



Canadian Natural

CANADIAN NATURAL RESOURCES LIMITED

NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2025

Le 25 mars 2026

Notice annuelle

Table des matières

Définitions et abréviations	2
Mises en garde	5
Structure de la Société	8
Évolution générale de l'entreprise	10
Description des activités	12
A. Questions environnementales	13
B. Questions d'ordre réglementaire	14
C. Facteurs concurrentiels	18
D. Facteurs de risque	18
Annexe 51-101A1 Relevé des données relatives aux réserves et autre information	28
Principales données financières	59
Dividendes	60
Description de la structure du capital	60
Marché pour la négociation des titres	62
Administrateurs et hauts dirigeants	64
Poursuites et mesures d'application de la loi	68
Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes	68
Agents des transferts et agent chargé de la tenue des registres	68
Contrats importants	68
Intérêts des experts	68
Renseignements sur le comité d'audit	68
Renseignements supplémentaires	70
Annexe A – Annexe 51-101A2 Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant	71
Annexe B – Annexe 51-101A3 Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz	74
Annexe C – Charte du comité d'audit	76

Définitions et abréviations

Accord de Paris	accord signé en 2016 dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques qui porte sur l'atténuation des changements climatiques, les mesures d'adaptation et l'aspect financier
acres bruts	nombre total d'acres dans lesquels la Société a un intérêt économique direct ou qu'elle détient en fief simple
acres nets	nombre d'acres obtenu en multipliant le nombre d'acres bruts par l'intérêt économique direct ou le titre en fief simple dans ceux-ci, exprimé en pourcentage, dont la Société est propriétaire
API	densité mesurée en degrés selon l'échelle de l'American Petroleum Institute
b	baril(s)
b/j	barils par jour
bep	barils d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
bitume	hydrocarbure solide ou semi-solide d'origine naturelle qui est composé principalement d'hydrocarbures qui sont trop lourds ou trop visqueux pour s'écouler compte tenu des conditions du réservoir, et qui est récupérable à des taux rentables à partir d'un puits au moyen de méthodes de récupération thermique ou des méthodes (minières) conventionnelles faisant appel à des camions et des pelles
britannique	se rapporte au Royaume-Uni
« Canadian Natural Resources Limited », « Canadian Natural », la « Société »	Canadian Natural Resources Limited, y compris, s'il y a lieu, ses filiales et ses participations ainsi que celles de ses filiales dans des sociétés de personnes
CO ₂	dioxyde de carbone
\$ CA ou \$	dollar canadien
équivalent CO ₂	équivalents de dioxyde de carbone
É.-U.	États-Unis
fief simple	propriété absolue du titre en common law de biens-fonds miniers, sous réserve des droits conditionnels qui pourraient avoir été octroyés à l'égard du titre, tels que les baux pétroliers et gaziers
frais AMR	frais d'abandon, de mise hors service et de remise en état
GES	gaz à effet de serre
Gpi ³	milliard de pieds cubes
intérêt économique direct	intérêt que détient la Société dans un terrain pétrolier ou gazier, qui comporte habituellement sa quote-part dans les frais d'exploration, de développement et d'exploitation, ainsi que dans les redevances ou les autres sommes à payer sur la production
IRP	impôt sur les revenus pétroliers
kb	millier de barils
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
kpi ³	millier de pieds cubes
kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour

LGN	liquides de gaz naturel
M\$	million de dollars canadiens
Mb	million de barils
Mbep	million de barils d'équivalent pétrole
MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mpi³	million de pieds cubes
Mpi³/j	million de pieds cubes par jour
normes comptables IFRS	Normes internationales d'information financière publiées par le Conseil des normes comptables internationales
NYSE	Bourse de New York
OMHS	obligation de mise hors service d'éléments d'actif
OPEP+	Organisation des pays exportateurs de pétrole plus
PBS	pétrole brut synthétique, un mélange d'hydrocarbures liquides obtenu par valorisation partielle ou complète du bitume
pétrole brut	terme qui comprend le pétrole brut léger et de densité moyenne, le pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, le pétrole brut lourd de Pelican Lake, le bitume extrait par récupération thermique, le bitume minier et le pétrole brut synthétique
projet Horizon	projet de sables bitumineux Horizon
projet Quest	projet de captage et de stockage de carbone Quest
projet SBA	projet de sables bitumineux de l'Athabasca
protocole d'entente	protocole d'entente entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta daté du 27 novembre 2025
puits bruts	nombre total de puits dans lesquels la Société a un intérêt économique direct
puits d'exploration	puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service ni un puits de forage stratigraphique
puits d'extension	puits qui est foré pour vérifier si un réservoir connu se prolonge au-delà de ce que l'on pensait auparavant être son périmètre extérieur
puits de développement	puits foré à l'intérieur des limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou à proximité de la bordure du réservoir, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif
puits de forage stratigraphique	travaux de forage axés sur la géologie et effectués en vue d'obtenir de l'information sur une situation géologique particulière, habituellement sans aucune intention de mettre le puits en production
puits de service	puits foré ou conditionné en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés expressément aux fins suivantes : injection de gaz, 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
puits nets	nombre de puits obtenu en multipliant le nombre de puits bruts par l'intérêt économique direct dans ceux-ci, exprimé en pourcentage, dont la Société est propriétaire

puits productif	puits d'exploration, de développement ou d'extension qui n'est pas sec
puits sec	puits qui se révèle incapable de produire du pétrole brut ou du gaz naturel en quantités suffisantes pour justifier son conditionnement
RAP	récupération assistée du pétrole
rapport de gestion	rapport de gestion
SAGD	acronyme anglais de procédé de drainage par gravité au moyen de la vapeur
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SICV	stimulation par injection cyclique de vapeur
terrain non prouvé	terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée expressément
terrain prouvé	terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées expressément
TMX	Pipeline d'agrandissement du réseau de Trans Mountain
TSX	Bourse de Toronto
unité FPSO	acronyme anglais d'unité flottante de production, de stockage et de déchargement

Mises en garde

MISE EN GARDE RELATIVE AUX ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés relatifs à Canadian Natural Resources Limited (la « Société » ou « Canadian Natural ») qui sont faits dans la présente notice annuelle ou dans les documents qui y sont intégrés par renvoi constituent des énoncés ou de l'information prospectifs (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs peuvent être signalés par des termes tels que « penser », « prévoir », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « cibler », « continuer », « avoir l'intention de », « éventuel », « prédire », « objectif », « projet », « prévision », « but », « indication », « perspective », « effort », « tenter de », « proposer » ou « aspirer », par des expressions de nature similaire qui suggèrent des résultats futurs, par des énoncés qui portent sur des perspectives ou encore par l'utilisation de temps de verbe futurs ou conditionnels. Les renseignements relatifs à la stratégie ou à l'orientation stratégique, au budget de dépense, aux attentes se rapportant aux prix des produits de base, aux volumes de production, aux redevances, aux frais de production, aux dépenses en immobilisations, aux frais d'abandon et aux charges d'impôts futurs de la Société qui sont prévus ou auxquels on s'attend et les autres cibles qui figurent ailleurs dans la présente notice annuelle constituent des énoncés prospectifs. Les renseignements sur les projets de développement actuels et futurs et les résultats qu'on prévoit en tirer, y compris en ce qui concerne les éléments d'actif que la Société détient dans le cadre des projets Horizon et SBA, les projets d'extraction pétrolière par récupération thermique Primrose, les projets par injection de polymères et d'eau Pelican Lake, les projets d'exploitation de sables bitumineux par des méthodes thermiques de Kirby, Jackfish et Pike, l'exploitation de l'usine de valorisation et de raffinage de bitume North West Redwater, la construction, par des tiers, de nouveaux pipelines ou d'autres moyens de transport de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel ou de LGN, ou l'agrandissement des infrastructures existantes auxquelles la Société pourrait avoir recours pour acheminer ses produits jusqu'au marché, le démantèlement et l'abandon de certains éléments d'actif de la Société et le calendrier de l'abandon, la mise au point et le déploiement de technologies et d'innovations technologiques, l'hypothèse de prise en charge de l'exploitation des installations de traitement, le texte de la rubrique de la présente notice annuelle, intitulée « Activités en 2026 », qui porte sur le budget des dépenses en immobilisations pour 2026, les activités de mise hors service ciblées à l'échelle internationale et le calendrier de telles activités, la capacité financière de la Société pour mener à bien ses projets de croissance et réaliser une croissance responsable et durable à long terme, l'importance des répercussions des litiges et des interprétations de nature fiscale sur les résultats de la Société, tout paiement ciblé conformément à la politique de la Société en matière d'affectation des flux de trésorerie disponibles; et les acquisitions de la Société constituent également des énoncés prospectifs. Ces énoncés prospectifs sont fondés sur les budgets annuels et les prévisions pluriannuelles et sont revus tout au long de l'exercice, s'il y a lieu, dans le contexte des ratios financiers ciblés, du rendement tiré des projets, des attentes au chapitre du prix des produits et de l'équilibre entre les risques que comportent les projets et les horizons prévisionnels. Ces énoncés ne sont pas garants des résultats futurs et sont assujettis à certains risques. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, car il n'est pas certain que les projets, les initiatives ou les attentes sur lesquels ils reposent se réaliseront.

En outre, les énoncés relatifs aux « réserves » sont réputés être des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites pourront être exploitées de façon rentable à l'avenir. Estimer des quantités de réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN prouvées ainsi que prouvées et probables et prévoir les taux de production futurs et le moment où des dépenses en immobilisations devront être engagées est un processus qui comporte de nombreuses incertitudes. La quantité totale de la production future qui sera effectivement obtenue ou le moment où elle le sera pourrait différer considérablement des estimations des réserves et de la production.

Les énoncés prospectifs reposent sur les attentes, les estimations et les projections actuelles au sujet de la Société et du secteur dans lequel celle-ci exerce ses activités, et ne sont valables qu'à la première des dates suivantes, soit la date à laquelle ils ont été faits ou la date du document dans lequel ils figurent. Ces énoncés sont assujettis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations réels de la Société diffèrent sensiblement des résultats, du rendement ou des réalisations futurs qu'ils énoncent ou suggèrent. Ces risques et incertitudes comprennent les suivants : la conjoncture économique et commerciale générale (notamment en raison des mesures prises par l'OPEP+, de l'incidence des conflits au Moyen-Orient, en Ukraine et au Venezuela, de restrictions ou de perturbations sur les routes commerciales mondiales, de l'incidence des changements dans la politique économique américaine, de la hausse de l'inflation, et du risque de baisse de l'activité économique découlant d'une récession mondiale), qui, entre autres choses, est susceptible d'avoir une incidence sur l'offre et la demande de produits de la Société et le prix de ceux-ci, ainsi que sur l'accessibilité et le coût des ressources requises aux fins des activités d'exploitation de la Société; la volatilité du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN et les hypothèses y afférentes, la fluctuation des cours du change et des taux d'intérêt; les hypothèses sur lesquelles reposent les cibles actuelles de la Société; la conjoncture économique des pays et des régions où la Société exerce ses activités; les changements et l'incertitude dans l'environnement commercial international, y compris en ce qui concerne les droits de douane, les restrictions à l'exportation, les embargos et les principaux accords commerciaux (y compris les incertitudes concernant les droits de douane imposés par les États-Unis, et les contre-mesures canadiennes réelles ou éventuelles, qui continuent d'évoluer et peuvent être maintenus, suspendus, augmentés, diminués ou étendus); l'incertitude entourant le cadre réglementaire régissant les émissions de GES, y compris le soutien, financier et autre, provenant de divers ordres de gouvernement pour les initiatives liées aux changements climatiques et les plafonds potentiels d'émissions ou de production, et la mise en œuvre du protocole d'entente; l'incertitude politique, y compris les changements au sein du gouvernement, les gestes

posés par les terroristes ou les groupes rebelles, les mesures prises contre ceux-ci ou d'autres conflits, notamment ceux opposant des États; la capacité de la Société à prévenir une cyberattaque et les autres crimes et incidents liés à la cybersécurité et à s'en remettre; la capacité du secteur; la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie d'affaires, notamment au chapitre des activités d'exploration et de développement; l'incidence de la concurrence; la défense de la Société si elle faisait l'objet de poursuites; l'accessibilité et le coût des données sismiques, du matériel de forage et d'autres types de matériel; la capacité de la Société de réaliser ses programmes de dépenses en immobilisations; la capacité de la Société à assurer le transport de ses produits; les interruptions imprévues des activités d'extraction ou de valorisation des produits bitumineux de la Société et les retards subis dans le cadre de ces activités; les retards ou les changements éventuels dans les plans relatifs aux projets d'exploration et de développement ou aux dépenses en immobilisations; la capacité de la Société d'intéresser la main-d'œuvre dont elle a besoin pour mener à bien ses projets de récupération thermique et d'extraction de sables bitumineux, et pour en assurer l'entretien et l'exploitation; les dangers de l'exploitation et les autres difficultés inhérentes à l'exploration, à la production et à la vente de pétrole brut et de gaz naturel ainsi qu'à l'exploitation, à l'extraction ou à la valorisation des produits bitumineux de la Société; l'accessibilité et le coût du financement; le succès des travaux d'exploration et de développement de la Société et la mesure dans laquelle ceux-ci permettent de remplacer et d'accroître les réserves de pétrole brut et de gaz naturel; la capacité de la Société à atteindre ses cibles de production, le calendrier d'intégration de l'entreprise et des activités des sociétés ou des éléments d'actif acquis, et le succès de cette opération, y compris l'acquisition de l'intérêt économique de 10 % restant dans les mines du projet SBA et les autres acquisitions intervenues en 2025; les niveaux de production; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités récupérables de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN qui n'ont pas encore été classées comme des réserves prouvées; des changements dans les frais d'abandon et de mise hors service futurs; les mesures prises par les autorités gouvernementales; les règlements gouvernementaux et les dépenses requises pour s'y conformer (particulièrement les lois et règlements en matière de sécurité, de concurrence et d'environnement, et l'incidence des programmes relatifs aux changements climatiques sur les dépenses en immobilisations et les frais de production); l'interprétation des lois et règlements applicables en matière de fiscalité et de concurrence; les OMHS; le caractère suffisant des liquidités de la Société afin de soutenir sa stratégie de croissance et de poursuivre ses activités à court, moyen et long terme; la solidité du bilan de la Société, la flexibilité de la structure du capital de la Société; l'incidence des procédures judiciaires auxquelles la Société est partie; le caractère adéquat des provisions aux fins de l'impôt constituées par la Société; d'autres facteurs influant sur les produits des activités ordinaires et les frais.

Les activités de la Société ont été, et pourraient être à l'avenir, touchées par l'évolution de la situation politique et par les lois et les règlements nationaux, fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux, notamment les quotas de production ou d'émissions, l'imposition de droits de douane, de restrictions à l'exportation ou d'embargos sur les produits de la Société (y compris les incertitudes concernant les droits de douane imposés par les États-Unis et les contre-mesures canadiennes réelles ou éventuelles, qui continuent d'évoluer et peuvent être maintenus, suspendus, augmentés, diminués ou étendus), les modifications fiscales, les redevances et les autres sommes payables aux gouvernements ou aux organismes gouvernementaux, les contrôles des prix ou des tarifs de collecte et la réglementation relative à la protection de l'environnement (y compris la mise en œuvre du protocole d'entente). Si l'un ou plusieurs de ces risques ou incertitudes devaient se matérialiser ou si l'une ou l'autre des hypothèses posées par la Société se révélait inexacte, les résultats effectivement obtenus pourraient différer à certains égards importants de ceux qui sont projetés dans les énoncés prospectifs. L'incidence de l'un ou l'autre de ces facteurs sur un énoncé prospectif en particulier ne peut être établie avec certitude, étant donné que ces facteurs sont tributaires d'autres facteurs et que le plan d'action de la Société dépendrait de l'évaluation que celle-ci ferait de l'avenir à la lumière de tous les renseignements à sa disposition. Il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet.

Les lecteurs sont prévenus que la liste de facteurs qui précède n'est pas exhaustive. Des facteurs imprévisibles ou inconnus dont il n'est pas question dans la présente notice annuelle pourraient également avoir un effet défavorable sur les énoncés prospectifs. Bien que la Société estime que les attentes exprimées par les énoncés prospectifs sont raisonnables, d'après les renseignements dont elle disposait à la date à laquelle ceux-ci ont été faits, aucune garantie ne peut être donnée quant aux résultats, au degré d'activité ou aux réalisations futurs. Tous les énoncés prospectifs ultérieurs, écrits ou verbaux, attribuables à la Société ou à ses représentants sont expressément assujettis à la présente mise en garde. À moins que les lois applicables ne l'exigent, la direction n'assume aucune obligation de mettre à jour les énoncés prospectifs dans la présente notice annuelle, que ce soit pour tenir compte de nouveaux renseignements, de faits futurs ou d'autres facteurs, ou de l'incidence que les facteurs précités pourraient avoir sur ces renseignements, si la situation évolue ou si les estimations ou le point de vue de la Société changent.

MISE EN GARDE RELATIVE AUX DEVISES, À L'INFORMATION FINANCIÈRE, À LA PRODUCTION ET AUX RÉSERVES

Dans la présente notice annuelle, sauf indication contraire, le terme « dollar » désigne le dollar canadien. Les données sur les réserves et sur la production ne tiennent pas compte des redevances et sont donc exprimées en chiffres bruts pour la Société, et les frais de mélange et le coût de la matière première sont déduits des prix réalisés par la Société, lesquels ne tiennent pas compte de l'incidence des activités de gestion des risques. En outre, les quantités de pétrole brut et de gaz naturel sont exprimées en unités courantes appelées barils équivalents de pétrole ou bep. Un bep est établi en convertissant six mille pieds cubes de gaz naturel en un baril de pétrole brut ($6 \text{ kpi}^3 : 1 \text{ b}$). Ce ratio peut être trompeur, particulièrement lorsqu'on l'utilise isolément, étant donné que le ratio utilisé, soit $6 \text{ kpi}^3 : 1 \text{ b}$, est fondé sur une méthode de conversion des équivalences énergétiques

principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de la valeur à la tête du puits. Si on le compare au rapport entre le prix du pétrole brut actuel et le prix du gaz naturel, le ratio de conversion de 6 kpi³ : 1 b peut donner une indication trompeuse de la valeur de ces produits.

