrétaire générale	Chef du contentieux et secrétaire générale de Rife	12 juin 2024
Lisa N. Farstad Alberta, Canada	Vice-présidente, Services généraux	Vice-présidente, Services généraux de Rife	1 ^{er} mars 2020
Ian C. Hantke Alberta, Canada	Vice-président, Redevances diversifiées	Vice-président, Redevances diversifiées de Rife	1 ^{er} janvier 2022
Robert A. King Alberta, Canada	Chef de l'exploitation	Chef de l'exploitation de Rife	6 janvier 2020
Susan J. Nagy Alberta, Canada	Vice-présidente, Développement des affaires	Vice-présidente, Développement des affaires de Rife	1 ^{er} avril 2023

À l'exception de ce qui est décrit dans les notes biographiques détaillées de chacun des administrateurs et des dirigeants ci-dessous, chacun des administrateurs et des dirigeants de Freehold exerce, depuis les cinq dernières années, son occupation principale ou d'autres fonctions au sein de la même organisation.

Au 12 mars 2025, les administrateurs et les membres de la haute direction de Freehold exerçaient, collectivement, un droit de propriété véritable, un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, sur 725 291 actions ordinaires ou moins de 1 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les Caisses fiduciaires de retraite du CN, détenaient, directement ou indirectement, 26 258 310 actions ordinaires (environ 16,0 %) au 12 mars 2025. Depuis 1996, le gestionnaire a reçu 3 887 450 actions ordinaires en guise de paiement des frais de gestion.

Le texte qui suit est une description sommaire des antécédents des administrateurs et des membres de la haute direction de Freehold.

Gary R. Bugeaud

M. Bugeaud est administrateur de sociétés et a été associé directeur au sein du cabinet Burnet, Duckworth & Palmer LLP jusqu'à son départ à la retraite en décembre 2013. Il compte plus de 23 années d'expérience juridique dans les domaines des valeurs mobilières, du financement d'entreprises, des fusions et acquisitions et de la gouvernance d'entreprise. M. Bugeaud est titulaire d'un baccalauréat en commerce (finances) et d'un baccalauréat en droit de la University of Saskatchewan. Il porte le titre IAS.A, qui lui a été accordé par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Maureen E. Howe

M^{me} Howe est administratrice de sociétés et affiche une vaste expérience dans le domaine des finances et des marchés des capitaux, ainsi qu'une expérience pertinente relative aux sociétés ouvertes. Auparavant directrice générale, Recherche sur les actions, Infrastructure énergétique au sein de RBC Marchés des Capitaux, elle s'est spécialisée dans le secteur des infrastructures énergétiques, notamment dans la production, le transport et la distribution d'électricité, le transport et la distribution de pétrole et de gaz, le traitement du gaz et l'énergie de substitution. Avant d'entrer au service de RBC Marchés des Capitaux, M^{me} Howe a occupé divers postes dans le secteur des marchés financiers, notamment dans les domaines des services bancaires d'investissement, des émissions prises fermes, de l'analyse de projet, de la gestion de portefeuille, des relations avec les investisseurs et du financement des entreprises. M^{me} Howe siège aux conseils d'administration de Methanex Corporation et de Pembina Pipeline Corporation. M^{me} Howe est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en commerce de la University of Manitoba et d'un doctorat en finances de la University of British Columbia. Elle est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés.

J. Douglas Kay

M. Kay est administrateur de sociétés et haut dirigeant chevronné du secteur pétrolier et gazier. Il est doté de solides compétences dans les domaines foncier et financier, ainsi qu'en matière de négociation et de direction. Il a exercé pendant plus de 45 ans différents rôles auprès de sociétés canadiennes d'exploration et de production pétrolières et gazières. M. Kay est titulaire d'un baccalauréat en économie de la University of Calgary, diplômé du programme de perfectionnement de la direction (*Management Development Program*) de la University of Western Ontario et porte le titre P. Land (*professional landman*) délivré par la Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL). Il porte le titre IAS.A, qui lui a été accordé par l'Institut des administrateurs de sociétés. Il siège actuellement au conseil de Westbirck Energy Ltd. à titre de président. Il a été administrateur et président du conseil de The Explorers and Producers Association of Canada (EPAC) et administrateur de l'ACPP.

Kimberley E. Lynch Proctor

M^{me} Lynch Proctor est administratrice de sociétés et compte plus de 25 années d'expérience en tant que gestionnaire, avocate et comptable. De 2009 à 2016, elle a été chef des finances et chef du contentieux de KERN Partners, société de capital-investissement axée sur l'énergie. Auparavant, elle a travaillé à titre d'avocate et de comptable professionnelle agréée auprès de Felesky Flynn LLP, Bennett Jones LLP et Deloitte, respectivement, où elle a fourni des conseils sur des opérations d'envergure nationale et internationale. M^{me} Lynch Proctor siège actuellement aux conseils d'administration de MEG Energy Corp. et de Paramount Resources Ltd. ainsi qu'au conseil des fiduciaires de Alaris Equity Partners Income Trust. M^{me} Lynch Proctor est titulaire d'un baccalauréat en commerce et d'un baccalauréat en droit de la University of Calgary, d'une maîtrise en droit de la New York University, et elle porte le titre de comptable professionnelle agréée ainsi que le titre IAS.A, qui lui a été accordé par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Valerie A. Mitchell

M^{me} Mitchell est une administratrice de sociétés comptant plus de 25 années d'expérience dans le secteur de l'énergie. Depuis mars 2020, M^{me} Mitchell est présidente et chef de l'exploitation de Troy Energy, société privée indépendante d'acquisition, de développement et d'exploration de pétrole et de gaz établie à Oklahoma City. De 2016 à 2020, M^{me} Mitchell a été chef de la direction et administratrice de Corterra Energy, LLC, société d'exploration et de production financée par des capitaux privés et établie à Tulsa, en Oklahoma. Elle est actuellement administratrice et membre du comité d'audit de NCS Multistage Holdings Inc. M^{me} Mitchell est titulaire d'un baccalauréat en sciences spécialisé en génie chimique de la University of Missouri. Elle porte le titre NACD.DC, qui lui a été accordé par la National Association of Corporate Directors.

Marvin F. Romanow

M. Romanow, qui compte plus de 40 ans d'expérience, est administrateur de sociétés, haut dirigeant en résidence à la University of Saskatchewan et haut dirigeant retraité du secteur pétrolier et gazier. Il a fait ses preuves dans les domaines de l'exploitation, des finances et de la direction stratégique. Au cours des 20 dernières années, ses rôles de haut dirigeant lui ont permis de s'engager directement auprès des actionnaires et des administrateurs de deux grandes sociétés ouvertes. M. Romanow est diplômé du programme de perfectionnement en gestion (*Program for Management Development*) de Harvard et, en octobre 2007, il a suivi le programme de gestion spécialisée (*Advance Management Program*) de l'INSEAD. Il est titulaire d'une MBA et d'un baccalauréat en génie (avec grande distinction) de la University of Saskatchewan. Il porte le titre IAS.A, qui lui a été accordé par l'Institut des administrateurs de sociétés. Il siège actuellement au conseil du Arnie Charbonneau Cancer Institute et a été administrateur de l'ACPP.

Mathieu M. Roy

M. Roy est directeur général, Actifs réels, de la Division des investissements du CN qui gère l'un des plus importants fonds de pension d'entreprise au Canada. M. Roy compte 21 années d'expérience sur les marchés des capitaux, dont plus de 17 ans à la Division des investissements du CN. M. Roy est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en finances de l'Université de Sherbrooke et porte le titre d'analyste financier agréé.

Aidan M. Walsh

M. Walsh est administrateur de sociétés. Avant le 30 avril 2020, il était chef de la direction de Baccalieu Energy Inc., petite société pétrolière et gazière fermée qu'il a cofondée en 2008. M. Walsh compte plus de 43 années d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, dans les domaines de la production, de la commercialisation, du transport, des acquisitions, des finances, de l'ingénierie des installations et de la construction. Il est un négociateur avéré et un stratège doté de compétences prouvées en matière de leadership et d'analyse. Il interagit régulièrement avec les partenaires du secteur ainsi qu'avec les régulateurs et les représentants des gouvernements fédéral et provinciaux sur les questions relatives au secteur pétrolier et gazier canadien. M. Walsh est titulaire d'un baccalauréat en ingénierie spécialisé en génie mécanique de la Memorial University of Newfoundland and Labrador et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il est membre de l'Association of the Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA). Il porte le titre IAS.A, qui lui a été accordé par l'Institut des administrateurs de sociétés. Il a été administrateur et président du conseil de The Explorers and Producers Association of Canada (EPAC) et administrateur de l'ACPP.

David M. Spyker

M. Spyker a été nommé président et chef de la direction de Freehold en janvier 2021. De septembre 2020 à janvier 2021, M. Spyker a occupé les fonctions de président et chef de la direction par intérim de Freehold. Il s'est joint à Freehold en novembre 2016 à titre de vice-président, Production et a été nommé chef de l'exploitation en mars 2019. Avant de se joindre à Freehold, il a occupé différentes fonctions au sein de Anderson Exploration Ltd., Anderson Energy Ltd. et Anderson Energy Inc. M. Spyker compte plus de 35 années d'expérience dans le secteur. Il est titulaire d'un baccalauréat en sciences spécialisé en génie mécanique de la University of Alberta et est membre de la Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA). Il est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés et administrateur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).

David W. Hendry

M. Hendry est vice-président, Finances et chef des finances de la Société. Il s'est joint à Freehold en décembre 2019. Avant de se joindre à Freehold, M. Hendry a occupé, de janvier 2017 à novembre 2019, le poste de chef des finances et, de mai 2015 à décembre 2016, le poste de vice-président, Finances au sein de Obsidian Energy Ltd. Avant de travailler auprès de Obsidian, M. Hendry a occupé, d'août 2009 à avril 2015, le poste de vice-président, Finances au sein de Talisman Energy Inc. M. Hendry est comptable professionnel agréé et compte plus de 30 années d'expérience en finances. M. Hendry est titulaire d'un baccalauréat en commerce de la University of Calgary.

Michelle S. Cooze

M^{me} Cooze a été nommée au poste de chef du contentieux et secrétaire générale de Freehold le 12 juin 2024. M^{me} Cooze a pratiqué pendant 25 années à titre d'avocate spécialisée en droit commercial des sociétés. Avant de se joindre à Freehold, elle a été chef du contentieux et secrétaire générale de Pieridae Energy Ltd., conseillère juridique principale de Inter Pipeline Ltd., de PHX Energy Services Corp. et de TransAlta Corporation. M^{me} Cooze est titulaire d'un diplôme de Juris Doctor de la Dalhousie University et d'un baccalauréat en sciences (géographie) de la Memorial University of Newfoundland and Labrador. Elle est membre du Barreau de l'Alberta.

Lisa N. Farstad

M^{me} Farstad a été nommée au poste de vice-présidente, Services généraux de Freehold en mars 2020. Elle s'est jointe à l'entreprise en septembre 2015 à titre de directrice, Ressources humaines et services d'information. Avant de se joindre à l'entreprise, M^{me} Farstad a travaillé pendant 14 ans auprès de Bonavista Energy Corporation, où elle a occupé diverses fonctions dans le domaine des ressources humaines, notamment à titre de directrice, Ressources humaines. M^{me} Farstad est titulaire d'un baccalauréat en arts de la University of Calgary et d'un certificat en gestion de ressources humaines de la University of Calgary.

Ian C. Hantke

M. Hantke a été nommé vice-président, Redevances diversifiées de Freehold le 1^{er} janvier 2022. Il s'est joint à l'entreprise en février 2014 et a occupé différents postes au sein du groupe de développement des affaires, plus récemment à titre de directeur, Acquisitions. Avant de se joindre à Freehold, M. Hantke a travaillé pendant deux ans auprès de Devon Energy à titre de chef de projet et sept ans auprès de O'Rourke Engineering à titre d'ingénieur des installations. M. Hantke est titulaire d'un baccalauréat en génie aérospatial de la Carleton University et il est membre de l'Association of the Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA).

Robert A. King

M. King a été nommé chef de l'exploitation de la Société en avril 2023. De janvier 2020 à avril 2023, M. King a occupé le poste de vice-président, Développement des affaires de Freehold. Avant de se joindre à Freehold, M. King était directeur général chez RBC Marchés des Capitaux. M. King compte plus de 20 ans d'expérience dans le domaine des services bancaires d'investissement, au sein duquel il a occupé des postes à responsabilité croissante tout au long de sa carrière. Il possède une grande expérience en matière de fusions, d'acquisitions et de cessions, ainsi que dans le domaine des marchés de capitaux, plus particulièrement dans le secteur de la production d'hydrocarbures en amont. M. King est titulaire d'un baccalauréat en commerce de la University of Calgary.

Susan J. Nagy

M^{me} Nagy a été nommée vice-présidente, Développement des affaires de Freehold en avril 2023. Elle s'est jointe à Freehold en avril 2008 et a occupé auparavant divers postes à responsabilité croissante au sein des groupes de développement foncier et développement des affaires, plus récemment à titre de directrice, Développement des affaires. M^{me} Nagy est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de la University of Calgary et est un membre actif de la Canadian Association of Land and Energy Professionals (CALEP), de la Petroleum Acquisition & Divestment Association (PADA) et de la American Association of Professional Landmen (AAPL).

Ordonnances d'interdiction d'opérations ou faillites

Au cours des dix dernières années, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction actuel de Freehold n'est, ni n'a été, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui : (i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à la société en cause le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs pendant qu'il exerçait ses fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances; ou (ii) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à la société en cause le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs après qu'il ait cessé d'être administrateur, chef de la direction ou chef des finances et qui découle d'un événement survenu pendant que cette personne exerçait ces fonctions. Aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de Freehold n'est, à la date de la notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années ayant précédé la date de la circulaire d'information, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant que cette personne exerçait ces fonctions ou au cours de l'année suivant la cessation de ses fonctions, a fait faillite, déposé 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.