Les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice le plus récent clos le 31 décembre 2025, datés du 4 mars 2026, qui sont intégrés aux présentes par renvoi, ainsi que certains renseignements figurant dans la présente notice annuelle, ont été établis conformément aux normes comptables IFRS. Dans le rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, toutes les références au pétrole brut synthétique relativement au secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux, y compris les prix réalisés, les volumes de production, les volumes de ventes et le calcul des produits d'exploitation nets, sont présentées de manière à inclure le bitume minier. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Définitions et abréviations » du rapport de gestion annuel. Sauf indication contraire dans la présente notice annuelle, le pétrole brut synthétique et le bitume minier sont déclarés séparément.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), Sproule International Limited (« Sproule ERCE ») et GLJ Ltd. (« GLJ »), qui ont évalué et examiné ses réserves prouvées et la somme de ses réserves prouvées et probables en date du 31 décembre 2025 dans leur rapport établi le 9 février 2026. Sproule ERCE a évalué et examiné les réserves de pétrole brut léger et de densité moyenne, de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, de pétrole brut lourd de Pelican Lake, de bitume extrait par récupération thermique, de gaz naturel et de LGN qui se trouvent en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde. GLJ a évalué les réserves de PBS et de bitume minier résultant des activités d'extraction et de valorisation des sables bitumineux. Les évaluations et les examens ont été effectués conformément aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE ») et publiés conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

La Société présente chaque année les réserves prouvées nettes et la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés selon les prix moyens sur 12 mois et les coûts actuels conformément au *Topic 932 du Financial Accounting Standards Board* des États-Unis, intitulé « *Extractive Activities – Oil and Gas* », dans le rapport annuel sur le formulaire 40-F qu'elle dépose auprès de la SEC et à la rubrique « Renseignements complémentaires sur le pétrole et le gaz » de son rapport annuel de 2025, qui est intégré aux présentes par renvoi.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

La présente notice annuelle fait référence à des mesures non conformes aux PCGR et à d'autres mesures financières, telles qu'elles sont définies par le *Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières* (le « Règlement 52-112 »). Ces mesures financières, y compris le « bénéfice d'exploitation net ajusté », les « flux ajustés », les « produits d'exploitation nets », le « prix réalisé », les « dépenses en immobilisations nettes », la « dette à long terme nette » et les « flux de trésorerie disponibles » sont utilisées par la Société pour évaluer sa performance financière, sa situation financière ou ses flux de trésorerie. Ces mesures financières ne sont pas définies dans les normes comptables IFRS et sont donc appelées mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières. Les mesures non conformes aux PCGR et les autres mesures financières utilisées par la Société peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés et ne doivent pas être considérées comme des mesures de remplacement ou comme étant plus significatives que les mesures financières les plus directement comparables présentées dans les états financiers de la Société, le cas échéant, à titre d'indication de la performance de la Société. Une description et des rapprochements avec la mesure financière la plus directement comparable pour le « bénéfice d'exploitation net ajusté », les « flux ajustés », les « produits d'exploitation nets », le « prix réalisé », les « dépenses en immobilisations nettes » et la « dette à long terme nette » sont présentés à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières » du rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026, et sont intégrés par renvoi aux présentes. « flux de trésorerie disponibles » est une mesure financière non conforme aux PCGR. La Société considère les flux de trésorerie disponibles comme une mesure clé pour démontrer sa capacité à générer des flux de trésorerie pour financer sa croissance future au moyen de dépenses d'investissement, à rembourser sa dette et à verser des rendements aux actionnaires au moyen de dividendes et de rachats d'actions, conformément à sa politique d'affectation des flux de trésorerie disponibles. Les flux de trésorerie disponibles correspondent aux flux ajustés, déduction faite des dividendes sur les actions ordinaires, des dépenses d'investissement nettes et des frais nets d'abandon.

MISE EN GARDE RELATIVE AU FRACTIONNEMENT DES ACTIONS ORDINAIRES ET AUX CHIFFRES COMPARATIFS

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue le 2 mai 2024, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale approuvant un fractionnement d'actions ordinaires à raison de deux pour une avec prise d'effet pour les actionnaires inscrits à la clôture des marchés le 3 juin 2024. Le 10 juin 2024, les actionnaires inscrits ont reçu une action supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue, les actions ordinaires étant négociées avec un rajustement en fonction du fractionnement à partir du 11 juin 2024. Les actions ordinaires, les montants par action ordinaire, les dividendes et les options d'achat d'actions pour les périodes antérieures au fractionnement à raison de deux pour une ont été mis à jour pour tenir compte du fractionnement des actions ordinaires.

MISE EN GARDE RELATIVE AUX MODIFICATIONS APPORTÉES À *LA LOI SUR LA CONCURRENCE* (CANADA)

Le 20 juin 2024, des modifications apportées à la *Loi sur la concurrence* (Canada) sont entrées en vigueur avec l'adoption du projet de loi C-59, Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne, et ont eu une incidence sur la divulgation de renseignements liés à l'environnement et aux changements climatiques par les entreprises. À la suite de ces modifications, certaines déclarations publiques faites par une entreprise au sujet des avantages du travail qu'elle fait pour protéger ou restaurer l'environnement ou atténuer les causes ou les effets environnementaux et écologiques des changements climatiques peuvent contrevenir aux dispositions de la *Loi sur la concurrence* relatives aux pratiques commerciales trompeuses. Ces modifications comprennent des sanctions financières importantes et, à compter du 20 juin 2025, un droit d'action privé qui permettra aux parties privées de demander une ordonnance au Tribunal de la concurrence aux termes des dispositions relatives aux pratiques commerciales trompeuses. Par la suite, le 4 novembre 2025, le gouvernement fédéral a déposé le budget de 2025, qui proposait d'autres modifications à la *Loi sur la concurrence*, notamment la suppression de l'obligation pour les entreprises de justifier leurs déclarations environnementales concernant une entreprise ou l'activité d'une entreprise au moyen d'une méthode reconnue à l'échelle internationale, et la suppression de droits d'action privés en vertu de la disposition révisée portant sur l'écoblanchiment et les activités d'une entreprise. L'incertitude entourant l'interprétation et l'application de cette législation, qui inclut l'état de toute proposition de modification et de toute modification future, peut exposer la Société à une augmentation des litiges et des sanctions financières, dont l'issue et les effets peuvent être difficiles à évaluer ou à quantifier et peuvent avoir une incidence négative importante sur les activités, la réputation, la situation financière et les résultats de la Société.

Structure de la Société

Canadian Natural Resources Limited a été constituée sous le régime des lois de la province de la Colombie-Britannique le 7 novembre 1973, sous la dénomination AEX Minerals Corporation (N.P.L.) et, le 5 décembre 1975, elle a adopté la dénomination Canadian Natural Resources Limited. Canadian Natural a été prorogée en vertu de la *Companies Act* (Alberta) le 6 janvier 1982, puis prorogée de nouveau en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) le 6 novembre 1985. Depuis ce temps, la Société a réalisé un certain nombre de transactions qui ont donné lieu à des fusions, à des ententes et à des modifications des actes constitutifs, sans que cela n'entraîne de changements importants.

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue le 2 mai 2024, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale approuvant une modification des statuts de regroupement de la Société visant à subdiviser les actions ordinaires émises et en circulation à raison de deux pour une. Des statuts de modification ont ensuite été déposés le 22 mai 2024. (De plus amples renseignements à ce sujet sont présentés à la rubrique intitulée « Description de la structure du capital – Actions ordinaires » de la présente notice annuelle).

Au cours des dix dernières années, la Société a fusionné avec les sociétés suivantes conformément à la *Business Corporations Act* (Alberta), et la société issue de cette fusion a poursuivi ses activités sous la dénomination Canadian Natural Resources Limited :

Société fusionnée	Date
EOG Resources Canada Inc.	1 ^{er} janvier 2015
Laricina Energy Ltd.	1 ^{er} janvier 2019
CNRL Upgrading Limited	1 ^{er} octobre 2020
Painted Pony Energy Ltd.	1 ^{er} janvier 2021
Storm Resources Ltd.; Storm Gas Resource Corp.; CNR Montney Ltd.	1 ^{er} janvier 2022
Horizon Construction Management Ltd.	1 ^{er} janvier 2023

L'actuel siège social et bureau de direction de la Société est situé au 855, 2nd Street S.W., bureau 2100, Calgary (Alberta) Canada T2P 4J8. En juin 2026, la Société déménagera son siège social et bureau de direction au 400 - 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 0J4.

Les principales filiales et sociétés de personnes en exploitation de la Société, le pourcentage des titres comportant droit de vote de celles-ci qui appartient, directement ou indirectement, à la Société et leurs territoires de constitution sont les suivants :

	Territoire de constitution	Pourcentage de propriété
Filiale		
Canadian Natural Upgrading Limited	Alberta	100
CanNat Energy Inc.	Delaware	100
CanNat Liquids Marketing Limited	Alberta	100
CNR International (U.K.) Developments Limited	Angleterre	100
CNR International (U.K.) Limited	Angleterre	100
CNR International (Côte d'Ivoire) SARL	Côte d'Ivoire	100
CNR International (South Africa) Limited	Alberta	100
CNR (Redwater) Limited	Alberta	100
Sukunka Natural Resources Inc.	Alberta	100
CNR Petro Resources Limited	Alberta	100
Société de personnes		
CNR Montney Partnership	Alberta	100

Canadian Natural, en qualité d'associé directeur, et CNR Petro Resources Limited sont les associés de CNR Montney Partnership, société en nom collectif.

Dans le cours normal de ses affaires, Canadian Natural restructure ses filiales et ses sociétés de personnes afin de s'assurer que son mode d'exploitation demeure efficace.

Les états financiers consolidés audités de Canadian Natural regroupent ses propres comptes et ceux de toutes ses filiales et sociétés de personnes en propriété exclusive, et tiennent compte de certaines activités que Canadian Natural exerce dans le cadre d'ententes conjointes.

Évolution générale de l'entreprise

2023

La Société a approuvé la décision d'investissement finale pour aller de l'avant avec le projet thermique in situ Pike 1 dans le cadre de son budget d'immobilisations 2023. Les travaux de forage et de mise en valeur du pipeline à l'appui du projet Pike 1 ont commencé à la fin de 2024 avec le forage par la Société de deux plateformes de SAGD en 2025, qui sont reliées aux installations existantes de Jackfish. La première de ces deux plateformes est entrée en production à la fin de 2025, la seconde devant entrer en production au deuxième trimestre de 2026, et les deux devraient maintenir les usines de Jackfish à leur pleine capacité. En décembre 2023, la Société a approuvé la décision de mettre en œuvre le projet de traitement des résidus de l'unité de récupération de Naphtha à Horizon, pour un investissement total d'environ 357 M\$. Le projet a commencé en 2024 et devrait être achevé d'un point de vue mécanique au troisième trimestre de 2027.

En 2023, la Société a apporté plusieurs rajustements à son programme de financement par emprunts. En juin 2023, la Société a prolongé de trois ans sa facilité de crédit consortiale renouvelable de 2 425 M\$, qui vient à échéance en juin 2027. En juillet 2023, elle a déposé les prospectus préalables de base assurant l'admissibilité à des fins de placement de temps à autre de billets à moyen terme d'un capital global pouvant aller jusqu'à 3 000 M\$ au Canada et de titres d'emprunt d'un capital global de 3 000 M\$ US aux États-Unis. Ces prospectus, dont la durée de validité a pris fin en août 2025, remplaçaient les prospectus préalables de base qu'elle avait déposés auparavant et dont la durée de validité aurait normalement pris fin en août 2023. En septembre 2023, la Société a prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 500 M\$, qui vient à échéance en février 2025. En novembre 2023, la Compagnie a également remboursé 405 M\$ de billets à moyen terme à 1,45 %.

En novembre 2023, la Société a annoncé un certain nombre de promotions au sein de la haute direction, ce qui lui permettra de poursuivre le développement stratégique de ses actifs à long terme, à faible taux d'épuisement et à faible exposition au capital et de créer de la valeur pour les actionnaires à l'avenir.

2024

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue le 2 mai 2024, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale approuvant un fractionnement d'actions ordinaires à raison de deux pour une avec prise d'effet pour les actionnaires inscrits à la clôture des marchés le 3 juin 2024. Le 10 juin 2024, les actionnaires inscrits ont reçu une action supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue, les actions ordinaires étant négociées avec un rajustement en fonction du fractionnement à partir du 11 juin 2024.

En 2024, la Société a augmenté sa capacité contractuelle de transport de pétrole brut à 256 500 b/j, augmentant ainsi sa capacité engagée à l'égard de la côte ouest du Canada et de la côte américaine du golfe du Mexique. Après la mise en service réussie du TMX au deuxième trimestre de 2024, la Société a augmenté sa capacité de 75 000 b/j sur ledit projet pour atteindre un total de 169 000 b/j. La Société a également augmenté sa capacité de 55 000 b/j supplémentaires sur le pipeline Flanagan South en 2024, pour un total de 77 500 b/j, ce qui a permis d'accroître davantage la diversification du pétrole lourd de la Société et son accès au marché de la côte américaine du golfe du Mexique. La Société dispose également d'une capacité engagée de 10 000 b/j sur le pipeline de base Keystone, qui donne un accès direct à la côte américaine du golfe du Mexique.

En décembre 2024, la Société a réalisé l'acquisition des actifs de Chevron Canada Limited (« Chevron ») en Alberta, qui comprenaient la participation de 20 % de Chevron dans le projet SBA et une participation exploitée de 70 % dans les actifs de Duvernay riches en pétrole brut léger et en liquides. À la suite de ces acquisitions, la Société détenait 90 % du projet SBA, qui comprend les mines Muskeg River et Jackpine, l'usine de valorisation de Scotford et le projet Quest. Les acquisitions comprenaient également divers intérêts économiques directs dans un certain nombre d'autres baux de sables bitumineux inexploités. La contrepartie globale pour ces actifs s'élevait à 6,5 milliards de dollars américains, sous réserve des ajustements de clôture.

En 2024, la Société a également apporté plusieurs rajustements à son programme de financement par emprunts. Elle a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit consortiale renouvelable de 2 425 M\$ de juin 2025 à juin 2028 et a prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 500 M\$ de février 2025 à février 2026. La Société a remboursé des billets à moyen terme à 3,55 % d'un capital global de 320 M\$ et des titres d'emprunt en dollars américains à 3,80 % d'un capital global de 500 M\$ US. Dans le cadre de l'acquisition des actifs de Chevron en Alberta, la Société a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable de 4 000 M\$ arrivant à échéance en décembre 2027. En décembre, la Société a également émis des billets à moyen terme à 4,15 % d'un capital global de 500 M\$ échéant en décembre 2031 à 99,836 \$ le billet, des billets à 5,00 % d'un capital global de 750 M\$ US échéant en décembre 2029 à 99,968 \$ US le billet, et des billets à 5,40 % d'un capital global de 750 M\$ US échéant en décembre 2034 à 99,837 \$ US le billet.

En 2024, la Société a continué de renouveler son équipe de haute direction en procédant à des promotions supplémentaires, ce qui lui a permis de poursuivre son programme stratégique visant à créer de la valeur pour les actionnaires à l'avenir.

2025

En 2025, la Société a réalisé l'acquisition de terrains et d'une production dans le bloc Palliser, situé dans le sud de l'Alberta, ce qui a ajouté des volumes de production d'environ 50 000 bep/j, dont 20 000 b/j de pétrole brut léger et de LGN de Mannville. Cette acquisition comprenait également environ 1,1 million d'acres nets de terrains, avec un inventaire de pétrole brut léger établi pour environ 850 sites. La Société a également conclu l'acquisition d'actifs riches en liquides de Montney situés dans la région de Grande Prairie, dans le nord de l'Alberta, avec une production découlant de l'acquisition d'environ 32 000 bep/j, dont 12 500 b/j de LGN. Enfin, la Société a achevé l'échange d'actifs du projet SBA avec Shell Canada Limitée et les membres du groupe de cette dernière (« Shell »). À la suite de l'opération, la Société a acquis l'intérêt économique de 10 % restant dans les mines du projet SBA et dans les réserves connexes, et des intérêts économiques directs supplémentaires dans un certain nombre d'autres baux de sables bitumineux inexploités en échange d'un intérêt économique direct de 10 % dans l'usine de valorisation de Scotford (inexploitée) et le projet Quest. La Société détient et exploite désormais 100 % des mines du projet SBA et conserve un intérêt économique direct de 80 % non exploité dans l'usine de valorisation de Scotford et le projet Quest.

En 2025, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en gaz naturel à long terme pour fournir 140 000 MBtu/j de gaz naturel pour une durée de 15 ans, la livraison devant commencer en 2030, toutes les conditions suspensives ayant été levées par la contrepartie. Selon les modalités du contrat, la Société livrera du gaz naturel à sa contrepartie en Illinois, aux États-Unis, et recevra un prix indexé sur le Japan-Korea Marker, moins les déductions pour le transport et la liquéfaction.

En 2025, la Société a également apporté plusieurs rajustements à son programme de financement par emprunts. La Société a prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 500 M\$, reportant l'échéance de février 2026 à juin 2027. La Société a porté sa facilité de crédit consortiale renouvelable de 2 425 M\$ à 2 565 M\$ et a reporté l'échéance de 2 425 M\$, initialement prévue pour juin 2027, à juin 2029. Les autres 140 M\$ dus dans le cadre de cette facilité de crédit viendront à échéance en juin 2027. La Société a remboursé des titres d'emprunt à 3,90 % d'un capital global de 600 M\$ US et des titres d'emprunt en dollars américains à 2,05 % d'un capital global de 600 M\$ US. En août 2025, elle a déposé les prospectus préalables de base assurant l'admissibilité à des fins de placement de temps à autre de billets à moyen terme d'un capital global pouvant aller jusqu'à 3 000 M\$ au Canada et de titres d'emprunt d'un capital global de 4 500 M\$ US aux États-Unis. Ces prospectus, dont la durée de validité a pris fin en septembre 2027, remplaçaient les prospectus préalables de base qu'elle avait déposés auparavant et dont la durée de validité aurait normalement pris fin en août 2025. En octobre 2025, la Société a réalisé l'échange de titres d'emprunt restreints en dollars américains à 5,00 % d'un capital global de 747 M\$ US en circulation et échéant en décembre 2029, ainsi que de titres d'emprunt restreints en dollars américains à 5,40 % d'un capital global de 750 M\$ US en circulation et échéant en décembre 2034. Les billets échangés n'étaient pas assujettis à des restrictions de transfert et n'ont pas eu d'incidence sur le niveau d'endettement de la Société. En décembre 2025, la Société a émis des billets à moyen terme à 3,30 % d'un capital global de 550 M\$ échéant en décembre 2028 à 99,887 \$ le billet, des billets à moyen terme à 3,75 % d'un capital global de 550 M\$ échéant en février 2031 à 99,781 \$ le billet, et des billets à moyen terme à 4,55 % d'un capital global de 550 M\$ échéant en février 2036 à 99,700 \$ le billet.