Faillites personnelles

Aucun administrateur ni membre de la haute direction de Freehold, ni aucun actionnaire détenant un nombre de titres de Freehold suffisant pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Freehold n'a, au cours des dix dernières années, 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 Freehold, ni aucun actionnaire détenant un nombre de titres de Freehold suffisant pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Freehold ne s'est vu imposer des amendes ou des sanctions par un tribunal, une autorité en valeurs mobilières ou une autre autorité réglementaire, ni n'a conclu un règlement amiable avec celle-ci.

Comité d'audit, des finances et des risques

Le texte intégral du mandat du comité d'audit, des finances et des risques figure à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit, des finances et des risques (le « comité d'audit »)

Le comité d'audit de Freehold est composé de M^{me} Maureen Howe (présidente), de M. Gary Bugeaud, de M^{me} Kim Lynch Proctor et de M. Aidan Walsh. 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*. Deux membres du comité d'audit sont des experts financiers en audit. Se reporter à la rubrique « Administrateurs et dirigeants » pour obtenir de plus amples renseignements.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Le comité d'audit approuve au préalable tous les services non liés à l'audit que les auditeurs externes doivent fournir à Freehold. Avant le début de l'exercice de Freehold, le comité d'audit approuve au préalable les dépenses, auxquelles il fixe un plafond, pour les services liés aux consultations relatives à la comptabilité ou au traitement des communications visant les opérations, et les services liés aux questions fiscales. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les frais excédant ces limites.

Honoraires pour les services des auditeurs externes

Le tableau suivant présente les honoraires versés à KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., notre auditeur externe, au cours des deux derniers exercices clos.

	Exercice clos le 31 décembre	
	2024	2023
Honoraires d'audit ¹	526 960 \$	370 488 \$
Honoraires pour services liés à l'audit ²	-	-
Honoraires pour services fiscaux ³	56 898 \$	81 509 \$
Autres honoraires	-	-
Total	583 858 \$	451 997 \$

1. Les états financiers annuels de Freehold, l'examen des états financiers consolidés intermédiaires pour les premier, deuxième et troisième trimestres de l'exercice en cause, ou les services qui sont normalement fournis dans le cadre de dépôts ou d'engagements prévus par les lois ou les règlements, notamment les dépôts de prospectus par la Société dans le cadre de financements publics réalisés par la Société. Les honoraires ne comprennent pas les frais administratifs supplémentaires ni les frais supplémentaires du Conseil canadien sur la reddition de comptes.
2. Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les services d'assurance et les autres services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen des états financiers de Freehold et qui ne sont pas déclarés comme des honoraires d'audit.
3. Les honoraires pour services fiscaux comprennent les honoraires fournis pour des services en matière de conformité fiscale, des services de préparation de déclarations de revenus et des services consultatifs. En 2024 et 2023, des tranches respectives de 42 003 \$ et 53 200 \$ de ces honoraires étaient liées à la conformité fiscale et à la préparation des déclarations de revenus, et le reliquat correspondait aux services consultatifs.

Le gestionnaire

Activités du gestionnaire

Le gestionnaire fournit à Freehold, à FHT et à la Société en nom collectif des services complets de gestion et d'exploitation d'une société pétrolière et gazière. Le gestionnaire est une filiale en propriété exclusive de Rife. Conformément à une convention conclue entre Rife et le gestionnaire le 25 novembre 1996, Rife met à la disposition du gestionnaire, sur une base contractuelle, tout le personnel, l'équipement et les installations nécessaires à la prestation des services de gestion et d'exploitation à Freehold, à FHT et à la Société en nom collectif.

Membres du personnel

Freehold ne compte aucun employé, sa gestion est plutôt assurée par le gestionnaire aux termes de la convention de gestion. Le 31 décembre 2024, Rife comptait 92 employés à temps plein et à temps partiel à son bureau de Calgary et six employés à temps plein dans ses activités sur le terrain, dont la majorité sont liés au gestionnaire par contrat. En plus de fournir des services de gestion à Freehold, les employés de Rife gèrent également les activités de Rife, de Canpar et de certaines autres entités du même groupe que Rife.

Convention de gestion

Aux termes de la convention de gestion, Freehold, FHT et la Société en nom collectif ont retenu les services du gestionnaire aux fins suivantes :

- administrer toutes les questions relatives aux titres de Freehold, notamment les actions ordinaires, ainsi que les redevances, les terrains avec participation de concessionnaire et les autres participations dans les ressources de pétrole, de gaz naturel et de potasse détenus par Freehold, FHT et la Société en nom collectif, y compris : (i) l'établissement du montant total dû à Freehold et à ses filiales et sociétés en nom collectif par des tiers et la réalisation d'audits de coentreprises au besoin; (ii) l'établissement des montants totaux dus aux actionnaires et la planification des versements de dividendes aux actionnaires, sous réserve de la supervision de Freehold; (iii) la remise aux actionnaires de rapports périodiques sur les redevances, les terrains avec participation de concessionnaire et les autres participations dans les ressources de pétrole, de gaz naturel et de potasse détenus par Freehold et ses filiales et sociétés en nom collectif; et (iv) la remise aux actionnaires de rapports financiers et de renseignements fiscaux relatifs aux redevances, aux terrains avec participation de concessionnaire et aux autres participations dans les ressources de pétrole, de gaz naturel et de potasse détenus par Freehold et ses filiales et sociétés en nom collectif;
- fournir des services de gestion pour l'exploitation économique et efficace des terrains pétrolifères et gazéifères;
- exploiter les terrains pétrolifères et gazéifères que Freehold et ses filiales et sociétés en nom collectif ont le droit d'exploiter et surveiller les activités des exploitants tiers;
- recommander, réaliser et surveiller les acquisitions et les cessions de terrains ainsi que les programmes d'exploitation et de développement pour Freehold et ses filiales et sociétés en nom collectif;
- négocier au nom de Freehold et de ses filiales et sociétés en nom collectif toutes les conventions d'exploitation et de développement, les ententes d'exploitation, les conventions de travail, les contrats d'amodiation et d'affermage, les baux et les autres documents relatifs à l'exploitation des terrains pétrolifères et gézéfères, selon son jugement;
- recommander à Freehold et négocier pour elle des conventions bancaires;
- fournir des locaux, du mobilier et des équipements de bureau, ainsi que le personnel nécessaire à la bonne administration des actifs de Freehold et de ses filiales et sociétés en nom collectif.

Dans l'exercice de ses pouvoirs et de ses fonctions aux termes de la convention de gestion, le gestionnaire sera tenu d'agir avec la diligence et la compétence dont un conseiller et gestionnaire prudent du secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien et des États-Unis ferait preuve dans des circonstances semblables.

La convention de gestion demeurera en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit résiliée par le gestionnaire ou Freehold conformément aux modalités de la convention de gestion. Le gestionnaire ou Freehold peut résilier la convention de gestion à tout moment en remettant un préavis écrit six mois avant la date de cette résiliation. De plus, si un « changement de contrôle » (au sens donné à ce terme dans la convention de gestion) visant Freehold survient, celle-ci pourra résilier la convention de gestion en remettant au gestionnaire un avis écrit dans les 90 jours suivant ce changement de contrôle et en lui versant un montant de 2 000 000 \$.

Freehold peut également résilier la convention de gestion à tout moment sans verser d'indemnité au gestionnaire si ce dernier est à l'origine d'une procédure de faillite, cherche à obtenir un redressement en vertu de la loi sur les faillites, consent à la nomination d'un séquestre, suspend volontairement ses activités habituelles, est déclaré failli ou insolvable, si un séquestre est nommé à l'égard du gestionnaire, ou si le gestionnaire ne s'acquitte pas de ses obligations aux termes de la convention de gestion et ne commence pas à remédier à un tel manquement dans les 30 jours suivant l'envoi d'un avis.

Le produit lié aux offres de souscription, au revenu de redevances et aux autres revenus découlant d'une participation de Freehold ou étant associé à une participation de Freehold ne peut pas être amalgamé aux fonds d'une autre entité gérée par le gestionnaire.

Le gestionnaire recevra les frais de gestion en contrepartie de sa prestation de tous les services de gestion. Le gestionnaire recevra, relativement à certains dommages qu'il pourrait subir dans le cadre de l'acquittement de ses obligations aux termes de la convention de gestion, une indemnité de Freehold si ces dommages ne résultent pas d'une fraude, d'une faute intentionnelle, d'une faute lourde ou de la mauvaise foi du gestionnaire.

Le conseil examinera de façon continue la nature et l'étendue des services demandés au gestionnaire, ainsi que les coûts rattachés à la prestation de ces services. Toutes les modifications apportées à la convention de gestion doivent être approuvées par la majorité des membres du conseil.

Rémunération

Le gestionnaire recevra la rémunération indiquée ci-après en contrepartie de sa prestation de services à Freehold, à FHT et à la Société en nom collectif.

Frais de gestion

Conformément aux modalités de la convention de gestion, le gestionnaire reçoit trimestriellement des actions ordinaires (ou un montant forfaitaire en espèces équivalent) à titre de paiement des frais de gestion. En 2020, 2021, 2022 et 2023, un total de 165 000, 110 000, 55 000 et 22 000 actions ordinaires, respectivement, ont été émises en faveur du gestionnaire à titre de paiement des frais de gestion. En 2024, Freehold a choisi de régler les frais de gestion par des paiements en espèces, équivalant à la valeur de 5 500 actions ordinaires par trimestre (conformément aux modalités de la convention de gestion). En 2025, Freehold entend continuer de régler les frais de gestion trimestriels sous forme de montant forfaitaire en espèces équivalent, en fonction de la valeur de 5 500 actions ordinaires par trimestre. Conformément aux modalités de la convention de gestion, les frais de gestion demeureront stables pour les prochaines années.

De plus, la convention de gestion prévoit un mécanisme de réduction du nombre d'actions ordinaires pouvant être émises en guise de paiement des frais de gestion si le cours des actions ordinaires à ce moment est supérieur à 19,00 \$ par action ordinaire. Conformément à la convention de gestion, les frais de gestion peuvent être payés, au gré de Freehold, des façons suivantes : (i) l'émission d'actions ordinaires, ou (ii) la remise d'un montant en espèces correspondant à la valeur de ces actions ordinaires en fonction du cours du marché de ces actions ordinaires au moment en cause.

Frais généraux et administratifs

Le gestionnaire reçoit un remboursement pour les frais généraux et administratifs engagés par Rife pour le compte de Freehold, de FHT et de la Société en nom collectif (55 % en 2024). Les frais généraux et administratifs sont généralement imputés à Freehold, FHT et la Société en nom collectif par le gestionnaire en fonction des efforts déployés par le personnel de Rife dans l'exécution des obligations du gestionnaire envers Freehold, FHT et la Société en nom collectif conformément à la convention de gestion. La répartition des coûts fondée sur les efforts déployés par le personnel de Rife est ajustée au moins annuellement en fonction du pourcentage réel de la répartition du temps consacré par les employés de Rife.

Régime incitatif à long terme

Depuis 2017, la part proportionnelle de Freehold de la rémunération incitative à long terme se compose d'attributions liées au rendement et d'attributions avec restrictions octroyées dans le cadre du régime d'attributions incitatives de Freehold. En 2024, un total de 120 895 attributions avec restrictions (101 329 en 2023) et de 161 449 attributions liées au rendement (130 695 en 2023) ont été octroyées aux employés de Rife dans le cadre du régime d'attributions incitatives de Freehold. Les attributions avec restrictions et les attributions liées au rendement cumulent la pleine valeur du dividende mensuel de Freehold et, au moment de l'acquisition des droits, le montant versé est ajusté pour tenir compte de ces dividendes. Dans le cas d'attributions liées au rendement, un coefficient de rendement fondé sur certains facteurs de rendement applicables à Freehold est également pris en compte.

Régime incitatif annuel du gestionnaire

Freehold paie sa part proportionnelle (56 % en 2024) des primes en espèces annuelles versées aux employés du gestionnaire dans le cadre du régime incitatif à court terme de Rife.

Régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles des administrateurs

Le régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles est composé d'UAD et d'UAI dont les droits sont entièrement acquis et qui sont attribuées annuellement à nos administrateurs non membres de la direction. Les dividendes versés aux actionnaires que la Société déclare avant le rachat sont réputés être réinvestis sous forme d'unités d'actions théoriques à la date des dividendes. Veuillez vous reporter à la rubrique « Ventes ou placements antérieurs » pour obtenir de plus amples renseignements sur les UAD et les UAI émises dans le cadre du régime d'unités d'actions différées et d'unités d'actions incessibles au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Administrateurs et dirigeants du gestionnaire

Le nom, la province de résidence, le poste occupé et l'occupation principale de chacun des administrateurs et des dirigeants du gestionnaire sont indiqués ci-dessous.