En 2025, la Société a continué de renouveler son équipe de haute direction en procédant à des promotions supplémentaires, ce qui lui a permis de poursuivre son programme stratégique visant à créer de la valeur pour les actionnaires à l'avenir.

Description des activités

Canadian Natural est une grande société énergétique indépendante canadienne qui se consacre à l'acquisition, à l'exploration, au développement, à la production, à la commercialisation et à la vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Les régions principales où la Société exerce ses activités sont l'Ouest canadien, le secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni et la région extracôtière de l'Afrique.

La Société agit à titre d'exploitante de la plupart des projets auxquels elle participe et s'y réserve un intérêt économique direct appréciable. Elle a pour objectif d'augmenter sa production et ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel, ses flux de trésorerie et la valeur liquidative par action ordinaire grâce au développement rentable et durable de ses terrains de pétrole brut et de gaz naturel actuels et à la découverte ou à l'acquisition de nouvelles réserves. La Société s'efforce d'atteindre cet objectif et ses engagements à protéger l'environnement et à promouvoir l'excellence en matière de sécurité.

La Société dispose du personnel de direction, des techniciens et des employés de soutien nécessaires à l'atteinte de ces objectifs. En date du 31 décembre 2025, elle comptait les employés permanents équivalents temps plein suivants :

Amérique du Nord, exploration et production	3 068
Amérique du Nord, extraction et valorisation des sables bitumineux	4 970
Mer du Nord et région extracôtière de l'Afrique	302
Entreprise	2 410
Total – Société	10 750

La Société estime qu'il est fondamental de faire preuve de rigueur sur le plan de l'exploitation tout en exerçant ses activités de manière sécuritaire et efficace et en comprimant les coûts. En gérant les coûts de manière cohérente tout au long du cycle des activités du secteur, la Société estime se donner les moyens d'assurer sa croissance continue. La Société exerce ses activités de manière sûre et efficace et comprime ses coûts en s'efforçant d'approfondir sa connaissance des zones dans lesquelles elle exerce ses activités, de conserver un intérêt économique direct appréciable dans ses terrains et de demeurer l'exploitante de ceux-ci. Son expansion s'est faite grâce à la croissance interne et à des acquisitions stratégiques. La Société réalise des acquisitions en vue d'accéder à de nouvelles zones principales ou d'accroître sa présence dans ses zones principales actuelles.

L'approche commerciale de la Société consiste à maintenir un vaste portefeuille de projets et à diversifier la production de chacun de ses produits, soit le PBS, le bitume minier, le gaz naturel, le pétrole brut léger et de densité moyenne et les LGN, le bitume extrait par récupération thermique, le pétrole brut lourd extrait par récupération primaire et le pétrole brut lourd de Pelican Lake. La Société possède un portefeuille de projets vaste et diversifié qui lui permet d'affecter ses capitaux à bon escient à des projets qui sont susceptibles de produire des rendements supérieurs et qui lui offrent une infrastructure complémentaire et un équilibre à tous les points du cycle commercial. Le PBS résultant des activités d'extraction et de valorisation de sables bitumineux que la Société exerce dans le nord de l'Alberta a compté pour 36 % de la production annuelle de 2025⁽¹⁾. Le gaz naturel, qui provient principalement de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, a compté pour 27 % de la production annuelle de 2025. Le pétrole brut léger et de densité moyenne et les LGN, qui ont compté pour 11 % de la production annuelle de 2025, sont tirés de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba, ainsi que des activités que la Société exerce en mer du Nord et dans la région extracôtière de l'Afrique. Le bitume extrait par récupération thermique, le pétrole brut lourd extrait par récupération primaire et le pétrole brut lourd de Pelican Lake, qui proviennent également de l'Alberta et de la Saskatchewan, ont respectivement compté pour 17 %, 6 % et 3 % de la production annuelle de 2025. Les éléments d'actif servant aux activités intermédiaires de la Société, qui sont constitués principalement de deux réseaux pipeliniers (ECHO et Pelican Lake) exploités par celle-ci et d'un intérêt économique direct de 50 % dans une centrale de cogénération de 84 mégawatts à Primrose, fournissent une infrastructure économique aux activités de la Société liées au pétrole brut lourd et au bitume extrait par récupération thermique. Ils comprennent également une participation de 50 % dans North West Redwater Partnership.

La production canadienne de pétrole brut de la Société est commercialisée auprès d'acheteurs situés au Canada et à l'étranger. Les acheteurs qui se font livrer au Canada peuvent ensuite exporter ces produits vers d'autres destinations internationales en utilisant leur propre moyen de transport. La Société a contracté une capacité pipelinrière pour environ 22 % de sa production de liquides. Cela comprend la capacité contractuelle du pipeline Flanagan South (77 500 b/j) et du pipeline Keystone de base (10 000 b/j). La Société dispose également d'une capacité contractuelle sur le TMX (169 000 b/j), ce qui lui donne la possibilité de vendre à des clients de l'Ouest du Canada ou sur les marchés internationaux. La Société commercialise également le gaz naturel directement auprès d'acheteurs au Canada et sur d'autres marchés internationaux. Les acheteurs qui se font livrer au Canada peuvent ensuite exporter ces produits vers d'autres destinations internationales en utilisant leur propre moyen de transport. Le gaz naturel est distribué aux clients au Canada par l'entremise du réseau principal de TC au Canada et d'autres pipelines, comme le réseau Westcoast d'Enbridge. Les LGN sont commercialisés auprès d'acheteurs situés au Canada, et certains d'entre eux peuvent exporter ces produits vers d'autres destinations internationales. La production extracôtière de la Société provenant de ses activités en mer du Nord et dans l'Ouest de l'Afrique est vendue principalement sur les marchés européens.

(1) Production annuelle calculée en bep. Aux fins de ce calcul, le PBS comprend le bitume minier.

A. QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

Démarche en matière de gestion de l'environnement

La Société a publié un énoncé sur la gestion de l'environnement dans lequel elle affirme que la gestion environnementale fait partie de ses valeurs fondamentales. Cet engagement garantit que la Société, ainsi que ses employés et ses entrepreneurs, exerce l'ensemble de ses activités commerciales conformément aux règlements régionaux, nationaux et internationaux applicables et aux normes du secteur. La division d'extraction de sables bitumineux et la division britannique de la Société exercent également leurs activités conformément à des systèmes de gestion de l'environnement qui font l'objet d'une vérification effectuée par des tiers indépendants. Dans le cadre du mandat de gouvernance de la Société, les spécialistes en environnement de la Société surveillent les résultats des activités exercées au pays et à l'étranger par rapport à divers indicateurs environnementaux et en rendent compte régulièrement à la direction principale de la Société, qui en rend compte à son tour au comité de la santé, de la sécurité, de l'intégrité de l'actif et de l'environnement du conseil d'administration. Le mandat de ce comité comprend également la surveillance des politiques et des programmes de la Société en matière de changements climatiques et d'émissions de GES, de questions sociales et communautaires et de relations avec les parties prenantes.

La Société communique régulièrement avec des représentants des divers organismes de réglementation gouvernementaux de chacune des régions où elle exerce ses activités et se soumet aux inspections effectuées par ceux-ci. Dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques d'ordre environnemental, la Société collabore de façon constructive avec les législateurs et les organismes de réglementation pour s'assurer que les nouvelles lois, les nouveaux règlements ou les nouvelles politiques, ou les modifications apportées à ceux qui existent déjà, relèvent d'une démarche équilibrée à l'égard du développement durable. La Société a mis en place des processus et s'est engagée à se conformer aux normes et règlements actuellement en vigueur en matière d'environnement et elle a prévu les sommes nécessaires dans son budget de dépenses en immobilisations pour continuer de s'y conformer. Au Canada, ces exigences s'appliquent à tous les exploitants du secteur du pétrole brut et du gaz naturel et la position concurrentielle de la Société au sein du secteur ne devrait pas être touchée de façon défavorable par les modifications apportées aux lois applicables; toutefois, rien ne garantit que les lois et règlements futurs en matière d'environnement n'auront pas une incidence importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

La Société s'est dotée de méthodes internes destinées à faire en sorte que les aspects environnementaux des acquisitions et des nouveaux projets de développement soient pris en considération avant que ceux-ci ne soient entrepris. Son plan de gestion de l'environnement (le « plan environnemental ») et ses lignes directrices et stratégies en matière d'exploitation visent à réduire la perturbation des activités sur l'environnement tout en respectant les exigences réglementaires, les cadres de gestion régionaux de la qualité de l'air, des émissions, des eaux souterraines, des eaux de surface et de la biodiversité, les normes et les directives en matière d'exploitation en vigueur dans le secteur et ses normes internes. Pour s'assurer que ses programmes de gestion de l'environnement produisent les effets escomptés et pour soutenir ses efforts de réduction de son empreinte environnementale, la Société préconise d'abord et avant tout la formation adéquate et appropriée des exploitants et des entrepreneurs et la nécessité pour ces derniers de remplir leurs obligations avec diligence.

Canada

La Société continue d'investir dans la main-d'œuvre, dans des installations et des infrastructures ainsi que dans de nouvelles technologies et dans des technologies éprouvées, de manière à récupérer et à traiter ses ressources de pétrole brut et de gaz naturel de façon efficace et respectueuse de l'environnement. Dans le cadre du plan environnemental, la Société a mis en œuvre un certain nombre de programmes visant à réduire son empreinte environnementale, notamment : divers programmes visant à réduire les émissions de GES et de méthane; l'évaluation des incidences des activités de la Société, en parallèle à la mise en œuvre de programmes de prévention et d'atténuation visant à préserver la biodiversité des milieux terrestres et aquatiques ainsi que des écosystèmes de grande valeur; l'examen et l'évaluation continus de nouvelles technologies conçues pour atténuer l'effet des activités sur l'environnement; et des programmes d'optimisation visant à améliorer l'efficacité des installations de la Société.

La Société, par l'intermédiaire d'associations du secteur, collabore avec les législateurs et les organismes de réglementation canadiens à l'élaboration et à la mise en œuvre de lois et règlements afin de refléter une démarche équilibrée en matière de développement durable, comme des programmes visant à soutenir les efforts d'investissement du secteur en faveur de l'amélioration du rendement environnemental et de la réduction des émissions.

Le projet de loi C-59, qui a reçu la sanction royale en juin 2024, a créé, entre autres choses, un nouveau crédit d'impôt à l'investissement (« CII ») pour soutenir les investissements dans des projets admissibles de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (« CUSC ») prévoyant un CII remboursable pouvant atteindre 50 % sur l'équipement de captage du carbone et 37,5 % sur l'équipement de transport, de stockage ou d'utilisation du carbone admissible de 2022 à 2030, ces taux étant réduits de moitié de 2031 à 2040 et complètement éliminés après 2040. Dans le budget de 2025 publié le 4 novembre 2025, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de prolonger de cinq ans le dispositif des CII dans le CUSC, de sorte que les taux complets s'appliqueront aux dépenses admissibles de 2022 à 2035. Le gouvernement de l'Alberta a également mis en place le programme incitatif pour le captage du carbone (Alberta Carbon Capture Incentive Program) en 2023, afin d'offrir une subvention de 12 % sur les coûts en capital admissibles pour les projets de CUSC.

Les programmes de qualité de l'air sont un élément essentiel du plan de travail environnemental de la Société et fonctionnent conformément à toutes les normes et lignes directrices du secteur et de la réglementation. La Société participe également à la surveillance de la qualité de l'air par l'entremise d'organisations régionales. Les données recueillies au moyen de ces programmes de surveillance des bassins atmosphériques régionaux sont utilisées par des agences gouvernementales pour élaborer des programmes et des cadres régionaux de gestion.

La Société dispose d'un programme bien établi de rejet et de conservation du gaz dissous dans ses installations et intègre de futures possibilités de conservation dans ses nouveaux projets et ses nouvelles installations. Dans le cadre de ses initiatives visant à optimiser et à améliorer l'efficacité en carburant, la Société surveille également le rendement de son parc de compresseurs et dispose de programmes de réduction des émissions de méthane pour ses appareils pneumatiques.

Dans le cadre de la stratégie de gestion de l'eau de la Société, celle-ci compte des programmes de gestion de l'eau conçus pour améliorer les taux de recyclage et réduire l'utilisation d'eau douce. Ces programmes comprennent les pratiques d'exploitation relatives à la fracturation hydraulique élaborées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, conçues pour soutenir une approche responsable en matière de fracturation hydraulique et de gestion des eaux.

La Société a mis en œuvre des programmes d'abandon et de mise hors service de puits qui permettent la remise en état progressive de vastes sections de biens-fonds contigus. En 2025, le programme de réduction de la responsabilité environnementale de la Société a achevé la mise hors service de 2 753 puits inactifs et compte 12 620 sites en voie d'obtenir une attestation de remise en état. De plus, en 2025, la Société a obtenu 1 205 attestations de remise en état relativement à des biens-fonds totalisant 2 188 hectares. Depuis 2021, la Société a mis hors service 12 969 puits inactifs et a obtenu 5 393 attestations de remise en état relativement à des biens-fonds totalisant 10 556 hectares. La Société a également mené des activités supplémentaires de mise hors service et de nettoyage dans diverses installations actives et inactives afin de s'acquitter des responsabilités environnementales soulevées sur ses chantiers.

De plus, la Société a mis en place les programmes complets suivants : (i) la gestion des résidus issus des activités d'extraction de sables bitumineux de manière à réduire les résidus fins et à soutenir la remise en état; (ii) des programmes de surveillance servant à évaluer les changements qui se produisent au sein de la biodiversité et de la faune terrestre et aquatique de manière à mieux gérer les effets des activités de construction et d'exploitation et à évaluer le taux de réussite des travaux de remise en état; (iii) la surveillance des eaux souterraines dans le cadre de toutes les activités d'exploitation et d'extraction thermique in situ; (iv) un programme de prévention et de gestion des déversements par confinement dynamique; et (v) un système de gestion environnementale interne aux fins de vérification de la conformité et d'inspection des installations en exploitation. La Société participe également au Plan de mise en œuvre pour la surveillance visant les sables bitumineux, un programme conjoint financé par le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta qui soutient la surveillance régionale de l'air, des eaux de surface, des eaux souterraines, des zones humides et de la biodiversité.

Activités internationales

En 2025, la Société a poursuivi les activités de mise hors service en mer du Nord, notamment l'arrêt de la production sur la plateforme Ninian South et les champs sous-marins associés. La consultation des parties prenantes a été achevée avant de soumettre officiellement le programme de mise hors service de Ninian South aux fins d'approbation réglementaire en décembre 2025. Les activités de mise hors service se poursuivront au carrefour de Ninian tout au long de 2026. De plus, compte tenu des conditions économiques actuelles et prévues, y compris les prix des marchandises et les sorties du marché, la Société a déterminé que les actifs du bloc T ne sont plus économiquement viables. L'arrêt de la production a été accéléré pour intervenir au cours du premier trimestre de 2027, et les réserves de pétrole brut associées ont été radiées.

B. QUESTIONS D'ORDRE RÉGLEMENTAIRE

Les activités de la Société sont assujetties à des règlements et des règles élaborés par voie législative et par des organismes gouvernementaux. Certains cadres réglementaires importants ayant une incidence sur les activités de la Société sont présentés dans les paragraphes qui suivent.

Canada

Baux de pétrole et de gaz naturel

Au Canada, le secteur du pétrole brut et du gaz naturel est assujéti aux lois et aux règlements qui régissent notamment l'exploration, le développement, la production, le raffinage, la commercialisation, le transport et la gestion des déchets.

Les terrains canadiens de la Société sont situés principalement en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba. La Société détient la plupart de ces terrains aux termes de baux ou de permis obtenus du gouvernement fédéral ou des gouvernements provinciaux concernés, qui donnent aux titulaires le droit de les explorer et d'y produire du bitume, du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN. Elle détient les autres terrains aux termes de baux francs (en propriété privée).

Les baux relatifs au gaz et au pétrole classique délivrés par l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba ont une durée initiale allant de deux à cinq ans et les baux ou les permis de la Colombie-Britannique ont actuellement une durée initiale pouvant aller jusqu'à dix ans. Ces baux qui se rapportent à des terrains exploités ou susceptibles de l'être à la fin de la durée initiale demeurent en vigueur pendant la durée d'exploitation prévue par le bail.

En Alberta, les baux principaux visant des sables bitumineux sont émis pour une durée de quinze ans. Ceux qui sont désignés comme « exploités » sont prolongés tant que le seuil de production est atteint tandis que ceux qui sont désignés comme « inexploités » et n'atteignent pas le seuil de production requis peuvent être prolongés au moyen du paiement d'une augmentation de loyer.

Les gouvernements provinciaux réglementent la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Des redevances gouvernementales sont payables sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN provenant de terrains visés par des baux appartenant à la province. Les redevances sont fixées par règlement et correspondent généralement à un pourcentage de la production, ajusté selon un certain nombre de facteurs, notamment les prix de vente, les taux de production, les méthodes de récupération, les frais de transport et de traitement, l'emplacement et la date de la découverte.

Redevances

Les redevances applicables aux projets d'exploitation de sables bitumineux en Alberta sont fondées sur une échelle mobile qui s'établit de 1 % à 9 % des produits des activités ordinaires bruts avant l'atteinte du seuil de rentabilité et de 25 % à 40 % des produits des activités ordinaires nets une fois la rentabilité atteinte, selon un prix de référence du pétrole brut.

En date du 1^{er} janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a adopté le régime de redevances modernisé (*Modernized Royalty Framework*) (le « régime de redevances modernisé »), qui s'applique au pétrole brut classique, au gaz naturel et aux LGN. L'Alberta dispose donc d'un régime de redevances parallèle, soit le régime de redevances de l'Alberta (*Alberta Royalty Framework*) précédent (le « régime de redevances de l'Alberta »), qui continuera de s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2026 aux puits qui ont été forés avant le 13 juillet 2016. Le régime de redevances modernisé, quant à lui, s'applique aux puits forés depuis le 1^{er} janvier 2017. Pour les puits forés entre le 13 juillet 2016 et le 31 décembre 2016, les producteurs peuvent choisir d'adhérer au régime de redevances modernisé si certains critères sont remplis. Selon le régime de redevances modernisé, les taux de redevances varient de 5 % à 36 % pour le gaz naturel et les LGN et de 5 % à 40 % pour le pétrole brut.

Le 19 mai 2022, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé un nouveau régime de redevances qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2027. Le nouveau régime remplacera les programmes antérieurs d'incitation au forage par un modèle « revenus moins coûts » semblable à celui d'autres territoires canadiens. Les nouveaux puits verseront une redevance fixe au taux de 5 % jusqu'à ce que les dépenses en immobilisations affectées au forage et à la complétion soient couvertes, puis une redevance proportionnelle au prix au taux de 5 % à 40 % s'appliquera en fonction du type de produit. Le gouvernement de la Colombie-Britannique n'a pas encore arrêté les détails de certaines déductions de coûts et de certains prix de référence nécessitant la consultation des parties prenantes.

Imposition

La Société était assujettie à un taux d'imposition combiné fédéral-provincial d'environ 23,14 % au Canada en 2025. La Société est également assujettie à la législation fédérale qui met en œuvre un impôt de 2 % sur les rachats d'actions en 2025. L'impôt de 2 % s'applique aux rachats et aux émissions d'actions qui ont lieu après le 31 décembre 2023.

Abandon et remise en état – Gestion du passif

L'Alberta Energy Regulator (l'« AER ») a établi un nouveau cadre de gestion du passif (le « cadre ») dans le cadre de sa gestion du cycle de vie des puits, des installations et des pipelines de pétrole et de gaz naturel, qui impose aux titulaires de permis des exigences de dépenses minimales annuelles obligatoires pour la fermeture de puits inactifs et d'infrastructures connexes. Aux termes du cadre, l'AER attribue aux titulaires de permis une exigence de dépenses minimales à satisfaire pour les activités de remise en état et d'abandon, qui est établie en fonction de la quote-part du titulaire de permis dans l'inventaire provincial des puits inactifs et des infrastructures connexes, entre autres facteurs. En Alberta, les exigences de dépenses minimales obligatoires sont revues annuellement et sont passées de 4 % en 2022 au taux actuel de 6,2 % en 2025. Le gouvernement de la Saskatchewan dispose d'un programme similaire (*Inactive Liability Reduction Program*), qui prévoyait une exigence de dépenses minimales de 6 % en 2025. En Colombie-Britannique, le règlement intitulé *Dormancy and Shutdown Regulation* fixe également des cibles obligatoires pour la mise hors service et la restauration des puits et des installations inactifs. En plus des exigences minimales de dépenses pour l'abandon et la remise en état, chaque organisme de réglementation provincial a le pouvoir d'exiger des titulaires de permis qu'ils fournissent une garantie financière pour assurer le respect de leurs obligations d'abandon et de remise en état.

Carbone/GES

Les gouvernements des territoires où la Société exerce ses activités ont adopté des règlements sur les GES afin de respecter les engagements qu'ils ont pris en matière de lutte contre les changements climatiques à l'échelle provinciale, fédérale et internationale. La Société surveille de façon continue l'évolution de la réglementation sur les GES dans les territoires concernés afin d'évaluer l'incidence des coûts que des règlements existants et à venir pourraient avoir sur les activités actuelles et futures ainsi que sur les projets proposés à l'étude.

▪ Politique fédérale sur le carbone et réglementation sur les émissions de GES

Le gouvernement fédéral a ratifié l'Accord de Paris, qui comprenait un engagement de réduction des émissions de GES du Canada de 40 à 45 % par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030. En décembre 2024, le gouvernement fédéral a mis à jour son engagement afin de prolonger le délai pour atteindre la cible nationale de réduction des émissions de GES jusqu'en 2035. La

réglementation fédérale appuyant l'Accord de Paris exige que le prix fédéral du carbone augmente chaque année de 15 \$ la tonne après 2022, pour atteindre 170 \$ la tonne d'ici 2030. Le *Règlement sur les combustibles propres* (« RCP ») fédéral, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2023, exige une réduction de l'intensité en carbone de l'essence et du diesel produits ou vendus au Canada. Le *Règlement sur l'électricité propre* (« REP ») fédéral est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2025 et établit des limites d'émissions de GES pour presque toutes les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles à compter de 2035.

En plus de la réglementation fédérale sur les GES existante et du RCP, le gouvernement fédéral a publié en 2024 des projets de règlements qui proposent de plafonner les émissions du secteur pétrolier et gazier au moyen d'un système national de plafonnement et d'échange. Ces projets n'ont pas encore été mis en œuvre et dépendent des ententes finales négociées dans le cadre du protocole d'entente (voir ci-après pour plus de détails). En 2025, de nouveaux règlements fédéraux ont également été publiés dans le but de contrôler le rejet de composés organiques volatils (COV) provenant des raffineries et des usines de valorisation du pétrole; des terminaux de camionnage, de transport ferroviaire et maritime et de pipelines; des installations pétrochimiques; des installations de carburant en vrac; et des aciéries.

En novembre 2025, le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta ont conclu le protocole d'entente qui vise à accroître la production énergétique de l'Ouest canadien et à faire du Canada un chef de file en matière d'énergie tout en réduisant les émissions de GES grâce à des technologies et des programmes d'infrastructures novateurs. Le protocole d'entente prévoyait entre autres ce qui suit :

- Le gouvernement fédéral a accepté de ne pas mettre en œuvre de plafond d'émissions pour le pétrole et le gaz, à condition que la province de l'Alberta respecte certains engagements, dont un lié au développement d'une infrastructure de captage du carbone;
- L'application du REP en Alberta a été suspendue en attendant la finalisation d'un nouvel accord de tarification du carbone qui sera administré par le programme prévu aux termes du règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (« TIER ») de l'Alberta, dont les détails devront être négociés et acceptés par les parties au plus tard le 1^{er} avril 2026;
- Un engagement des deux gouvernements à collaborer à l'élaboration et à la mise en œuvre d'une tarification du carbone concurrentielle à l'échelle mondiale, de protocoles de redevance sur le recyclage du carbone et des facteurs de resserrement propres au secteur pour les grands émetteurs de l'Alberta dans les secteurs pétrolier et gazier et de l'électricité, par le biais du système TIER de l'Alberta. Dans le cadre de cette proposition, le système TIER atteindra un prix effectif minimum de 130 \$ la tonne. Les deux gouvernements devraient conclure un accord sur la tarification du carbone pour le secteur industriel au plus tard le 1^{er} avril 2026, afin de donner suite à cet accord.

Bien que le protocole d'entente semble soutenir le secteur de l'énergie au Canada, rien ne garantit que les parties parviendront à un accord final sur tous les éléments nécessaires pour permettre la mise en œuvre du cadre du protocole d'entente ou que les lois et règlements environnementaux négociés dans le cadre du protocole d'entente auront une incidence favorable sur l'industrie du pétrole et du gaz naturel en Alberta ou sur la Société. En outre, l'adoption d'un accord sans certains des éléments nécessaires pourrait ultimement avoir une incidence défavorable sur les affaires, la situation financière et les activités de la Société.

▪ Politique et réglementation provinciales sur les GES

Le gouvernement fédéral examine régulièrement le cadre de réglementation de la tarification du carbone pour le secteur industriel de chacune des provinces afin d'évaluer s'il est conforme à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*. Dans la mesure où la tarification du carbone d'une province ne satisfait pas aux exigences fédérales, la réglementation fédérale de protection s'applique.

Alberta : En Alberta, le TIER établit le cadre de tarification du carbone qui s'applique aux installations de la Société dont les émissions dépassent 100 000 tonnes d'équivalent CO₂ par an, et certaines installations que la Société a volontairement choisi d'assujettir au système TIER. En 2025, le prix du carbone en Alberta pour les émissions au-delà des limites prévues par le système TIER était de 95 \$ la tonne. En mai 2025, le gouvernement de l'Alberta a plafonné indéfiniment le prix du carbone à 95 \$ la tonne, ce qui pourrait être modifié à la suite de la conclusion d'un nouvel accord sur la tarification du carbone avec le gouvernement fédéral au plus tard le 1^{er} avril 2026 (tel que stipulé dans le protocole d'entente). Les émissions de l'usine de valorisation Scotford et l'usine de valorisation et de raffinage de bitume North West Redwater, qui ne sont pas exploitées par la Société, sont également assujetties au TIER.

Colombie-Britannique : En 2025, le prix du carbone pour le secteur industriel en Colombie-Britannique, en vertu du système de tarification sur la production de la province, était de 95 \$ la tonne et augmentera de 15 \$ la tonne d'équivalent CO₂ par an jusqu'à atteindre 170 \$ la tonne d'équivalent CO₂ en 2030, conformément au barème fédéral de tarification du carbone. En 2023, la Colombie-Britannique a annoncé son intention de mettre en œuvre une nouvelle politique industrielle carboneutre ainsi qu'un plafond d'émissions pour le secteur pétrolier et gazier. Ce plafond vise à s'assurer que la province atteigne son objectif de réduction des émissions de 33 à 38 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux d'émissions de 2007. En 2024, la Colombie-Britannique a annoncé la mise en place de mesures réglementaires pour soutenir le plafond fédéral d'émissions de carbone, et qui devaient s'appliquer en cas d'écart entre les objectifs fédéraux et provinciaux et dans l'éventualité où le plafond fédéral d'émissions ne serait pas mis en œuvre ou serait annulé.

Saskatchewan : Dans le cadre de son plan de résilience des Prairies, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté en 2018 un règlement, *The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Standards and Compliance) Regulations*, qui s'applique aux installations émettant plus de 25 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année. Ce règlement exigeait que l'usine de traitement du pétrole brut lourd in situ de la zone North Tangleflags et l'usine de traitement du pétrole brut lourd in situ de la zone Senlac de la Société atteignent la cible de réduction des émissions de GES applicable à partir de 2020. Ce règlement permet également aux installations qui émettent moins de 25 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année de regrouper celles-ci et de s'assujettir au régime de réglementation de la Saskatchewan plutôt qu'à la redevance sur les combustibles du gouvernement fédéral. En avril 2025, la province de la Saskatchewan a suspendu l'application et la perception des taxes sur le carbone industriel. Il s'ensuit que la province de la Saskatchewan ne satisferait plus aux exigences fédérales, et elle pourrait donc être assujettie à la réglementation fédérale de protection si le gouvernement fédéral appliquait cette dernière.

Manitoba : En l'absence de réglementation provinciale en matière de tarification du carbone et d'émissions de GES, le système de tarification sur la production et le barème de tarification du carbone du gouvernement fédéral s'appliquent aux installations au Manitoba dont les émissions sont égales ou supérieures à 50 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année. Les installations dont les émissions sont égales ou supérieures à 10 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année peuvent choisir volontairement de s'assujettir à ce système.

- **Règlements visant à réduire les émissions de méthane**

Le règlement sur la réduction des émissions de méthane du gouvernement fédéral, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020, s'applique partout au pays, à moins que certaines provinces ne concluent un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral s'était initialement engagé à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012. En 2021, le gouvernement fédéral a fixé une cible pour réduire encore davantage les émissions de méthane afin d'atteindre un objectif de réduction d'au moins 75 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2012.

Les provinces de Colombie-Britannique, d'Alberta et de Saskatchewan ont des accords d'équivalence en place avec le gouvernement fédéral qui permettent à la réglementation provinciale applicable en matière de méthane de s'appliquer dans ces trois provinces de l'Ouest. Le règlement fédéral sur le méthane continue de s'appliquer au Manitoba.

Conformément au protocole d'entente, le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta ont l'intention de conclure un nouvel accord d'équivalence en matière de méthane au plus tard le 1^{er} avril 2026. Une fois conclu, ce nouvel accord d'équivalence repoussera la date cible pour atteindre la réduction obligatoire de 75 % des émissions de méthane (par rapport aux niveaux de 2014) à 2035. En décembre 2025, la réglementation finale sur le méthane a été promulguée par le gouvernement fédéral, avec une mise en phase progressive des exigences réglementaires débutant le 1^{er} janvier 2028.

Royaume-Uni

Les lois actuelles confèrent au gouvernement du Royaume-Uni de vastes pouvoirs de réglementation du secteur pétrolier, notamment le pouvoir de réglementer l'exploration, le développement, la conservation et les taux de production.

Imposition

En date du 1^{er} janvier 2016, le taux de l'impôt sur les revenus pétroliers (« IRP »), qui s'applique à certains profits tirés du pétrole brut et du gaz naturel, a été ramené à 0 %. Les frais d'abandon déductibles qui peuvent faire l'objet d'un report rétrospectif à 2015 et aux années d'imposition antérieures aux fins de l'IRP peuvent toujours être recouvrés au taux de 50 %. De plus, la surtaxe s'appliquant aux profits pétroliers et gaziers a été réduite à 10 %, également à compter de 2016. Une déduction à l'investissement au titre des dépenses en immobilisations admissibles est permise aux fins de la surtaxe, sous réserve de certaines restrictions. En ce qui concerne l'impôt des sociétés et la surtaxe, les pertes déductibles peuvent être reportées sur des années d'imposition antérieures. En mai 2022, le gouvernement du Royaume-Uni a instauré une taxe sur les bénéfices du secteur de l'énergie au taux de 25 %. Ce taux a été rehaussé par la suite à 35 % en novembre 2022. À compter du 1^{er} novembre 2024, la taxe sur les bénéfices du secteur de l'énergie a été portée à 38 % et la déduction pour investissement au titre des dépenses en immobilisations admissibles de 29 % a été abolie. En conséquence de ces changements, le taux d'imposition applicable au revenu imposable provenant des activités pétrolières et gazières est de 78 %, sous réserve de la déduction pour placement existante.

En 2013, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté des dispositions législatives instaurant un acte formaliste fixant l'allègement fiscal applicable aux frais liés à la mise hors service des champs (*Decommissioning Relief Deed*, ou « DRD »), qui est un mécanisme réglementaire et contractuel par lequel le gouvernement du Royaume-Uni garantit sa participation dans les travaux futurs d'abandon des champs grâce au recouvrement de l'IRP et de l'impôt des sociétés.

Carbone/GES

Les émissions de GES provenant des activités de la Société au Royaume-Uni sont réglementées par le système d'échange de quotas d'émissions du Royaume-Uni (le « système d'échange »), qui a été lancé le 1^{er} janvier 2021 pour remplacer sa participation au système comparable de l'Union européenne (« UE »). Le système du Royaume-Uni est conforme aux règles du système d'échange de quotas d'émission de l'UE et s'applique aux secteurs à consommation d'énergie élevée, au secteur de la production d'électricité et à l'aviation.

Région extracôtière de l'Afrique

Les modalités des permis, notamment les redevances et l'impôt payables sur la production ou les modalités de partage des bénéfices, selon le cas, varient selon les pays et, dans certains cas, elles varient d'une concession à l'autre dans chaque pays.

Le développement du champ Espoir du bloc CI-26 et du champ Baobab du bloc CI-40, au large de la Côte d'Ivoire, fait l'objet de contrats de partage de la production (« CPP ») qui prévoient que les impôts ou les redevances payables au gouvernement sont réputés être réglés au moyen de la quote-part de celui-ci dans le profit pétrolier. Le taux d'imposition des sociétés en Côte d'Ivoire est actuellement de 25 % et s'applique au revenu ne provenant pas des CPP.

En 2019, le gouvernement de la Côte d'Ivoire a indiqué qu'il avait intention d'obliger les sociétés qui exercent des activités pétrolières et gazières sur son territoire à se conformer aux règlements sur le contrôle des devises de l'Union économique et monétaire ouest-africaine. La Société poursuit ses pourparlers avec les autorités compétentes afin de trouver un mécanisme qui lui permettra de se conformer à ces règlements tout en étant autorisée à expatrier les devises dont elle n'a pas besoin en Côte d'Ivoire.

Le 24 janvier 2025, les modifications apportées aux règlements de la Côte d'Ivoire sur le contenu local sont entrées en vigueur, ce qui a augmenté les exigences relatives à l'utilisation du personnel, des entreprises et des services locaux dans le cadre des activités de la Société. La Société a collaboré avec ses sous-traitants et les autorités compétentes en vue de se conformer à ces règlements.

C. FACTEURS CONCURRENTIELS

Tous les aspects du secteur de l'énergie font l'objet d'une vive concurrence, notamment au chapitre de l'exploration et du développement de nouvelles sources d'approvisionnement, de la construction et de l'exploitation de pipelines de pétrole brut et de gaz naturel et d'installations connexes, de l'acquisition de participations dans des gisements de pétrole et de gaz, du transport et de la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et du surplus d'électricité produit dans les installations de la Société, et du recrutement et de la fidélisation du personnel compétent. La Société livre concurrence à des sociétés pétrolières et gazières intégrées et non intégrées ainsi qu'à des sociétés qui produisent d'autres types de produits pétroliers ou de sources d'énergie.

D. FACTEURS DE RISQUE

Étant donné le caractère dynamique du risque, la Société a recours à un cadre de gestion des risques multidisciplinaire (le « cadre de gestion des risques ») qui lui permet de repérer et d'évaluer les risques auxquels elle-même et son entreprise sont exposées ainsi que d'élaborer des plans visant à les atténuer. Le cadre de gestion des risques intègre une démarche d'évaluation reposant sur une grille qui permet de classer les risques selon les divers aspects de l'exploitation, ce qui permet aux équipes de mieux comprendre les risques qui ont été repérés, leurs répercussions sur les activités de la Société et les mesures qui sont prises pour les atténuer. La direction peut ainsi surveiller les risques auxquels la Société pourrait être assujettie ainsi que les mesures prises pour gérer ou atténuer les risques repérés, puisque la grille indique les membres du comité de la direction générale de la Société qui sont responsables de chacun des risques repérés. Le cadre de gestion des risques prévoit aussi l'obligation de rendre compte des risques et des mesures d'atténuation connexes à l'échelle de la Société.

Volatilité du prix du pétrole brut et du gaz naturel

La situation financière de la Société est tributaire dans une large mesure du prix du pétrole brut et du gaz naturel. Une baisse importante des prix du pétrole brut ou du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable considérable sur les activités et la situation financière de la Société ainsi que sur la valeur et la quantité de ses réserves. Une telle baisse pourrait notamment entraîner le report ou l'annulation de programmes de forage, de développement, de construction ou d'agrandissement en cours ou futurs, la réduction de la production provenant de certains terrains ou l'inutilisation des engagements de transport à long terme. Tous ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société.