Nom et province de résidence	Poste occupé auprès du gestionnaire	Occupation principale	Date d'entrée en fonction à titre d'administrateur ou de dirigeant du gestionnaire
David M. Spyker Alberta, Canada	Président et chef de la direction et administrateur	Président et chef de la direction de Rife	28 novembre 2016
David W. Hendry Alberta, Canada	Vice-président, Finances, chef des finances et administrateur	Vice-président, Finances et chef des finances de Rife	1 ^{er} décembre 2019
Michelle S. Cooze Alberta, Canada	Chef du contentieux et secrétaire générale	Chef du contentieux et secrétaire générale de Rife	12 juin 2024
Lisa N. Farstad Alberta, Canada	Vice-présidente, Services généraux	Vice-présidente, Services généraux de Rife	1 ^{er} mars 2020
Ian C. Hantke Alberta, Canada	Vice-président, Redevances diversifiées	Vice-président, Redevances diversifiées de Rife	1 ^{er} janvier 2022
Robert A. King Alberta, Canada	Chef de l'exploitation	Chef de l'exploitation de Rife	6 janvier 2020
Susan J. Nagy Alberta, Canada	Vice-présidente, Développement des affaires	Vice-présidente, Développement des affaires de Rife	1 ^{er} avril 2023
Colin Strem Alberta, Canada	Vice-président, Développement des actifs	Vice-président, Développement des actifs de Rife	1 ^{er} novembre 2023

Au 12 mars 2025, les administrateurs et les membres de la haute direction du gestionnaire exercent collectivement un droit de propriété véritable, directement ou indirectement, un contrôle ou une emprise sur 376 672 actions ordinaires.

Rife détient en propriété la totalité des actions en circulation issue du capital du gestionnaire. L'ensemble des actions de Rife sont détenues en propriété par les Caisses fiduciaires de retraite du CN.

Conflits d'intérêts

Il se peut que dans certaines situations, les intérêts du gestionnaire entrent en conflit avec ceux des actionnaires. Dans le cadre du cours normal de ses activités, le gestionnaire peut continuer à faire l'acquisition de terrains pétrolifères et gazéifères pour son propre compte et pour le compte d'autres personnes que Freehold. Le gestionnaire peut gérer et administrer ces terrains, ainsi qu'entreprendre d'autres types d'activités en matière de gestion, de consultation et d'investissement dans le domaine de l'énergie. Ainsi, ni le gestionnaire ni sa direction n'exerceront leurs activités à temps plein pour le compte de Freehold et, lorsqu'ils agissent pour leur propre compte ou pour le compte de tiers, ils peuvent parfois agir en contradiction ou en concurrence avec les intérêts des actionnaires. De plus, il arrive que Freehold participe à des opérations ou réalise des opérations avec Canpar et Rife.

Pour résoudre ces conflits, le gestionnaire prendra des décisions en fonction des objectifs et des ressources financières de chaque groupe de parties intéressées, des délais d'investissement de ces ressources financières et de l'efficacité de l'exploitation compte tenu des terrains détenus à ce moment par chaque groupe de parties intéressées, tout en respectant les obligations du gestionnaire à l'égard de chaque groupe de personnes. La convention de gestion renferme des dispositions qui exigent du gestionnaire qu'il communique au conseil les faits et la teneur propres à tout conflit d'intérêts donné et qu'il déploie tous les efforts raisonnables pour résoudre ces conflits d'intérêts d'une façon qui traitera Freehold et l'autre partie intéressée de façon équitable en tenant compte de la situation globale de Freehold et de cette partie intéressée et qu'il agisse avec honnêteté et de bonne foi dans la résolution de ces questions.

Bien que le gestionnaire fournisse des services de consultation et de gestion à Freehold, le conseil supervise la gestion des activités commerciales et des affaires de Freehold.

Des circonstances pourraient se présenter où des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction de sociétés dont les intérêts sont en concurrence avec ceux de Freehold. Rien ne garantit que Freehold sera informée des occasions ciblées par ces membres du conseil.

Le conseil a mis en place une politique en matière d'opération avec une personne apparentée qui établit un processus précis d'examen et d'approbation par le conseil des acquisitions, des cessions, des coentreprises et des accords d'affermage potentiels ainsi que des opérations de nature similaire qui mettent en cause Freehold et Rife ou Canpar (les « **opérations avec une personne apparentée** »). La politique prévoit que les modalités de toute opération avec une personne apparentée doivent être négociées par des représentants de Freehold n'ayant aucun intérêt important dans cette opération. De plus, la politique exige que toute opération avec une personne apparentée qui n'est pas réalisée dans le cours normal des activités ou qui comporte une contrepartie globale de plus de 1 000 000 \$ soit approuvée par les membres du conseil n'ayant aucun intérêt important dans cette opération.

Pour préciser la nature de l'accès aux occasions d'acquisition provenant du gestionnaire ou de Rife, Rife, Freehold, le gestionnaire et Canpar ont conclu, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2021, la convention relative aux occasions d'acquisition (qui a été modifiée et mise à jour en mai 2022) pour compléter les dispositions existantes de la convention de gestion. Aux termes de la convention relative aux occasions d'acquisition, Rife veille à ce que Freehold puisse examiner en priorité les occasions d'acquisition de droits de redevance sur des terrains pétrolières et gazifères. La convention relative aux occasions d'acquisition établit également un cadre qui permet à chacune de Freehold et de Rife de choisir de participer à des occasions d'acquisition de droits de redevance sur des terrains présentant d'autres minéraux (terrains qui ne sont pas pétrolières ni gazifères), et à des terrains exempts de ressources, le pourcentage de droit de participation de chaque entité étant tributaire du fait que le terrain concerne un terrain existant de Rife, Canpar ou Freehold.

La convention relative aux occasions d'acquisition s'applique également à d'autres entités qui sont membres du même groupe que Rife si Rife ou le gestionnaire fournit des services de gestion ou d'exploitation à ces entités.

Poursuites et application de la loi

Sauf tel qu'il est décrit ci-dessous, à la connaissance de la direction de Freehold à la date des présentes, Freehold n'est partie à aucune poursuite importante et ses biens ne sont mis en cause dans aucune poursuite importante pour Freehold, et il n'existe aucune poursuite importante connue de ce genre qui est envisagée. Pour les besoins de ce qui précède, une poursuite n'est pas considérée comme « importante » pour Freehold s'il s'agit d'une réclamation en dommages-intérêts dont le montant demandé, déduction faite des intérêts et des frais, ne représente pas plus de 10 % des actifs à court terme consolidés de Freehold. Toutefois, si une poursuite soulève

des questions de droit et de faits identiques pour l'essentiel à celles d'une poursuite en instance ou qui, à notre connaissance, est envisagée, le montant demandé dans cette autre poursuite doit être inclus dans le calcul du pourcentage.

Au cours du dernier exercice clos et de l'exercice courant de Freehold : (i) aucune amende ni sanction n'a été imposée à Freehold par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières; (ii) aucune autre amende ni sanction n'a été imposée à Freehold par un tribunal ou par un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement; et (iii) aucun règlement à l'amiable n'a été conclu par Freehold devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières.

L'ARC a établi une cotisation à l'égard des déclarations de revenus canadiennes des années antérieures de Freehold dans laquelle la déduction de 222 millions de dollars de pertes autres qu'en capital qui ont été acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises en 2015 (les « **avis de cotisation** ») a été refusée. Conformément aux avis de cotisations, les demandes de pertes autres qu'en capital rejetées ont donné lieu à des impôts, à des intérêts et à des pénalités d'un montant total estimé à 62 millions de dollars. Freehold s'est opposée aux avis de cotisation et a fourni aux autorités fiscales, au 12 mars 2025, des dépôts d'un montant total de 31 millions de dollars. L'ARC a émis un avis de confirmation relativement à ses avis de cotisation. Freehold a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en ce qui a trait aux avis de cotisation et le ministère de la Justice a déposé sa réponse.

Freehold a reçu des conseils juridiques lui indiquant qu'elle devrait être en droit de déduire les pertes autres qu'en capital et, par conséquent, elle s'attend à avoir gain de cause dans la défense de ses positions fiscales déposées.

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

À l'exception de ce qui est déclaré dans les présentes et ci-dessous, aucun administrateur ou membre de la haute direction du gestionnaire, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Freehold, aucun actionnaire qui exerce un droit de propriété véritable sur plus de 10 % des actions ordinaires, aucune personne connue qui a des liens avec les personnes susmentionnées ni aucun membre connu du même groupe qu'elles, n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération réalisée au cours des trois derniers exercices clos ou de l'exercice en cours, qui a eu une incidence défavorable importante ou qui aura une incidence défavorable importante sur Freehold.

Les Caisses fiduciaires de retraite du CN ont participé au placement d'actions par voie de prise ferme de Freehold réalisé le 13 décembre 2024 en achetant 1 153 846 actions ordinaires au prix de 13,00 \$ chacune, pour un produit brut de 15 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Évolution générale des activités – Exercice clos le 31 décembre 2024 ».

Le gestionnaire et Rife sont des filiales en propriété exclusive des Caisses fiduciaires de retraite du CN, qui détenaient, directement ou indirectement, 26 258 310 actions ordinaires au 12 mars 2025, soit environ 16,0 % des actions ordinaires en circulation. Le gestionnaire touche une rémunération et un remboursement d'une partie des frais généraux et administratifs pour la prestation de services de gestion à Freehold, FHT et la Société en nom collectif, tel qu'il est décrit à la rubrique « Le gestionnaire ». Toutes les opérations effectuées en 2024 l'ont été dans le cours normal des activités et ont été évaluées en fonction de la contrepartie convenue entre Freehold et le gestionnaire.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada, dont les bureaux principaux sont situés à Calgary, en Alberta, et à Toronto, en Ontario, agit en qualité d'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires.

Contrats importants

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, les seuls contrats importants que nous avons conclus au cours du dernier exercice clos, ou que nous avons conclus avant le dernier exercice clos mais qui sont toujours en vigueur, sont les suivants :

- la convention de gouvernance datée du 31 décembre 2010, telle qu'elle est décrite à la rubrique « Administrateurs et dirigeants – Convention de gouvernance »;
- la convention de gestion datée du 9 novembre 2015, telle qu'elle est décrite à la rubrique « Le gestionnaire – Convention de gestion »;
- la convention régissant nos facilités de crédit intervenue entre Freehold et ses prêteurs, datée du 9 mai 2018, telle qu'elle a été modifiée et mise à jour le 26 juin 2024 et modifiée de nouveau le 14 novembre 2024 et le 13 décembre 2024, telle qu'elle est décrite à la rubrique « Emprunts ».

Intérêts des experts

Nom des experts

Les seules personnes ou entités qui sont désignées comme ayant rédigé ou certifié un rapport, une évaluation, une déclaration ou un avis décrit, inclus ou mentionné dans un document que nous avons déposé en vertu du Règlement 51-102 pendant notre dernier exercice ou relatif à cet exercice, et dont la profession ou l'activité confère de l'autorité au rapport, à l'évaluation, à la déclaration ou à l'avis qu'elles ont rédigés, sont KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., nos auditeurs indépendants, de même que Trimble et Ryder Scott, nos évaluateurs techniques indépendants.

Intérêts des experts

Le cabinet KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est notre auditeur et a confirmé qu'il est indépendant de Freehold au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes établies par les organismes professionnels compétents au Canada, ainsi qu'au sens de toute législation ou réglementation applicable.

À la date des présentes, les spécialistes désignés (au sens du Règlement 51-102) de Trimble et de Ryder Scott exerçaient, directement ou indirectement, un droit de propriété véritable sur moins de 1 % de nos titres en circulation, y compris les titres des entités avec lesquelles nous avons un lien ou les entités membres de notre groupe.

De plus, aucune des personnes et des sociétés dont il est question ci-dessus, ni aucun associé, administrateur, membre de la direction ou employé des personnes et des entités dont il est question ci-dessus n'est ou ne devrait être élu, nommé ou embauché à titre d'administrateur, de membre de la direction ou d'employé du gestionnaire ou de Freehold ou d'une personne avec qui nous avons un lien ou d'un membre du même groupe.

Renseignements financiers et aux autres renseignements supplémentaires

Des renseignements supplémentaires portant sur Freehold sont disponibles sur le site Web de SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca. Les renseignements relatifs à la rémunération et à l'endettement des administrateurs et des dirigeants de Freehold et du gestionnaire, aux principaux porteurs des actions ordinaires et aux titres autorisés aux fins d'émission dans le cadre de nos mécanismes de rémunération en titres figureront dans notre circulaire d'information de la direction qui sera datée du 12 mars 2025, ou vers cette date, et qui se rapporte à notre assemblée annuelle des actionnaires qui se tiendra le 14 mai 2025. Des renseignements financiers supplémentaires sont présentés dans les états financiers consolidés de Freehold pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ainsi que dans le rapport de gestion connexe.

Pour obtenir des copies de nos états financiers consolidés et du rapport de gestion connexe, de la circulaire d'information de la direction ainsi que des copies supplémentaires de la notice annuelle (des frais raisonnables peuvent s'appliquer dans certains cas), veuillez communiquer avec la personne suivante :

Secrétaire générale

Freehold Royalties Ltd.

517, 10th Avenue SW, bureau 1000

Calgary (Alberta) T2P 0A8

Tél. : 403-221-0802

Sans frais : 1-888-257-1873

Télec. : 403-221-0888

ANNEXE A

Annexe 51-101A2

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

Au conseil d'administration de Freehold Royalties Ltd. (la « **Société** ») et de Rife Resources Management Ltd., en qualité de gestionnaire de la Société :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2024. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2024, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces données en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « **manuel COGE** ») et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de l'évaluation, pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, et indique les portions respectives de ces données que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification (k\$)	Évaluation (k\$)	Examen (k\$)	Total (k\$)
Trimble Engineering Associates Ltd.	31 décembre 2024	Canada	-	923 738 \$	-	923 738 \$
RSC Group, Inc.	31 décembre 2024	États-Unis	-	1 097 487 \$	-	1 097 487 \$
TOTAL			-	2 021 225 \$	-	2 021 225 \$

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports visés au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Trimble Engineering Associates Ltd.
Membre de Trimble Energy Group

(signé) « *Stephen Trimble* »

Stephen Trimble, ing.
Président et chef de la direction
Calgary (Alberta) Canada

12 mars 2025

RSC Group, Inc.