Le prix du pétrole brut et du gaz naturel fluctue en fonction de l'offre et de la demande, de l'incertitude qui règne sur le marché et de divers autres facteurs indépendants de la volonté de la Société, y compris l'instabilité de l'environnement commercial international résultant de mesures commerciales réelles ou imminentes de la part du Canada et des États-Unis, ou d'autres partenaires commerciaux clés, y compris l'imposition ou la menace d'imposition de droits de douane et de mesures commerciales de rétorsion. Les prix du pétrole brut sont principalement établis selon l'offre et la demande à l'échelle internationale. Les prix du pétrole brut subissent l'effet de certains facteurs, dont les mesures de l'OPEP+, la situation économique du Canada, des États-Unis, de l'Union européenne et de l'Asie, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, les conflits géopolitiques (p. ex. les conflits au Moyen-Orient, en Ukraine et au Venezuela), l'offre de pétrole brut de pays étrangers, les restrictions ou perturbations des routes commerciales mondiales, le prix des importations, la possibilité d'assurer un transport adéquat pour les produits, qui pourrait subir les conséquences des contraintes relatives aux pipelines et de la construction de nouveaux pipelines ou du prolongement de pipelines existants par des tiers, les réductions de production imposées par les gouvernements, l'accès aux sources de combustibles de rechange, les conditions météorologiques et d'autres facteurs. Le prix du gaz naturel que la Société réalise est principalement tributaire, en Amérique du Nord, de l'offre et de la demande, des conditions météorologiques, de la demande du secteur industriel et de la possibilité de trouver un moyen de transport adéquat pour les produits, qui pourrait aussi subir les conséquences des contraintes relatives au transport par pipeline, des réductions de

la production imposées par les gouvernements, du prix de sources d'énergie de rechange et de la réglementation gouvernementale. Les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel canadiens pourraient tirer de leur production un prix inférieur aux prix pratiqués à l'échelle internationale en raison en partie des contraintes qui limitent la mesure dans laquelle ils peuvent transporter leurs produits et les vendre sur les marchés internationaux. Si aucune solution n'est trouvée pour mettre fin à ces contraintes, les producteurs de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la Société, pourraient devoir continuer à vendre leurs produits à escompte pendant une période plus longue.

Une chute marquée ou prolongée du prix du pétrole brut ou du gaz naturel pourrait entraîner le report ou l'annulation de programmes de forage, de développement, de construction ou d'agrandissement en cours ou futurs, y compris les projets Horizon, SBA, Primrose, Pelican Lake, Kirby, Jackfish, Pike et les projets internationaux, la réduction de la production provenant de certains terrains ou l'inutilisation des engagements de transport à long terme. Tous ces facteurs pourraient avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société.

La production de 2025 de la Société en bep se composait à environ 27 % de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, de pétrole brut lourd de Pelican Lake et de bitume. Le prix de ces produits sur le marché diffère des indices du marché établis pour le pétrole brut léger ou de densité moyenne, en raison principalement des différences dans la qualité. Par conséquent, le prix auquel ces produits sont vendus diffère actuellement du prix de référence servant à l'établir. Les différences futures dans la qualité ne peuvent être établies avec certitude et toute augmentation marquée à ce chapitre pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société.

La Société évalue périodiquement la valeur comptable de son actif conformément aux normes comptables IFRS. Si le prix prévu du pétrole brut et du gaz naturel baisse, la valeur comptable des immobilisations corporelles connexes pourrait faire l'objet d'une révision à la baisse, ce qui réduirait le bénéfice net.

Risques politiques et internationaux

La Société commercialise sa production au Canada, aux États-Unis et à l'échelle internationale. Compte tenu de l'intégration physique et économique des marchés énergétiques nord-américains, tout changement important, réel ou proposé, dans l'environnement commercial international entre le Canada et les États-Unis ou d'autres partenaires commerciaux clés, y compris en ce qui concerne les traités ou les accords commerciaux en vigueur, ou l'imposition réelle ou imminente de barrières commerciales (y compris les droits de douane, les quotas, les embargos, les mesures de protection ou d'autres mesures), peut créer de l'incertitude sur les marchés, avoir une incidence importante sur les prix des produits de base en général et sur les prix du pétrole brut et du gaz naturel réalisés par la Société; augmenter le coût ou réduire l'offre de produits disponibles pour la Société; ou exiger des changements dans la chaîne d'approvisionnement ou les autres pratiques commerciales de la Société, ce qui pourrait influencer de façon négative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société si l'ampleur ou la durée de ces mesures se prolongeait.

La situation tarifaire entre les États-Unis et le Canada continue d'évoluer. Bien que les parties aient entamé des négociations commerciales bilatérales, le gouvernement américain impose actuellement des droits de douane de 10 % sur tous les produits canadiens qui ne respectent pas les règles d'origine de l'Accord Canada – États-Unis – Mexique. De plus, les récents événements internationaux concernant la sécurité de l'Arctique laissent à penser que des droits de douane américains supplémentaires pourraient être imposés sur divers produits canadiens si ces préoccupations ne sont pas résolues. La récente instabilité politique dans les relations économiques entre le Canada et les États-Unis a engendré une incertitude importante concernant la portée, le calendrier et la durée des droits de douane et mesures de représailles réels ou proposés, et concernant d'éventuelles exceptions, exemptions et/ou modifications aux accords de libre-échange. Ces mesures commerciales et les menaces de mesures commerciales peuvent avoir une incidence sur le marché et les prix obtenus pour les produits de la Société, augmenter le coût des produits ou réduire leur disponibilité dans la chaîne d'approvisionnement de la Société et accroître la volatilité des devises. À l'heure actuelle, la durée et l'incidence de l'instabilité dans la situation commerciale entre le Canada et les États-Unis d'une part et des mesures commerciales associées d'autre part demeurent incertaines. La Société continuera de surveiller cette situation et d'évaluer l'incidence des droits de douane réels ou potentiels sur ses activités, sa situation financière et ses résultats.

Risques d'ordre environnemental

Toutes les phases des activités pétrolières et gazières sont assujetties à la réglementation environnementale prévue par divers règlements et lois à l'échelle nationale, fédérale, provinciale, étatique et municipale du Canada, des États-Unis, du Royaume-Uni, de l'Union européenne, de l'Afrique et d'ailleurs ainsi qu'à des conventions internationales (collectivement, les « lois environnementales »).

Les lois environnementales imposent notamment des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manutention, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances dangereuses et des déchets et relativement aux déversements et aux émissions de substances diverses dans l'environnement. Elles exigent en outre que les puits, les mines, l'emplacement des installations et les autres biens servant à l'exploitation de la Société soient exploités, entretenus, abandonnés et remis en état à la satisfaction des organismes de réglementation compétents. De plus, certains types d'activité, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications importantes de projets existants, pourraient nécessiter des approbations réglementaires supplémentaires, notamment des évaluations environnementales ou des demandes de permis. La conformité aux lois environnementales peut exiger des dépenses appréciables, et un défaut de conformité peut entraîner l'imposition de sanctions ou d'amendes ou la suspension des activités en attendant la prise de mesures

correctives appropriées. Les frais qu'il faudra engager à l'avenir pour se conformer aux lois environnementales pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Il en coûte de plus en plus cher aux participants du secteur pétrolier et gazier pour se conformer à la réglementation environnementale, particulièrement en Amérique du Nord et en mer du Nord. Comme elle le fait au Canada, la Société participe à l'étranger, de concert avec les organismes de réglementation et des partenaires du secteur, à l'élaboration de protocoles de surveillance environnementale et d'intervention en cas d'urgence qui s'appliquent aux activités qu'elle exerce dans ces territoires. Dans le secteur de l'exploitation des sables bitumineux, la surveillance environnementale est effectuée en collaboration avec les gouvernements fédéral et provinciaux, les peuples autochtones et les participants au secteur, ce qui permet à tous ces intervenants de mieux comprendre les effets cumulatifs de l'exploitation des sables bitumineux. Les lois et les règlements actuels et ceux dont l'adoption est anticipée pourraient obliger la Société à prendre les mesures nécessaires pour atténuer l'effet de ses activités sur l'environnement. La rigueur accrue des lois et règlements pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. Le texte qui suit décrit sommairement les principaux risques d'ordre environnemental.

▪ **Gestion des émissions de carbone ou de GES**

Dans le cadre de son évaluation des risques liés aux changements climatiques, la Société examine les analyses de scénarios externes qui ont été effectuées par des sociétés et des organismes du secteur énergétique indépendants, illustrant une gamme de niveaux de demande à l'échelle mondiale en pétrole et en gaz naturel jusqu'en 2050. Ces analyses, dont la Société se sert pour effectuer sa planification et repérer les risques et les occasions d'affaires qui pourraient se présenter, tiennent compte d'un certain nombre de variables et d'hypothèses relatives aux marchés (par exemple, des événements économiques et sociaux), aux prix des marchandises, aux prix du carbone, aux politiques, à la réglementation, au développement et à l'adoption de technologies, à l'efficacité énergétique et à la réputation. Dans certains scénarios de réduction rigoureuse des émissions de carbone, d'éventuels changements dans l'offre et la demande en produits pétroliers et de gaz naturel pourraient avoir une incidence sur les prix des marchandises; toutefois, il est actuellement impossible de prédire le moment ou les effets précis d'une éventuelle transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Étant donné que la Société planifie et évalue les occasions en partie en fonction d'hypothèses liées aux changements climatiques, les écarts entre les résultats réels et les attentes pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. Les risques liés aux changements climatiques comportent les éléments suivants, qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur la stratégie commerciale de la Société : des modifications futures de la réglementation, y compris les plafonds d'émission imposés par les gouvernements, des frais qui devront être engagés pour s'y conformer et des cibles de réduction, l'accès aux marchés et aux capitaux, des changements dans les choix sociétaux et d'autres facteurs susceptibles d'accélérer la transition vers des sources de combustibles de rechange, les risques d'atteinte à la réputation et les avancées technologiques, décrits plus amplement ci-après.

▪ **Modifications futures de la réglementation, coût de la conformité et cibles de réduction**

Les exigences supplémentaires que pourraient imposer les nouveaux règlements sur les GES, existants ou proposés, sur les activités de la Société pourraient accroître les dépenses en immobilisations et les frais de production, y compris ceux qui se rapportent aux projets d'exploitation de sables bitumineux, aux extensions prévues ou aux nouveaux aménagements de la Société. ce qui pourrait avoir un effet néfaste sur la situation financière de la Société. Par conséquent, la Société prend en considération les politiques et les règlements en matière de GES actuellement en vigueur ainsi que les propositions de modification à ces politiques et règlements avant de prendre la décision de faire progresser sa stratégie commerciale. Elle suit l'évolution des politiques et des règlements en matière de GES, que ce soit à l'échelle internationale, fédérale ou provinciale.

Divers territoires ont adopté des normes relatives aux émissions de GES en amont des produits (p. ex., les normes sur les combustibles à faible teneur en carbone et les exigences relatives aux émissions de méthane pour le gaz naturel liquéfié), qui pourrait avoir une incidence sur l'accès au marché des hydrocarbures produisant des émissions d'une intensité plus élevée, ou sont en train de considérer de telles normes. La réglementation des polluants atmosphériques visant à atteindre des objectifs de qualité de l'air ambiant (habituellement dans le cadre de la gestion des zones aériennes régionales) pourrait faire en sorte que la Société engage des dépenses en immobilisations supplémentaires afin de moderniser son équipement dans les régions concernées, selon les tendances futures en matière de qualité de l'air ambiant.

La capacité de la Société d'atteindre les cibles de réduction d'émissions ou relatives à l'environnement des gouvernements et d'entreprises pourrait nécessiter le développement de nouvelles technologies, dont le succès est inconnu, ainsi que d'importants investissements et ressources. Il est aussi possible que les coûts requis pour atteindre les cibles et les objectifs soient sensiblement différents des estimations et des attentes initiales. Bien que l'objectif soit d'améliorer l'efficacité et d'accroître l'offre d'énergie à faibles émissions de carbone, la transition vers différentes ressources et l'importance accordée à la réduction des émissions pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation.

▪ **Risques liés aux choix sociétaux et risques d'atteinte à la réputation**

Le fait que la population appuie de plus en plus la lutte contre les changements climatiques, en particulier à l'égard des sables bitumineux, allié à la montée de l'activisme et de l'opposition aux combustibles fossiles, qui visent à faire changer les habitudes de consommation afin d'accélérer la réduction de la consommation mondiale d'énergie à base de carbone, pourrait avoir des répercussions sur les marchés où la Société offre actuellement ses produits et ses titres, et l'empêcher d'obtenir les

approbations requises pour de nouveaux projets. Le calendrier et le rythme de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone sont incertains, et l'adoption de politiques de décarbonation restrictives par des institutions financières, investisseurs, assureurs, agences de notation ou prêteurs pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité d'obtenir une assurance et des capitaux. En outre, un changement de comportement au sein de la population (comme le choix de nouveaux moyens de transport ou des changements de politiques gouvernementales qui encouragent l'utilisation de véhicules électriques ou de sources d'énergie de remplacement) pourrait influencer sur la demande de pétrole brut et des produits de la Société. De même, le *Règlement sur l'électricité propre* pourrait avoir une incidence sur la demande de gaz naturel.

▪ Accès aux marchés

La production de la Société est transportée par divers systèmes de transport tiers pour la vente sur les marchés. L'incidence des droits de douane et/ou des taxes à l'exportation sur les produits de la Société ainsi que la disponibilité limitée des systèmes de transport pourraient restreindre la capacité à livrer des volumes de production et avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les volumes de ventes et/ou les prix de vente des produits de la Société, la croissance de la production prévue, les activités et les flux de trésorerie. Le risque lié aux marchés auquel la Société est exposée pourrait également augmenter au fur et à mesure que les faibles émissions de carbone deviendront la norme. Ces risques peuvent comprendre l'évolution de la demande pour diverses sources d'énergie, y compris la demande croissante d'énergie renouvelable, et l'augmentation des coûts de conformité pour la Société qui pourraient ne pas être recouvrables dans le prix de ses produits, ce qui pourrait retarder la mise en valeur de certains éléments d'actif. Un autre risque est la limitation des accès aux marchés pour des sources d'énergie à haute teneur en carbone, ce qui pourrait entraîner le retard ou la révocation des approbations issues des organismes de réglementation relativement à des projets de pipeline, ou l'ajout de conditions à ces approbations. Ces risques liés au marché pourraient désavantager la Société par rapport à ses concurrents si les mêmes contraintes réglementaires ne sont pas imposées aux producteurs d'autres territoires. Rien ne garantit que des itinéraires ou des modes de transport de rechange pour la production de la Société seront accessibles ou suffisants pour combler les lacunes causées par des contraintes opérationnelles dans les réseaux pipeliniers concernés.

▪ Développement technologique

Les modifications apportées aux règlements et aux politiques dans le but de lutter contre les changements climatiques pourraient obliger la Société à élaborer ou à adopter de nouvelles technologies durables afin de réduire son empreinte environnementale et d'appuyer la transition à une économie axée sur la réduction des émissions de carbone et l'efficacité énergétique, à un coût considérable. De plus, le développement, l'émergence et l'utilisation de sources d'énergie renouvelable pourraient se répercuter sur la demande suscitée par les produits de la Société, ce qui compromettrait son pouvoir de faire concurrence et sa rentabilité. Le développement et la commercialisation (y compris la disponibilité, le coût et l'efficacité) des nouvelles technologies nécessaires pour réduire les émissions et contribuer à l'environnement sont incertains.

▪ Effet des règlements et des politiques

Les activités de la Société sont assujetties aux règlements et politiques gouvernementaux qui s'appliquent au secteur pétrolier et gazier, lesquels régissent notamment le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts, les taux de production, la gestion de l'environnement et les questions de sécurité. Avant d'entreprendre des projets de grande envergure, la Société doit se soumettre à divers processus établis par les organismes de réglementation afin d'obtenir les approbations et les permis nécessaires. Ces processus peuvent comprendre des consultations avec les peuples autochtones et d'autres parties intéressées, des évaluations environnementales et des audiences publiques. Les retards provoqués par le processus de réglementation ou les conditions qui pourraient être imposées aux fins de l'obtention des permis requis pourraient avoir une incidence sur l'exécution des projets de la Société et leur calendrier. Les modifications apportées à la réglementation peuvent également avoir une incidence sur les coûts associés à l'avancement d'un projet ou offrir des occasions de simplifier le processus réglementaire et/ou d'accélérer les délais pour l'obtention d'approbations réglementaires. La *Loi visant à bâtir le Canada* (Canada) (la « LBC »), qui est entrée en vigueur le 26 juin 2025, permet au gouvernement de simplifier les processus d'approbation fédéraux afin d'accélérer la réalisation de grands projets. De tels processus d'approbation simplifiés devraient bénéficier aux projets se rapportant notamment aux ports, aux chemins de fer, aux corridors énergétiques, à l'exploitation des minéraux critiques et aux initiatives en matière d'énergie propre.

De plus, afin de faciliter la collaboration énergétique et de bâtir une économie plus concurrentielle et durable, le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta ont conclu le protocole d'entente. Bien que le protocole d'entente semble soutenir le secteur de l'énergie au Canada, rien ne garantit que les parties parviendront à un accord final sur tous les éléments nécessaires pour permettre la mise en œuvre du cadre du protocole d'entente ou que les lois et règlements environnementaux négociés dans le cadre du protocole d'entente auront une incidence favorable sur l'industrie du pétrole et du gaz naturel en Alberta ou sur la Société. En outre, l'adoption d'un accord sans certains des éléments nécessaires pourrait ultimement avoir une incidence défavorable sur les affaires, la situation financière et les activités de la Société.

Les changements apportés aux politiques gouvernementales pourraient avoir une incidence sur la certitude et l'échéancier du processus d'approbation réglementaire à l'égard des grands projets énergétiques, notamment entraîner des exigences plus importantes en matière de consultation des Autochtones. Ce fut entre autres le cas relativement à la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (Canada), qui met en œuvre la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* et à la *Loi sur l'évaluation d'impact* (Canada) au niveau fédéral, aux programmes sous-régionaux de l'Alberta en

faveur du rétablissement du caribou, à la déclaration sur les droits des peuples autochtones de la Colombie-Britannique (la *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* ou la DRIPA) et à l'entente de mise en œuvre des Premières Nations de la rivière Blueberry (Blueberry River First Nations Implementation Agreement), qui a été négocié par le gouvernement de la Colombie-Britannique en réponse aux litiges en droit autochtone (c.-à-d. *Yahey v. Colombie-Britannique* 2021 (BCSC 1287), une affaire concernant les effets cumulatifs du développement sur les droits prévus dans le Traité n° 8).

▪ Gestion des résidus

En octobre 2017, l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta (l'Alberta Energy Regulator ou l'« AER ») a mis à jour la directive 85 sur la gestion des résidus fluides dans les projets de sables bitumineux, intitulée « Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects » (la « directive 85 »). La directive 85 établit les critères de rendement des activités de gestion des résidus et prévoit les exigences en matière d'approbation, de surveillance et d'information applicables aux bassins de résidus et aux plans de gestion des résidus.