(signé) « *Andrew J. Thompson* »

Andrew J. Thompson, ing.
Calgary (Alberta) Canada

12 mars 2025

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 Freehold Royalties 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.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leur rapport 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 aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b. a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c. a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

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

- a. le contenu 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, des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants 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 peuvent être importants.

(signé) « *David M. Spyker* »

David M. Spyker

Président, chef de la direction et administrateur

(signé) « *David W. Hendry* »

David W. Hendry

Vice-président, Finances et chef des finances

(signé) « *Aidan M. Walsh* »

Aidan M. Walsh

Administrateur et président, comité des réserves

(signé) « *J. Douglas Kay* »

J. Douglas Kay

Administrateur et membre, comité des réserves

FAIT en date du 12 mars 2025.

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES

Rôle et objectif

Le comité d'audit, des finances et des risques (le « **comité** ») est un comité du conseil d'administration (le « **conseil** ») de Freehold Royalties Ltd. (« **Freehold** ») auquel le conseil a délégué certaines responsabilités relatives à la supervision de la nature et l'étendue de l'audit annuel, des rapports de la direction sur les pratiques et normes de comptabilité internes, des procédures et des systèmes de comptabilité et d'information financière, de la communication des renseignements et des états financiers et à la recommandation, à des fins d'approbation par le conseil, des états financiers audités et des autres documents d'information financière devant être publiés. Les objectifs de la Société sont les suivants :

1. aider les administrateurs à s'acquitter de leurs responsabilités (plus particulièrement pour les questions relatives aux obligations de rendre compte) à l'égard de l'établissement et de la communication des états financiers de Freehold et des autres questions connexes;
2. améliorer les communications entre les administrateurs et les auditeurs externes;
3. accroître l'indépendance des auditeurs externes;
4. améliorer la transparence, la crédibilité et l'objectivité des rapports financiers;
5. renforcer le rôle des administrateurs indépendants en favorisant les discussions de fond entre les administrateurs qui siègent au comité, la direction et les auditeurs externes;
6. promouvoir la bonne santé financière de Freehold;
7. aider le conseil à cerner et à gérer les risques.

Composition du comité

1. Le comité est composé d'au moins trois administrateurs qui sont tous indépendants (au sens donné à ce terme dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « **Règlement 52-110** »)).
2. Au moins un des membres du comité doit être un expert financier. Une personne est considérée comme un expert financier si elle est ou a été chef des finances, comptable agréé, comptable en management accrédité, fellow de l'Ordre des comptables agréés (FCA), titulaire du titre FCPA ou associé d'un cabinet comptable, ou si elle possède des compétences équivalentes, selon la décision du conseil.
3. Le conseil a le droit de nommer le président du comité.
4. Tous les membres du comité possèdent des compétences financières. Le conseil a adopté la définition de « compétences financières » donnée dans le *Règlement 52-110*.

Réunions

1. À chacune des réunions du comité, toutes les questions doivent être tranchées à la majorité des voix exprimées. En cas d'égalité des voix, le président du comité n'aura pas de vote prépondérant et n'aura pas droit à une deuxième voix.

2. Le quorum pour les réunions du comité correspondra à la majorité des membres présents et les règles en ce qui concerne la convocation, la tenue, la présidence et l'ajournement des réunions du comité seront identiques à celles qui régissent les réunions du conseil.
3. Le comité devra se réunir au moins à quatre reprises chaque année. Un membre sera désigné pour tenir le procès-verbal de chaque réunion du comité. Le chef des finances participera aux réunions du comité, sauf s'il en est exempté par le président à l'égard d'une partie ou de la totalité de la durée d'une réunion.
4. Le comité doit rapidement faire rapport sur la teneur des réunions et des examens entrepris au cours des réunions et sur toute recommandation formulée au conseil.
5. Le comité se réunira à huis clos avec l'auditeur externe au moins une fois par trimestre (dans le cadre de l'établissement des états financiers annuels et trimestriels) et à toutes les autres occasions où l'auditeur externe et le comité le jugeront pertinent.
6. Le comité doit tenir une séance à huis clos, en l'absence des membres de la direction et des administrateurs qui sont membres de la direction, à chaque réunion. Le comité peut inviter d'autres administrateurs, des membres de la direction et des conseillers à assister à la totalité ou à une partie d'une séance à huis clos, s'il le juge opportun.

Mandat et responsabilités

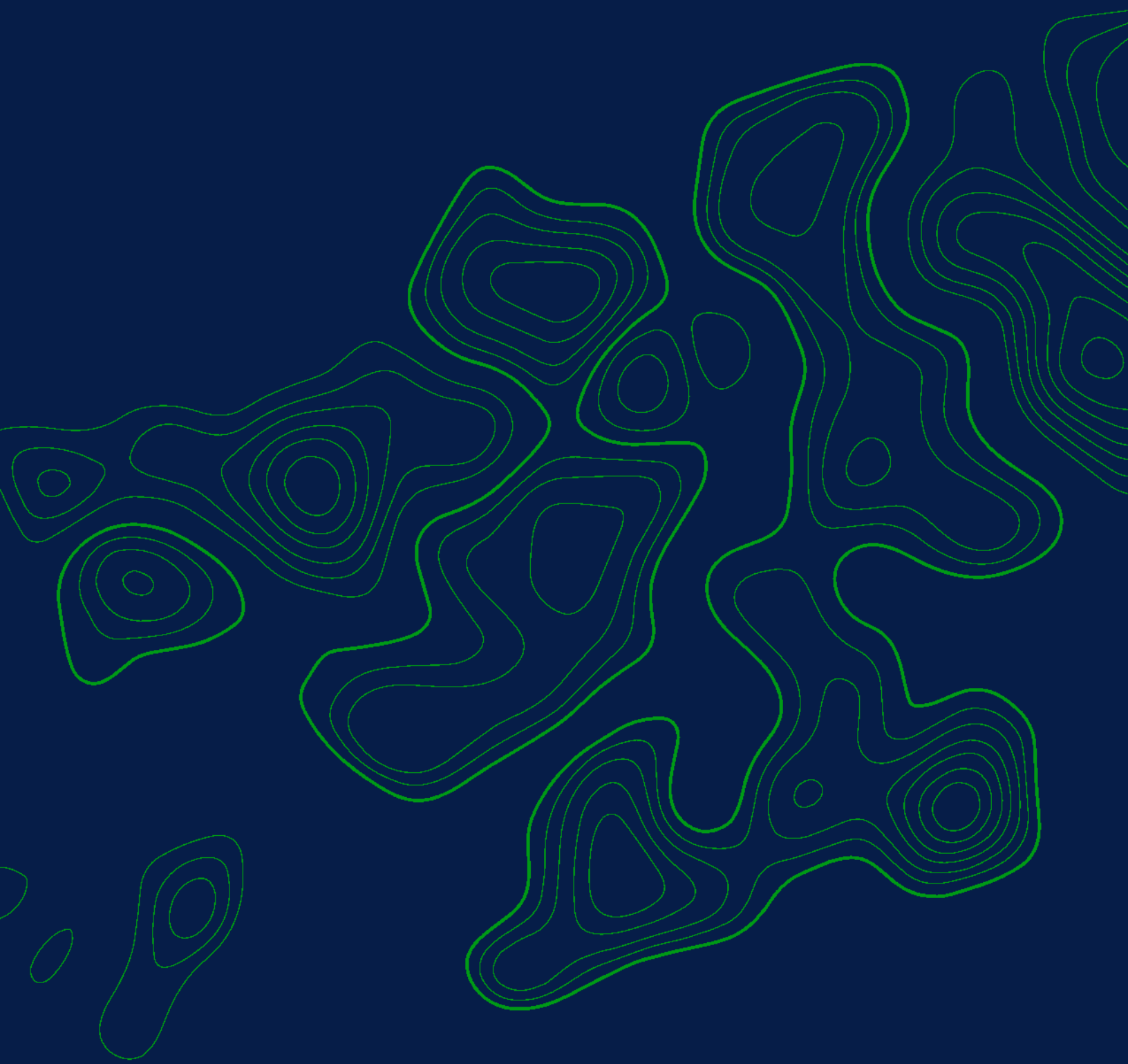
Le texte suivant décrit le mandat et les responsabilités du comité :