La Société continue d'adhérer aux conditions énoncées dans les plans de gestion des résidus approuvés à l'égard de la mine Horizon et des mines Muskeg River et Jackpine de l'Albien, et de les mettre en application, remplissant ainsi les exigences établies par le cadre de gestion des résidus (2015) du gouvernement de l'Alberta et la directive 85. De plus, la Société a obtenu l'approbation des plans de gestion des résidus mis à jour (2023) pour les mines Muskeg River et Jackpine. Les plans de gestion des résidus décrivent les changements progressifs visant l'amélioration des performances en matière de gestion des résidus pour toute la durée de vie des mines, ainsi que les technologies proposées pour le traitement des résidus. Les trois mines de la Société (Horizon, Muskeg River et Jackpine) continuent de satisfaire aux exigences énoncées dans leurs plans approuvés. Toutefois, elle court le risque, à l'avenir, de dépasser le profil de gestion des résidus approuvé pour un emplacement donné, ce qui l'obligerait à donner une garantie supplémentaire dans le cadre du plan de garantie financière pour les projets miniers et l'exposerait à une amende pour non-conformité. La Société dispose de systèmes et de processus pour surveiller les rendements en matière de gestion des résidus, qui reposent sur des principes de gestion adaptative et d'amélioration continue, notamment le développement de technologies de recherche et d'atténuation dans le but de réduire les résidus liquides. Par l'intermédiaire de la Canada's Oil Sands Innovation Alliance ou la « COSIA », la branche d'innovation de l'Alliance des sables bitumineux du Canada (anciennement appelée Nouvelles voies), tous les exploitants de projets d'extraction de sables bitumineux participent conjointement au développement de nouvelles technologies en vue d'accélérer la commercialisation de leurs projets.

Dans le cadre de ses activités d'extraction de sables bitumineux, la Société poursuit la planification et la mise en œuvre de travaux de remise en état progressive des pentes latérales de ses installations de gestion des résidus. Le processus de mise hors service et de remise en état de l'installation externe de résidus (zone d'expansion sud) de la mine Muskeg River se poursuit. Une fois que l'autorisation du rapport final d'achèvement de la construction sera obtenue, les exigences réglementaires auprès de l'AER pour radier son enregistrement en tant que structure de barrage pourront être remplies. La zone d'expansion sud a été entièrement revégétalisée et remise en état en 2023 et fait l'objet d'un suivi continu à cet égard. L'installation externe principale de résidus de la mine de Muskeg River est devenue inactive à la fin de 2025, lorsque les conduites de résidus ont été retirées. En 2026, l'installation amorcera le processus de mise hors service.

▪ Utilisation des biens-fonds et gestion de l'eau et de la faune

Les lois et les politiques qui s'appliquent à la gestion des biens-fonds pourraient avoir une incidence sur les risques liés au développement et à l'exploitation advenant la modification des limites régionales visant les émissions atmosphériques, l'utilisation de l'eau, la perturbation des biens-fonds, la remise en état des emplacements et la biodiversité. La planification de l'utilisation des biens-fonds pourrait permettre de désigner des aires de conservation et des parcs ou d'établir des restrictions applicables aux activités d'exploitation afin de protéger les zones humides, les rives des cours d'eau, la biodiversité et la faune, ce qui pourrait limiter le développement pétrolier et gazier. Les cadres de gestion visant l'exploitation des sables bitumineux dans la région du cours inférieur de la rivière Athabasca définissent des seuils applicables aux émissions atmosphériques, à la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines et à leur quantité, ce qui pourrait resserrer les normes qui sont imposées à l'exploitation des installations. Des cadres de gestion de la biodiversité préliminaires pourraient imposer des restrictions supplémentaires aux activités de développement, limitant ainsi l'exploitation et l'agrandissement des installations. Des plans de gestion sous-régionaux pourraient restreindre le développement des ressources en limitant la capacité permise des infrastructures. En juin 2024, le gouvernement fédéral a publié le projet de loi sur la responsabilisation envers la nature afin de légiférer sur la protection de la biodiversité en tant que moyen d'atteindre la cible de conservation de 30 % des terres du Canada, y compris l'obligation pour les grandes entreprises et les institutions financières de surveiller, d'évaluer et de divulguer leurs risques, leurs dépendances et leurs répercussions sur la biodiversité.

Les normes applicables à l'obtention de permis d'utilisation d'eau, à l'utilisation de l'eau et aux rejets dans l'eau sont de plus en plus rigoureuses, qu'il s'agisse de l'accès à l'eau ou de sa saine gestion. Les modifications apportées à la politique sur les milieux humides (*Wetland Policy*) de l'Alberta pourraient imposer des exigences et des frais supplémentaires aux fins du développement de nouveaux projets. Les normes fédérales et provinciales qui régissent le traitement des eaux issues des projets d'exploitation des sables bitumineux et leur rejet dans l'environnement sont en cours d'élaboration dans le contexte des règlements applicables qui régissent les autres activités minières au Canada.

La *Loi sur les espèces en péril* (Canada) exige le maintien de l'habitat de toute une variété d'espèces. Par exemple, dans le cas du caribou des bois, l'exigence réglementaire que son habitat ne soit pas perturbé et l'obligation de maintenir un nombre minimal d'animaux au sein d'un troupeau peuvent avoir une incidence sur les plans d'agrandissement des projets pétroliers et gaziers. Les industries pétrolière, gazière et forestière prennent des mesures correctives pour préserver la fonction de l'habitat en restreignant l'accès des prédateurs aux lignes sismiques, en rétablissant les forêts grâce à une remise en état accélérée et en planifiant les projets de façon à déranger le moins possible le caribou.

Risques liés aux activités d'exploitation

L'exploration en vue de découvrir du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN ainsi que la production, l'exploitation, l'extraction, la valorisation et le transport de ceux-ci comportent de nombreux risques, qu'il n'est pas toujours possible de surmonter, même en combinant l'expérience, les connaissances et la réalisation d'évaluations rigoureuses. Ces activités comportent un certain nombre de dangers et de risques pouvant entraîner des répercussions opérationnelles ou des perturbations, ou contribuer à de telles répercussions, y compris des incendies, des explosions, des déversements, des éruptions, des sécheresses ou d'autres pénuries ou restrictions, ou d'autres situations imprévues ou dangereuses entraînant des blessures corporelles, des dommages matériels, des dommages environnementaux, une sismicité liée aux activités industrielles, l'interruption des activités ou la perte de production, qu'ils soient le fait de l'erreur humaine, de la nature ou d'autres causes. En outre, les activités d'extraction et de valorisation de sables bitumineux comportent divers risques, notamment les risques de perte de production, de fermeture et d'accroissement des frais de production attribuables à la complexité et à l'intégration des diverses composantes nécessaires à l'extraction, au traitement et à la valorisation du bitume.

Les activités de la Société sont également assujetties aux risques liés aux résultats qu'elle obtient au chapitre de l'environnement et de la sécurité, qui sont suivis de près par les gouvernements, le public et les médias et qui sont susceptibles d'entraîner la suspension d'approbations et de permis délivrés par les organismes de réglementation ou d'en empêcher la délivrance ou, en cas d'incident grave, d'exposer la Société à des amendes, à des poursuites civiles ou à des accusations au criminel.

Les phénomènes météorologiques extrêmes et les conditions climatiques, notamment les inondations, les sécheresses, les feux de forêt et la variabilité accrue des températures saisonnières, peuvent poser des risques physiques aux activités de la Société et avoir des répercussions potentielles sur la chaîne d'approvisionnement, les affaires entre clients et fournisseurs, ou l'infrastructure essentielle détenue et exploitée par la Société ou des tiers. La Société dispose d'un vaste programme de gestion des situations d'urgence qui lui permet de coordonner son intervention en cas d'accidents et d'incidents éventuels (y compris des phénomènes météorologiques extrêmes). Ce programme comprend des plans d'intervention en cas d'urgence qui visent à assurer une réaction initiale rapide et une gestion efficace des situations au moment où elles se présentent.

La Société est assujettie aux lois et règlements relatifs aux normes du travail des territoires où elle exerce ses activités; si ceux-ci devaient être modifiés, cela pourrait se répercuter sur les activités. En outre, les risques liés aux arrêts de travail et à la mesure dans laquelle la Société pourra recruter les travailleurs nécessaires pourraient compromettre la réalisation et la rentabilité des projets.

Remplacement des réserves

La production de pétrole brut et de gaz naturel future de la Société, et par conséquent, ses rentrées de fonds et ses résultats d'exploitation, sont grandement tributaires du succès de l'exploitation de ses réserves actuelles et de ses acquisitions et découvertes de réserves supplémentaires. Si la Société n'augmente pas ses réserves grâce à des activités d'exploration ou de développement ou à des acquisitions, sa production diminuera au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront. L'exploration, le développement ou l'acquisition de réserves exigent énormément de capitaux. Si les rentrées de fonds de la Société ne suffisent pas à financer ses dépenses en immobilisations et que les sources de capitaux externes deviennent limitées ou impossibles à obtenir, cela pourrait l'empêcher de consacrer les capitaux nécessaires au maintien ou à l'accroissement de ses réserves de pétrole brut ou de gaz naturel. En outre, la Société pourrait être incapable de trouver, de développer ou d'acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer sa production de pétrole brut et de gaz naturel à un coût acceptable.

Incertitude inhérente à l'estimation des réserves

L'estimation des réserves comporte bon nombre d'incertitudes, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société, tant internes qu'externes. Il est souvent nécessaire de revoir une estimation pour tenir compte des données techniques nouvellement acquises, des progrès technologiques, de la modification des résultats historiques, des frais de production et de développement, de l'établissement du prix des produits, de la conjoncture économique, de l'accès aux marchés et des exigences de la réglementation. En règle générale, les estimations des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN économiquement récupérables et des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants sont fondées sur un certain nombre d'hypothèses posées à la date à laquelle les réserves sont estimées, par exemple, les estimations des données géologiques et techniques qui, de par leur nature, comportent des incertitudes, l'effet présumé des régimes de redevances, l'augmentation du coût de la conformité à la réglementation environnementale et autre des organismes de réglementation, les estimations du prix des produits de base et des frais de production futurs et le montant des dépenses en immobilisations qui devront être engagées à l'avenir et le moment où elles le seront, qui sont toutes susceptibles de différer considérablement des résultats qui seront effectivement obtenus. Toutes ces estimations comportent une part d'incertitude, à divers degrés, et le mode de classement des réserves ne vise qu'à définir le degré d'incertitude applicable à chaque catégorie. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN économiquement récupérables qui sont attribuables à un groupe de terrains, le classement de ces

réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants, qui sont dressés par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, pourraient varier considérablement. Il est probable que la production, les produits des activités ordinaires, les redevances, les taxes et impôts ainsi que les frais de développement, d'abandon et d'exploitation réels de la Société en ce qui a trait aux réserves varieront par rapport à ces estimations, et les écarts pourraient être considérables. Les estimations des réserves qui pourraient être développées à l'avenir sont souvent fondées sur des calculs volumétriques, d'analyses de courbes de déclin et des analogies avec la production réelle historique tirée de réservoirs et de puits similaires. Si les mêmes réserves étaient estimées ultérieurement en fonction de l'historique de production, cela pourrait donner des résultats différents.

Risques inhérents aux projets

La Société compte habituellement divers projets d'exploration, de développement et de construction en cours, y compris des projets d'atténuation environnementale et de réduction des GES. Des retards dans les projets pourraient retarder la réception des produits des activités ordinaires ou les dépassements de coûts pourraient rendre les projets non rentables. La capacité de la Société de mener à bien les projets qu'elle entreprend est tributaire de la conjoncture commerciale générale et du marché ainsi que d'autres facteurs indépendants de sa volonté, y compris la possibilité de recruter des travailleurs compétents, la proximité et l'accessibilité des matériaux, la capacité des pipelines, les mesures commerciales et les droits de douane, les conditions météorologiques, les incendies, les sécheresses, les pressions inflationnistes, les questions juridiques et réglementaires (notamment en ce qui a trait à la législation environnementale et aux plafonds d'émission imposés par les gouvernements), l'accès aux biens-fonds, la disponibilité du matériel de forage et d'autre matériel, des technologies de réduction des GES et des installations de traitement.

Sources de liquidités

La Société ne pourra financer ses projets d'investissement actuels et futurs et mener à bien son plan d'affaires que si elle réussit à générer des rentrées de fonds et à réunir des capitaux en temps utile et selon des modalités favorables, ce qui est tributaire de ses cotes de crédit et de l'état des marchés financiers et du crédit. Le public et les parties prenantes s'intéressent de plus en plus aux cibles de la Société en matière d'environnement, de développement durable et de changements climatiques. L'incapacité réelle ou perçue de la Société d'atteindre les cibles qu'elle s'est fixées, ou la perception que ces cibles sont insuffisantes ou inatteignables dans le calendrier anticipé ou en général, pourraient nuire à sa capacité d'accéder à des capitaux à coûts raisonnables. De plus, si ces cotes de crédit étaient modifiées, cela pourrait empêcher la Société de conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal de ses activités et accroître le coût de ces opérations, ou encore l'empêcher de conclure des contrats avec des clients et des fournisseurs à des conditions acceptables dans le cours normal de ses activités et de maintenir en vigueur les contrats déjà conclus. La Société conclut également diverses opérations avec des contreparties, notamment des partenaires de coentreprise, et est assujettie au risque lié à la solvabilité, c'est-à-dire au risque que la contrepartie à un contrat de vente ne fasse pas les paiements requis ou que la contrepartie à un autre type de contrat ne remplisse pas ses obligations, y compris l'inexécution par les contreparties et leurs successeurs de leur part des obligations d'abandon et de remise en état. La gestion du risque d'illiquidité oblige la Société à conserver un montant suffisant de liquidités et d'équivalents et à s'assurer qu'elle a accès à d'autres sources de financement, comme les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les facilités de crédit dont elle dispose, le papier commercial et l'accès aux marchés des titres d'emprunt, afin de régler ses obligations à l'échéance.

Systèmes d'information

La Société dépend de plus en plus des systèmes d'information (« SI ») pour exercer ses activités de façon efficace. Cela comprend le matériel informatique, les réseaux, les logiciels, les services infonuagiques, les applications mobiles et les systèmes alimentés par l'intelligence artificielle (« IA »). Dans le cours normal de ses activités, la Société recueille, utilise et conserve des données sensibles, y compris de la propriété intellectuelle, des renseignements exclusifs, des renseignements commerciaux et des renseignements personnels sur les employés, les fournisseurs et les clients de la Société. Malgré les mesures de sécurité mises en place par la Société, les SI pourraient tout de même être vulnérables à des incidents de cybersécurité (y compris ceux perpétrés par des États-nations malveillants, des cybercriminels, des hacktivistes ou des tiers compromis), à des perturbations causées par des erreurs ou des actes répréhensibles commis par des employés ou des tiers, ou encore résultant de catastrophes naturelles, d'activités militantes ou terroristes, de guerres ou de conflits régionaux ou internationaux.

Tout incident de ce type pourrait entraîner la perte ou la divulgation de données confidentielles ou privées, des dommages aux biens, des pertes financières, des perturbations des activités, des réclamations juridiques, des sanctions réglementaires, des dommages corporels à des personnes ou des dommages à l'environnement, ainsi que des problèmes au niveau de la réputation auprès de fournisseurs, de clients, de parties prenantes et de partenaires commerciaux.

▪ Cybersécurité

Les risques liés à la cybersécurité continuent d'évoluer à mesure que les auteurs de menaces utilisent des outils de plus en plus sophistiqués, notamment l'IA. Pour gérer ces risques, la Société maintient un cadre de cybersécurité exhaustif conforme aux normes de l'industrie qui comprend : des politiques et des directives en matière de SI, une surveillance et une intervention de sécurité gérées 24 heures sur 24, une évaluation régulière de la cybersécurité de tiers critiques, des tests continus d'intrusion des systèmes externes, des tests d'intrusion ciblés annuels des services de SI, des exercices de préparation aux interventions en cas d'incident, des programmes obligatoires et réguliers de formation/tests en matière de cybersécurité, une

authentification multifactorielle, des processus de restauration et de récupération des données, l'analyse des vulnérabilités, des mesures correctives des vulnérabilités fondées sur le risque, l'application rapide de correctifs de sécurité, en complément des contrôles internes de la comptabilité et des processus. La surveillance de la cybersécurité est assurée par le comité d'audit, qui reçoit des mises à jour de la direction au moins deux fois par an ou plus souvent si nécessaire. La Société souscrit une assurance dans le cadre de son programme de gestion des risques, mais cette assurance pourrait ne pas couvrir tous les dommages en lien avec un cyberincident et, dans certains cas, certains dommages peuvent être exclus de la couverture en raison de la nature des dommages subis ou de la cause de l'incident.

▪ Intelligence artificielle

La Société utilise l'IA de manière responsable pour élargir l'accès des employés aux connaissances, fournir des données probantes et améliorer l'efficacité grâce à des déploiements progressifs dont le coût est justifié. La Société ne recourra pas à l'IA pour les processus urgents ou essentiels à la production tant que les contrôles et les évaluations n'auront pas atteint les normes requises. Les employés doivent continuer de participer activement à toutes les étapes de création, d'examen et de prise de décision impliquant l'IA, tout en assumant la responsabilité des résultats de l'IA. Des politiques, des lignes directrices et des mesures de sécurité techniques sont en place pour gérer les risques liés à l'IA, bien que ces mesures ne puissent éliminer tous les problèmes potentiels. Les risques et activités liés à l'IA sont gérés à l'aide du système de gestion des risques d'entreprise de la Société, dont les rapports sont soumis au comité des mises en candidature, de la gouvernance et de la gestion des risques au moins une fois par an, et qui sont également inclus dans le rapport semi-annuel sur la cybersécurité fourni au comité d'audit. À mesure que la réglementation relative à l'IA continue de s'étoffer et d'évoluer, la mise en conformité pourrait entraîner une augmentation des coûts ou limiter l'utilisation de l'IA dans les activités de la Société.

Investissements à l'étranger

Les investissements que fait la Société à l'étranger comprennent les risques qui sont habituellement inhérents aux pays en voie de développement, tels que l'incertitude sur les plans politique, économique, juridique et fiscal. Ces risques peuvent comprendre des restrictions monétaires et la fluctuation des cours du change, la perte de revenus, de biens et de matériel dans des situations à risque, comme l'expropriation, la nationalisation, la guerre, l'insurrection, de troubles civils et d'autres problèmes politiques, le risque de hausse des taxes et des impôts ainsi que des redevances gouvernementales, les risques liés à la renégociation de contrats avec des organismes gouvernementaux et quasi-gouvernementaux et aux modifications des lois et des politiques régissant l'exploitation de sociétés établies à l'étranger, y compris la conformité aux lois anticorruption existantes ou à venir, et d'autres incertitudes attribuables à la souveraineté d'un gouvernement étranger sur les activités internationales de la Société. De plus, si les activités qu'elle exerce à l'étranger donnent lieu à un litige, la Société pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers ou ne pas réussir à assujettir des personnes étrangères à la compétence d'un tribunal canadien ou américain.