1. superviser le travail des auditeurs externes, y compris la résolution de tout différend entre la direction et les auditeurs externes relativement à la présentation de l'information financière;
2. s'assurer au nom du conseil du bon fonctionnement des systèmes de contrôle interne de Freehold, notamment par les actions suivantes :
 - a) cerner, surveiller et atténuer les risques commerciaux;
 - b) veiller au respect des exigences juridiques, éthiques et réglementaires;
3. examiner les principales questions financières, notamment celles relatives à la monnaie étrangère, aux taux d'intérêt, aux marchés des capitaux, à l'endettement et à la fiscalité;
4. examiner les états financiers annuels et trimestriels de Freehold avant que ces documents soient soumis au conseil aux fins d'approbation. Ce processus devrait notamment comprendre les tâches suivantes :
 - a) l'examen des changements apportés aux principes en matière de comptabilité, ou à leur mode d'application, qui ont une incidence importante sur les états financiers de l'exercice en cours ou des exercices à venir;
 - b) examiner les charges à payer, les réserves et les autres estimations comme le test de dépréciation;
 - c) examiner le traitement comptable des opérations inhabituelles ou non récurrentes;
 - d) attester la conformité aux clauses restrictives prévues aux termes des conventions de prêt;

- e) vérifier le caractère adéquat des dispositions relatives aux réclamations;
 - f) examiner les exigences de communication relatives aux engagements et aux imprévus;
 - g) examiner les rajustements demandés par les auditeurs externes, qu'ils soient ou non compris dans les états financiers;
 - h) examiner les différends non résolus entre la direction et les auditeurs externes;
 - i) obtenir des explications à l'égard de tout écart important entre deux périodes de déclaration comparatives;
5. revoir les états financiers, les prospectus, les rapports de gestion, les notices annuelles, les communiqués sur les résultats et tous les documents publics qui renferment des renseignements financiers audités ou non audités avant qu'ils soient diffusés et avant qu'ils soient soumis à l'approbation du conseil. Le comité doit s'assurer que les procédures adéquates soient en place pour l'examen des procédures en matière de communication de Freehold à l'égard de toute autre information financière et doit évaluer régulièrement l'exactitude de ces procédures;
 6. recommander au conseil la nomination annuelle des auditeurs externes et :
 - a) examiner chaque année le rendement et l'indépendance des auditeurs externes;
 - b) examiner le mandat des auditeurs externes, y compris leurs honoraires;
 - c) demander aux auditeurs de communiquer directement avec le comité;
 - d) si un changement d'auditeurs s'impose, passer en revue les questions liées à ce changement et les renseignements devant être fournis dans l'avis relatif à ce changement qui doit être remis aux autorités de réglementation en valeurs mobilières;
 - e) passer en revue et approuver les services non liés à l'audit devant être fournis par les auditeurs et évaluer leur incidence sur l'indépendance du jugement des auditeurs externes;
 7. examiner avec les auditeurs externes (et l'auditeur interne, si un auditeur interne a été nommé par Freehold) leur évaluation des contrôles internes de Freehold, leurs rapports écrits dans lesquels sont formulées des recommandations en vue d'améliorer les contrôles internes ainsi que la réponse et le suivi de la direction en ce qui concerne toute lacune relevée. Le comité passera également en revue chaque année, avec la collaboration des auditeurs externes, le plan d'audit et, après la réalisation de l'audit, leur rapport sur les états financiers de Freehold et de ses filiales;
 8. approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que les auditeurs externes doivent fournir à Freehold ou à ses filiales. Le comité peut déléguer à un ou à plusieurs membres l'autorité nécessaire à l'approbation préalable des services non liés à l'audit; toutefois, le membre doit rendre compte au comité de cette approbation préalable lors de la prochaine réunion planifiée du comité et le membre doit suivre les autres procédures établies par le comité à l'occasion;
 9. examiner trimestriellement les politiques et les procédures en matière de gestion des risques de Freehold, notamment en matière d'opérations de couverture, de litiges, de cybersécurité et d'assurance, y compris l'assurance des administrateurs et dirigeants;

10. passer en revue et approuver les politiques en matière d'embauche de la direction concernant les associés et les employés actuels ainsi que les anciens associés et les anciens employés des auditeurs externes actuels et des anciens auditeurs externes;
11. établir des procédures relatives à ce qui suit :
 - a) la réception, la consignation et le traitement des plaintes reçues par Freehold au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou des questions liées à l'audit;
 - b) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les employés de Rife Resources Management Ltd. (le « **gestionnaire** »), de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit;
12. examiner les procédures mises en place pour la déclaration et la certification en vertu de la *Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif* (Canada) (« **ESTMA** ») et faire rapport au conseil à ce sujet;
13. le comité aura l'autorité nécessaire pour se pencher sur toute activité financière de Freehold. Tous les employés du gestionnaire doivent collaborer avec le comité, sur demande;
14. le comité peut retenir les services de personnes possédant une expertise particulière ou demander des conseils professionnels indépendants à de telles personnes qui pourraient l'aider à s'acquitter de ses responsabilités aux frais de Freehold, sans que le conseil n'ait à fournir d'autre approbation.

Adopté le 1^{er} janvier 2011; dernière mise à jour le 28 juillet 2023



517, 10TH AVENUE SW, BUREAU 1000, CALGARY (ALBERTA) T2R 0A8

Tél. : 403.221.0802 | N° sans frais : 888.257.1873

Télééc. : 403.221.0888 | Courriel : INVESTORRELATIONS@FREEHOLDROYALTIES.COM

FREEHOLDROYALTIES.COM | [TSX FRU](https://www.tsx.com/quote/FRU)