Les arrangements que la Société a pris en vue de l'exploration et du développement de terrains pétrolières et gazifères au Canada et dans le secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni sont très différents de ceux qu'elle a pris à l'égard des autres terrains de même nature situés dans d'autres territoires étrangers. Dans certains pays étrangers où la Société fait ou pourrait faire affaire à l'avenir, l'État conserve habituellement la propriété des minéraux et, par le fait même, contrôle l'exploration et la production des réserves et, dans bien des cas, y participe. Par conséquent, si un gouvernement étranger imposait des redevances, des taxes et des règlements relatifs à l'exportation, des surtaxes, des taxes sur la valeur ajoutée, des primes de production, des exigences locales en matière de contenu, des exigences en matière de monnaie et d'autres charges, cela pourrait avoir un effet important sur l'exploitation. De plus, la fluctuation du prix et des frais d'exploitation, le calendrier de production et d'autres facteurs pourraient avoir une incidence sur l'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel et des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux terrains exploités à l'étranger qui serait très différente de l'incidence que ces facteurs auraient sur les estimations relatives aux terrains situés au Canada. En outre, les conventions visant les activités pétrolières et gazières exercées à l'étranger comportent souvent des dispositions qui obligent la Société à consacrer des sommes précises à l'exploration et au développement, à exercer certaines activités ou à abandonner la totalité ou une partie de la superficie visée par le contrat.

Activités de gestion des risques

En réaction à la fluctuation du prix des produits de base, des cours du change et des taux d'intérêt, la Société pourrait avoir recours périodiquement à divers instruments financiers dérivés et contrats de vente matériels afin de gérer ses risques dans le cadre d'un programme de couverture établi. Les modalités de ces arrangements pourraient empêcher la Société de bénéficier pleinement de l'évolution favorable de ces facteurs et l'obliger à verser des redevances sur un prix de référence qui est supérieur au prix couvert. Les activités de couverture accroissent aussi l'exposition de la Société au risque lié à la solvabilité des contreparties.

Dividendes et rachats d'actions

Le versement de dividendes futurs et le rachat d'actions ordinaires de la Société dépendent, entre autres, de sa situation financière et d'autres facteurs commerciaux que le conseil d'administration juge pertinents, notamment la conjoncture économique, les besoins prévus de financement des activités et des projets de la Société, les obligations relatives au service de la dette et la conformité aux exigences réglementaires et boursières applicables. La politique en matière de dividendes et la politique en

matière d'attribution des flux de trésorerie disponibles⁽¹⁾ (attribuant aux actionnaires de la Société les rendements au moyen de rachats d'actions après les besoins en capital et le versement de dividendes) font toutes deux l'objet d'un examen périodique par le conseil d'administration et sont susceptibles d'être modifiées.

Autres risques d'ordre commercial

Les autres risques d'ordre commercial qui sont susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la Société comprennent les questions d'ordre réglementaire, le risque d'augmentation des taxes et impôts des gouvernements et de modifications des régimes de redevances, le risque de litige, le risque que les activités d'exploitation susceptibles de causer des blessures corporelles, des dommages matériels ou des atteintes à l'environnement nuisent à la réputation de la Société, les risques liés au recrutement des travailleurs nécessaires pour réaliser les projets d'investissement dans les délais requis et de manière rentable, les conditions météorologiques extrêmes, les délais à l'intérieur desquels l'entreprise et l'exploitation des sociétés et des entreprises acquises sont intégrées et le succès de cette opération, et la dépendance à l'endroit des tiers qui exploitent certains des biens de la Société.

De plus, les épidémies ou les pandémies sont susceptibles de nuire aux activités, aux projets et à la situation financière de la Société parce qu'elles perturbent la chaîne d'approvisionnement ainsi que les services de transport à l'échelle locale ou mondiale ou parce que la quarantaine forcée qui en découle, qu'elle soit mise en œuvre dans les collectivités, les campements de travailleurs ou les établissements d'exploitation ou imposée à titre préventif par les autorités sanitaires locales, réduit la main-d'œuvre sur laquelle la Société peut compter. Tous ces facteurs pourraient obliger la Société à réduire ou à interrompre temporairement ses activités, selon l'ampleur et la gravité de toute éclosion éventuelle et les régions ou les activités qui en subiraient les conséquences. Cependant, pendant une épidémie ou une pandémie, les autorités gouvernementales compétentes pourraient désigner les activités de la Société parmi les « services essentiels » (comme cela a été le cas pendant la pandémie de COVID-19), ce qui permet à la Société de poursuivre ses activités d'exploitation dans des régions en confinement décrété par le gouvernement. Selon la gravité de l'éclosion, la mesure dans laquelle la population a accès aux vaccins, et le moment où cela se produit, ainsi que la rapidité de la campagne de vaccination, une épidémie ou une pandémie à large échelle pourrait se répercuter sur la demande suscitée par les produits de base dans le monde et avoir un effet correspondant sur le prix auquel la Société vend ses produits, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société.

Une partie de l'actif de la Société est détenue par l'intermédiaire d'une ou de plusieurs filiales ou sociétés de personnes. En cas de liquidation d'une filiale, l'actif de celle-ci serait d'abord affecté au remboursement de sa dette, y compris les comptes fournisseurs ou les obligations aux termes de garanties, avant de servir au remboursement de la dette de la Société.

Loi sur la concurrence

Le 20 juin 2024, des modifications apportées à la *Loi sur la concurrence* (Canada) sont entrées en vigueur avec l'adoption du projet de loi C-59, Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne, et ont eu une incidence sur la divulgation de renseignements liés à l'environnement et aux changements climatiques par les entreprises. À la suite de ces modifications, certaines déclarations publiques faites par une entreprise au sujet des avantages du travail qu'elle fait pour protéger ou restaurer l'environnement ou atténuer les causes ou les effets environnementaux et écologiques des changements climatiques peuvent contrevenir aux dispositions de la *Loi sur la concurrence* relatives aux pratiques commerciales trompeuses. Ces modifications comprennent des sanctions financières importantes et, à compter du 20 juin 2025, un droit d'action privé qui permettra aux parties privées de demander une ordonnance au Tribunal de la concurrence aux termes des dispositions relatives aux pratiques commerciales trompeuses. Par la suite, le 4 novembre 2025, le gouvernement fédéral a déposé le budget de 2025, qui proposait d'autres modifications à la *Loi sur la concurrence*, notamment la suppression de l'obligation pour les entreprises de justifier leurs déclarations environnementales concernant une entreprise ou l'activité d'une entreprise au moyen d'une méthode reconnue à l'échelle internationale, et la suppression de droits d'action privés en vertu de la disposition révisée portant sur l'écoblanchiment et les activités d'une entreprise. L'incertitude entourant l'interprétation et l'application de cette législation, qui inclut l'état de toute proposition de modification et de toute modification future, peut exposer la Société à une augmentation des litiges et des sanctions financières, dont l'issue et les effets peuvent être difficiles à évaluer ou à quantifier et peuvent avoir une incidence négative importante sur les activités, la réputation, la situation financière et les résultats de la Société. Afin d'atténuer son exposition aux réclamations, la Société a pris diverses mesures, y compris la formation des employés, l'adoption de procédures internes pour l'examen de ses déclarations publiques et le retrait de certaines communications destinées au public et contenant de l'information sur l'environnement et le climat. Bien que la Société continue de faire progresser ses projets environnementaux et d'améliorer sa performance à cet égard, elle a adopté une approche prudente à l'égard de ses déclarations publiques en attendant d'autres directives du Bureau de la concurrence, du Tribunal de la concurrence et des tribunaux.

(1) L'expression « flux de trésorerie disponibles » est une mesure non conforme aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Mises en garde » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures financières non conformes aux PCGR.

Loi sur l'esclavage moderne

Le 1^{er} janvier 2024, la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* (la « Loi sur l'esclavage moderne ») est entrée en vigueur au Canada. La Loi sur l'esclavage moderne oblige la Société à publier un rapport annuel sur l'esclavage moderne détaillant les mesures prises l'année précédente pour atténuer le risque de recours au travail forcé à toutes les étapes de sa chaîne d'approvisionnement, y compris la production de biens au Canada ou à l'étranger ou de biens importés au Canada. Il existe un risque que la chaîne d'approvisionnement de la Société utilise ou soit présumée avoir utilisé le travail forcé ou le travail des enfants, et il pourrait être difficile de recueillir suffisamment de renseignements auprès des fournisseurs. La Société continue d'évaluer ce risque et détermine les mesures qui peuvent être mises en place pour atténuer toute exposition relevée, qui pourrait avoir une incidence sur l'efficacité opérationnelle, les résultats d'exploitation, la situation financière ou la réputation de la Société. Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le rapport annuel 2024 de la Société sur l'esclavage moderne, publié à l'adresse <https://www.cnrl.com/about-us/code-of-conduct-and-human-rights/> (en anglais). Ce rapport n'est pas intégré par renvoi dans la présente notice annuelle.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques et incertitudes auxquels la Société est exposée, se reporter au rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026.

Annexe 51-101A1 Relevé des données relatives aux réserves et autre information

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (ERQI), Sproule International Limited (« Sproule ERCE ») et GLJ Ltd. (« GLJ »), qui ont évalué et examiné ses réserves prouvées et la somme de ses réserves prouvées et probables en date du 31 décembre 2025 dans leur rapport établi le 9 février 2026. Sproule ERCE a évalué et examiné les réserves de pétrole brut léger et de densité moyenne, de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, de pétrole brut lourd de Pelican Lake, de bitume extrait par récupération thermique, de gaz naturel et de LGN qui se trouvent en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde. GLJ a évalué les réserves de PBS et de bitume minier résultant des activités d'extraction et de valorisation des sables bitumineux. Les évaluations et les examens ont été effectués conformément aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE ») et publiés conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Le comité des réserves du conseil d'administration de la Société s'est réuni avec chacun des ERQI en vue d'examiner leurs titres de compétence et les méthodes qu'ils ont utilisées pour estimer le volume des réserves restantes et la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs connexes, et a effectué les vérifications diligentes indépendantes nécessaires, conjointement avec chacun d'entre eux.

En 2025, la Société a achevé l'échange d'actifs du projet SBA avec Shell Canada Limitée et les membres du groupe de cette dernière. À la suite de l'opération, la Société a acquis l'intérêt économique direct de 10 % restant dans les mines du projet SBA en échange d'un intérêt économique direct de 10 % dans l'usine de valorisation de Scotford (inexploitée) et le projet Quest. La Société détient et exploite désormais un intérêt économique direct exclusif dans les mines du projet SBA et conserve un intérêt économique direct de 80 % dans l'usine de valorisation de Scotford (inexploitée) et le projet Quest. En raison de la différence de participation dans les mines du projet SBA et l'usine de valorisation de Scotford et le projet Quest, et conformément aux exigences du Règlement 51-101, 80 % des réserves et des volumes de ventes sont présentés comme étant du PBS et les 20 % restants sont présentés comme étant du bitume minier.

En 2025, il a également été déterminé que le territoire de déclaration en mer du Nord n'était plus rentable, et la Société a radié les réserves de pétrole brut et de gaz naturel associées dans ce territoire au 31 décembre 2025. Nonobstant cette décision, quatre champs pétroliers bruts sont restés en production à la fin de 2025 et continueront leur production pendant certaines phases de mise hors service de ces actifs. Puisqu'il n'y a aucune réserve à présenter, le territoire de déclaration en mer du Nord a été supprimé de certains tableaux dans l'information présentée ci-après.

La Société présente chaque année les réserves prouvées nettes et la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés selon les prix moyens sur 12 mois et les coûts actuels conformément au *Topic 932 du Financial Accounting Standards Board* des États-Unis, intitulé « *Extractive Activities – Oil and Gas* », dans le rapport annuel sur le formulaire 40-F qu'elle dépose auprès de la SEC et à la rubrique « Renseignements complémentaires sur le pétrole et le gaz » de son rapport annuel de 2025, qui est intégré aux présentes par renvoi.

Les renseignements qui sont présentés dans les tableaux des données relatives aux réserves pourraient sembler inexacts, étant donné que les chiffres ont été arrondis. Le nombre de bep et les données sur le pétrole brut et le gaz naturel pourraient sembler inexacts, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs qui sont présentées dans les tableaux ci-dessous ne représentent pas la juste valeur marchande des réserves.

Il n'est pas certain que les hypothèses quant aux prix et aux coûts moyens prévisionnels se vérifieront et les écarts pourraient être marqués. Les estimations quant à la récupération et aux réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN données dans les présentes ne sont que des estimations et il n'est pas certain que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations données dans les présentes. Se reporter aux rubriques intitulées « Mise en garde relative aux énoncés prospectifs » et « Mise en garde relative aux devises, à l'information financière, à la production et aux réserves » de la section intitulée « Mises en garde » et à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Tableaux et notes sur les réserves de pétrole et de gaz

Sommaire des réserves brutes de la Société

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
Amérique du Nord									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	120	130	188	684	835	7 043	5 859	229	10 206
Réserves développées inexploitées	2	6	—	42	—	—	272	13	109
Réserves non développées	141	92	55	2 603	14	91	11 868	575	5 548
Total des réserves prouvées	264	228	243	3 330	849	7 134	17 999	817	15 864
Réserves probables	107	105	107	1 845	46	554	9 965	404	4 828
Total des réserves prouvées et probables	371	333	349	5 175	895	7 688	27 964	1 221	20 693
Mer du Nord									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	—						—		—
Réserves développées inexploitées	—						—		—
Réserves non développées	—						—		—
Total des réserves prouvées	—						—		—
Réserves probables	—						—		—
Total des réserves prouvées et probables	—						—		—
Région extracôtière de l'Afrique									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	1						2		1
Réserves développées inexploitées	26						—		26
Réserves non développées	19						5		19
Total des réserves prouvées	45						7		46
Réserves probables	11						4		11
Total des réserves prouvées et probables	56						11		57
Total – Société									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	121	130	188	684	835	7 043	5 861	229	10 207
Réserves développées inexploitées	28	6	—	42	—	—	272	13	135
Réserves non développées	160	92	55	2 603	14	91	11 873	575	5 568
Total des réserves prouvées	309	228	243	3 330	849	7 134	18 006	817	15 910
Réserves probables	118	105	107	1 845	46	554	9 969	404	4 840
Total des réserves prouvées et probables	427	333	349	5 175	895	7 688	27 974	1 221	20 750

Sommaire des réserves nettes de la Société

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
Amérique du Nord									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	104	107	150	518	649	5 831	5 308	185	8 427
Réserves développées inexploitées	2	5	—	32	—	—	246	11	91
Réserves non développées	112	76	43	1 970	4	45	10 400	452	4 436
Total des réserves prouvées	218	188	193	2 520	653	5 876	15 954	648	12 955
Réserves probables	83	83	77	1 371	31	440	8 511	291	3 794
Total des réserves prouvées et probables	301	272	270	3 891	684	6 315	24 465	939	16 749
Mer du Nord									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	—						—		—
Réserves développées inexploitées	—						—		—
Réserves non développées	—						—		—
Total des réserves prouvées	—						—		—
Réserves probables	—						—		—
Total des réserves prouvées et probables	—						—		—
Région extracôtière de l'Afrique									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	1						2		1
Réserves développées inexploitées	24						—		24
Réserves non développées	14						4		15
Total des réserves prouvées	39						6		40
Réserves probables	8						3		8
Total des réserves prouvées et probables	47						9		48
Total – Société									
Réserves prouvées									
Réserves développées exploitées	104	107	150	518	649	5 831	5 310	185	8 428
Réserves développées inexploitées	26	5	—	32	—	—	246	11	116
Réserves non développées	127	76	43	1 970	4	45	10 403	452	4 451
Total des réserves prouvées	257	188	193	2 520	653	5 876	15 960	648	12 995
Réserves probables	91	83	77	1 371	31	440	8 514	291	3 803
Total des réserves prouvées et probables	348	272	270	3 891	684	6 315	24 473	939	16 797

Rapprochement des réserves brutes de la Société

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES

Amérique du Nord	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
31 décembre 2024	190	219	255	3 312	—	7 663	16 880	713	15 165
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	16	12	—	66	—	—	113	8	121
Forage intercalaire	2	17	1	9	—	—	191	36	97
Récupération améliorée	—	1	3	—	—	2	—	—	6
Acquisitions	68	—	—	—	427	—	1 153	74	760
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(4)	(4)	(3)	—	—	—	(99)	(4)	(32)
Révisions techniques	15	15	2	43	426	(328)	687	28	316
Production	(22)	(32)	(16)	(100)	(4)	(202)	(926)	(38)	(568)
31 décembre 2025	264	228	243	3 330	849	7 134	17 999	817	15 864

Mer du Nord

31 décembre 2024	6						3		7
Découvertes	—						—		—
Extensions	—						—		—
Forage intercalaire	—						—		—
Récupération améliorée	—						—		—
Acquisitions	—						—		—
Aliénations	—						—		—
Facteurs économiques	—						—		—
Révisions techniques	(3)						(2)		(3)
Production	(3)						(1)		(3)
31 décembre 2025	—						—		—

Région extracôtière de l'Afrique

31 décembre 2024	56						20		60
Découvertes	—						—		—
Extensions	—						—		—
Forage intercalaire	—						—		—
Récupération améliorée	—						—		—
Acquisitions	—						—		—
Aliénations	—						—		—
Facteurs économiques	—						—		—
Révisions techniques	(10)						(11)		(12)
Production	(1)						(2)		(2)
31 décembre 2025	45						7		46

Total – Société

31 décembre 2024	252	219	255	3 312	—	7 663	16 904	713	15 231
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	16	12	—	66	—	—	113	8	121
Forage intercalaire	2	17	1	9	—	—	191	36	97
Récupération améliorée	—	1	3	—	—	2	—	—	6
Acquisitions	68	—	—	—	427	—	1 153	74	760
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(4)	(4)	(3)	—	—	—	(99)	(4)	(32)
Révisions techniques	1	15	2	43	426	(328)	674	28	300
Production	(26)	(32)	(16)	(100)	(4)	(202)	(930)	(38)	(573)
31 décembre 2025	309	228	243	3 330	849	7 134	18 006	817	15 910

TOTAL DES RÉSERVES PROBABLES

Amérique du Nord	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
31 décembre 2024	76	99	105	1 878	—	593	10 236	403	4 859
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	6	8	—	23	—	—	54	4	50
Forage intercalaire	—	9	1	2	—	—	134	18	53
Récupération améliorée	—	—	1	—	—	—	—	—	2
Acquisitions	31	—	—	—	23	—	315	21	127
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(1)	(1)	1	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(6)	(10)	(2)	(58)	23	(39)	(775)	(42)	(262)
Production	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2025	107	105	107	1 845	46	554	9 965	404	4 828
Mer du Nord									
31 décembre 2024	1	—	—	—	—	—	1	—	1
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Forage intercalaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Récupération améliorée	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(1)	—	—	—	—	—	(1)	—	(1)
Production	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2025	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Région extracôtière de l'Afrique									
31 décembre 2024	16	—	—	—	—	—	15	—	19
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Forage intercalaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Récupération améliorée	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(6)	—	—	—	—	—	(11)	—	(8)
Production	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2025	11	—	—	—	—	—	4	—	11
Total – Société									
31 décembre 2024	94	99	105	1 878	—	593	10 252	403	4 879
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	6	8	—	23	—	—	54	4	50
Forage intercalaire	—	9	1	2	—	—	134	18	53
Récupération améliorée	—	—	1	—	—	—	—	—	2
Acquisitions	31	—	—	—	23	—	315	21	127
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(1)	(1)	1	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(13)	(10)	(2)	(58)	23	(39)	(788)	(42)	(271)
Production	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31 décembre 2025	118	105	107	1 845	46	554	9 969	404	4 840

TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES

Amérique du Nord	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
31 décembre 2024	266	318	360	5 190	—	8 255	27 116	1 116	20 024
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	22	20	—	89	—	—	167	12	171
Forage intercalaire	2	26	3	11	—	—	325	54	149
Récupération améliorée	—	1	4	—	—	2	—	—	7
Acquisitions	99	—	—	—	450	—	1 469	95	888
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(5)	(5)	(2)	—	—	—	(99)	(4)	(32)
Révisions techniques	9	5	—	(15)	449	(367)	(88)	(14)	54
Production	(22)	(32)	(16)	(100)	(4)	(202)	(926)	(38)	(568)
31 décembre 2025	371	333	349	5 175	895	7 688	27 964	1 221	20 693
Mer du Nord									
31 décembre 2024	7	—	—	—	—	—	5	—	8
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Forage intercalaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Récupération améliorée	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(4)	—	—	—	—	—	(4)	—	(4)
Production	(3)	—	—	—	—	—	(1)	—	(3)
31 décembre 2025	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Région extracôtière de l'Afrique									
31 décembre 2024	73	—	—	—	—	—	36	—	79
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Forage intercalaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Récupération améliorée	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(16)	—	—	—	—	—	(22)	—	(20)
Production	(1)	—	—	—	—	—	(2)	—	(2)
31 décembre 2025	56	—	—	—	—	—	11	—	57
Total – Société									
31 décembre 2024	346	318	360	5 190	—	8 255	27 156	1 116	20 110
Découvertes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions	22	20	—	89	—	—	167	12	171
Forage intercalaire	2	26	3	11	—	—	325	54	149
Récupération améliorée	—	1	4	—	—	2	—	—	7
Acquisitions	99	—	—	—	450	—	1 469	95	888
Aliénations	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	(5)	(5)	(2)	—	—	—	(99)	(4)	(32)
Révisions techniques	(11)	5	—	(15)	449	(367)	(114)	(14)	29
Production	(26)	(32)	(16)	(100)	(4)	(202)	(930)	(38)	(573)
31 décembre 2025	427	333	349	5 175	895	7 688	27 974	1 221	20 750

Notes complémentaires aux tableaux sur les réserves

1. Le terme « réserves brutes de la Société » désigne la quote-part attribuable à l'intérêt économique direct de la Société, sans déduire les redevances et sans tenir compte des droits de redevance.
2. Le terme « réserves nettes de la Société » désigne les réserves brutes de la Société, dont on soustrait les redevances à payer à des tiers et auxquelles on ajoute les redevances à recevoir de tiers.
3. Les mentions de « pétrole brut léger et de densité moyenne » désignent le pétrole brut léger et le pétrole brut de densité moyenne combinés.
4. Le terme « réserves » désigne les quantités restantes estimatives de pétrole et de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer d'accumulations connues, à une date donnée, en fonction de l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques, de l'utilisation de la technologie connue et des conditions économiques stipulées qui sont généralement reconnues comme raisonnables.

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

- Les « réserves prouvées » sont les réserves qu'on estime récupérables avec un degré élevé de certitude. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- Les « réserves probables » sont les réserves additionnelles dont la récupération est moins certaine que celles des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et probables estimatives.

Chacune des catégories de réserves (prouvées et probables) peut être divisée en réserves développées et non développées :

- Les « réserves développées » sont celles qu'on prévoit récupérer (i) de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (comparativement au coût du forage d'un puits) et (ii) si l'extraction doit se faire sans puits, à l'aide du matériel d'extraction et de l'infrastructure déjà en place et fonctionnant au moment de l'estimation des réserves. Les réserves développées peuvent être divisées en réserves exploitées et inexploitées.
 - Les « réserves non développées » sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'accumulations connues à partir de nouveaux puits situés sur des terrains non forés ou à partir de puits existants dans les cas où, avant la mise en production de ces réserves, il faudrait engager des dépenses élevées pour conditionner ces puits ou mettre en place des installations de traitement et de collecte. Les réserves situées sur des terrains non forés sont limitées aux installations de forage qui recoupent directement les zones d'espacement des puits de développement dont on est raisonnablement certain de tirer une production après les avoir forés, sauf s'il existe une technologie fiable permettant d'établir avec un degré raisonnable de certitude qu'il est possible d'exploiter de manière rentable des puits plus espacés.
5. L'évaluation des réserves s'est appuyée sur les données fournies par la Société à l'égard des données géologiques et techniques, des rajustements de prix nécessaires pour tenir compte de la qualité des produits, du pouvoir calorifique et du transport, des intérêts détenus en propriété, des redevances à payer, des frais de production, des dépenses en immobilisations et des engagements contractuels. Les ERQI ont jugé que ces données étaient raisonnables.
 6. Aux fins du rapprochement des réserves, les catégories sont modifiées de la façon suivante :
 - Le terme « découvertes » désigne les ajouts aux réserves se trouvant dans des réservoirs où aucune réserve n'avait été comptabilisée auparavant.
 - Le terme « extensions » désigne les ajouts aux réserves résultant de forages d'extension ou de reconditionnements.
 - Le terme « forage intercalaire » désigne les ajouts aux réserves résultant de forages ou de reconditionnements effectués à l'intérieur des limites connues d'un réservoir.
 - Le terme « récupération améliorée » désigne les ajouts aux réserves résultant de la mise en œuvre de techniques de récupération améliorée.
 - Le terme « facteurs économiques » désigne les changements principalement attribuables aux prévisions relatives aux prix.
 - Le terme « révisions techniques » comprend les modifications apportées aux estimations antérieures qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées et celles apportées aux frais d'exploitation, aux dépenses en immobilisations et aux compensations relatives au prix de référence des produits.
 7. Points saillants du rapprochement des réserves de 2025 :

Le total des réserves prouvées de pétrole brut, de bitume extrait par récupération thermique, de bitume minier, de PBS et de LGN a augmenté de 496 Mb :

- Extensions : augmentation de 103 Mb principalement attribuable au forage d'extension et aux activités de compensation futures sur divers terrains recelant du bitume extrait par récupération thermique, du pétrole brut léger, du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire et du gaz naturel (LGN).

- Forage intercalaire : augmentation de 65 Mb principalement attribuable au forage intercalaire et aux activités de compensation futures sur divers terrains recelant du gaz naturel (LGN), du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, du bitume extrait par récupération thermique, du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd de Pelican Lake.
- Récupération améliorée : augmentation de 6 Mb principalement attribuable à l'augmentation de la récupération du pétrole brut lourd de Pelican Lake, du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (PBS) et sur divers terrains recelant du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire.
- Acquisitions : augmentation de 568 Mb principalement attribuable aux acquisitions du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (bitume minier), de divers terrains recelant du gaz naturel (LGN) et du pétrole brut léger.
- Facteurs économiques : diminution de 15 Mb due à des changements dans la tarification des produits.
- Révisions techniques : augmentation de 188 Mb principalement attribuable à l'amélioration du rendement du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (bitume minier et PBS), sur divers terrains recelant du bitume extrait par récupération thermique, du gaz naturel (LGN), du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, du pétrole brut lourd de Pelican Lake et du pétrole brut léger, partiellement contrebalancée par un transfert de catégorie dans le secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (de PBS à bitume minier).
- Production : diminution de 418 Mb.

Le total des réserves prouvées de gaz naturel a augmenté de 1 102 Gpi³ :

- Extensions : augmentation de 113 Gpi³ principalement attribuable au forage d'extension et aux activités de compensation futures dans la formation de Montney et d'autres formations recelant du gaz non classique du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.
- Forage intercalaire : augmentation de 191 Gpi³ principalement attribuable au forage intercalaire et aux activités de compensation futures dans la formation de Montney et d'autres formations recelant du gaz non classique du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.
- Acquisitions : augmentation de 1 153 Gpi³ principalement attribuable aux acquisitions de différents terrains recelant du gaz naturel.
- Facteurs économiques : diminution de 99 Gpi³ attribuable à la baisse du prix des produits.
- Révisions techniques : augmentation de 674 Gpi³ principalement attribuable aux transferts de réserves et aux révisions favorables dans diverses régions principales de l'Amérique du Nord en raison d'une amélioration du rendement passant de la catégorie probable à la catégorie prouvée.
- Production : diminution de 930 Gpi³.

La somme des réserves prouvées et probables de pétrole brut, de bitume extrait par récupération thermique, de bitume minier, de PBS et de LGN a augmenté de 504 Mb :

- Extensions : augmentation de 143 Mb principalement attribuable au forage d'extension et aux activités de compensation futures sur divers terrains recelant du bitume extrait par récupération thermique, du pétrole brut léger, du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire et du gaz naturel (LGN).
- Forage intercalaire : augmentation de 95 Mb principalement attribuable au forage intercalaire et aux activités de compensation futures sur divers terrains recelant du gaz naturel (LGN), du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, du bitume extrait par récupération thermique, du pétrole brut lourd de Pelican Lake et du pétrole brut léger.
- Récupération améliorée : augmentation de 7 Mb principalement attribuable à l'augmentation de la récupération du pétrole brut lourd de Pelican Lake, au sein du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (PBS) et sur divers terrains recelant du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire.
- Acquisitions : Augmentation de 643 Mb principalement attribuable aux acquisitions du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (bitume minier), de divers terrains recelant du pétrole brut léger et du gaz naturel (LGN).
- Facteurs économiques : diminution de 15 Mb due à des changements dans la tarification des produits.
- Révisions techniques : augmentation de 48 Mb principalement attribuable aux changements apportés au plan minier au sein du secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (bitume minier et PBS), au rendement sur divers terrains recelant du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, partiellement contrebalancée par une baisse du rendement sur divers terrains recelant du pétrole brut léger, du bitume extrait par récupération thermique et du gaz naturel (LGN) et par un transfert de catégorie dans le secteur Extraction et valorisation des sables bitumineux (de PBS à bitume minier).
- Production : diminution de 418 Mb.

La somme des réserves prouvées et probables de gaz naturel a augmenté de 818 Gpi³ :

- Extensions : augmentation de 167 Gpi³ principalement attribuable au forage d'extension et aux activités de compensation futures dans la formation de Montney et d'autres formations recelant du gaz non classique du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.
 - Forage intercalaire : augmentation de 325 Gpi³ principalement attribuable au forage intercalaire et aux activités de compensation futures dans la formation de Montney et d'autres formations recelant du gaz non classique du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.
 - Acquisitions : augmentation de 1 469 Gpi³ principalement attribuable aux acquisitions de différents terrains recelant du gaz naturel.
 - Facteurs économiques : diminution de 99 Gpi³ attribuable à la baisse du prix des produits.
 - Révisions techniques : diminution de 114 Gpi³ principalement attribuable aux révisions défavorables de différents terrains recelant du gaz naturel.
 - Production : diminution de 930 Gpi³.
8. Le rapport sur les données relatives aux réserves établi par les ERQI est présenté à l'annexe A de la présente notice annuelle. Le rapport de la direction et du conseil d'administration de la Société sur l'information concernant les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN est présenté à l'annexe B de la présente notice annuelle.

Tableaux et notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs

Le tableau suivant présente sommairement les produits des activités ordinaires nets futurs en date du 31 décembre 2025 selon des prix et des coûts prévisionnels. Les frais d'abandon, de mise hors service et de remise en état (les « frais AMR ») pris en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs comprennent l'obligation de mise hors service d'éléments d'actif (l'« OMHS ») en Amérique du Nord et dans la région extracôtière de l'Afrique totale de la Société, sans tenir compte de l'inflation et de l'actualisation, attribuable aux activités de développement en cours en date du 31 décembre 2025 et les estimations prévisionnelles des frais AMR attribuables aux activités de développement futures.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

(en millions de dollars)	Actualisés à 0 %	Actualisés à 5 %	Actualisés à 10 %	Actualisés à 15 %	Actualisés à 20 %	Valeur unitaire actualisée à 10 % par année (\$/BEP)
Amérique du Nord						
Réserves prouvées						
Réserves développées exploitées	447 601	187 808	110 334	78 141	61 182	13,09
Réserves développées inexploitées	3 196	1 465	920	674	535	10,08
Réserves non développées	179 363	83 964	45 436	27 356	17 785	10,24
Total des réserves prouvées	630 159	273 238	156 690	106 170	79 502	12,10
Réserves probables	199 626	68 282	32 848	19 793	13 705	8,66
Total des réserves prouvées et probables	829 786	341 519	189 539	125 963	93 207	11,32
Région extracôtière de l'Afrique						
Réserves prouvées						
Réserves développées exploitées	(454)	(296)	(220)	(181)	(160)	(254,23)
Réserves développées inexploitées	1 050	818	651	527	432	26,68
Réserves non développées	1 239	892	659	498	381	44,40
Total des réserves prouvées	1 835	1 413	1 091	844	653	27,19
Réserves probables	767	533	382	282	213	45,83
Total des réserves prouvées et probables	2 602	1 946	1 473	1 126	867	30,40
Total – Société						
Réserves prouvées						
Réserves développées exploitées	447 147	187 512	110 114	77 960	61 023	13,07
Réserves développées inexploitées	4 246	2 283	1 572	1 201	967	13,58
Réserves non développées	180 602	84 856	46 096	27 853	18 166	10,36
Total des réserves prouvées	631 994	274 651	157 781	107 014	80 156	12,14
Réserves probables	200 394	68 814	33 231	20 075	13 918	8,74
Total des réserves prouvées et probables	832 388	343 465	191 012	127 089	94 074	11,37

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

(en millions de dollars)	Actualisés à 0 %	Actualisés à 5 %	Actualisés à 10 %	Actualisés à 15 %	Actualisés à 20 %
Amérique du Nord					
Réserves prouvées					
Réserves développées exploitées	348 517	147 295	87 094	61 977	48 694
Réserves développées inexploitées	2 590	1 132	697	504	396
Réserves non développées	137 593	63 572	33 795	19 890	12 574
Total des réserves prouvées	488 700	211 999	121 586	82 371	61 663
Réserves probables	153 006	52 118	24 966	14 985	10 342
Total des réserves prouvées et probables	641 706	264 117	146 552	97 355	72 005
Région extracôtière de l'Afrique					
Réserves prouvées					
Réserves développées exploitées	(456)	(299)	(222)	(183)	(162)
Réserves développées inexploitées	962	750	597	482	395
Réserves non développées	936	679	505	382	292
Total des réserves prouvées	1 442	1 131	880	682	525
Réserves probables	574	399	286	211	159
Total des réserves prouvées et probables	2 016	1 530	1 167	893	684
Total – Société					
Réserves prouvées					
Réserves développées exploitées	348 061	146 996	86 872	61 794	48 532
Réserves développées inexploitées	3 552	1 882	1 294	986	790
Réserves non développées	138 529	64 251	34 301	20 272	12 866
Total des réserves prouvées	490 142	213 130	122 466	83 052	62 188
Réserves probables	153 581	52 517	25 252	15 196	10 501
Total des réserves prouvées et probables	643 722	265 647	147 718	98 248	72 689

Total des produits des activités ordinaires nets futurs (non actualisés)

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

	Amérique du Nord		Région extracôtière de l'Afrique		Total – Société	
	Total des réserves prouvées	Total des réserves prouvées et probables	Total des réserves prouvées	Total des réserves prouvées et probables	Total des réserves prouvées	Total des réserves prouvées et probables
(en millions de dollars)						
Produits des activités ordinaires	1 515 698	1 923 661	4 157	5 024	1 519 855	1 928 685
Redevances	285 418	375 998	142	183	285 561	376 181
Frais de production	471 315	564 057	1 042	1 030	472 357	565 088
Frais de développement	105 432	129 200	643	705	106 074	129 906
Frais AMR – Activités de développement futures	1 518	2 159	33	42	1 552	2 201
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, sans tenir compte des frais AMR attribuables aux activités de développement en cours (correspondant à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	652 015	852 246	2 296	3 063	654 311	855 309
Frais AMR attribuables aux activités de développement en cours (correspondant à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	21 855	22 460	462	462	22 317	22 921
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts, compte tenu des frais AMR attribuables aux activités de développement en cours (correspondant à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	630 159	829 786	1 835	2 602	631 994	832 388
Impôts	141 460	188 080	393	586	141 852	188 665
Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts	488 700	641 706	1 442	2 016	490 142	643 722

Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit

Au 31 décembre 2025

Prix et coûts prévisionnels

Total des réserves prouvées	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts (actualisés au taux de 10 % par année) (en millions de dollars)	Valeur unitaire (\$/BEP)
Type de produit		
Pétrole brut léger et de densité moyenne (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	8 733	16,00
Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (y compris le gaz dissous)	4 057	20,89
Pétrole brut lourd de Pelican Lake (y compris le gaz dissous)	3 219	16,66
Bitume extrait par récupération thermique	35 726	14,18
Bitume minier	6 086	9,32
Pétrole brut synthétique	86 101	14,65
Gaz naturel (y compris les sous-produits, à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits provenant des puits de pétrole brut)	18 434	6,12
Total	162 356	12,49
Excluant les frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)		
Frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	(4 575)	
Total	157 781	12,14
Incluant les frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)		

Total des réserves prouvées et probables		Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts (actualisés au taux de 10 % par année) (en millions de dollars)	Valeur unitaire (\$/BEP)
Type de produit			
Pétrole brut léger et de densité moyenne (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	12 339	16,70	
Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (y compris le gaz dissous)	6 055	21,65	
Pétrole brut lourd de Pelican Lake (y compris le gaz dissous)	4 281	15,83	
Bitume extrait par récupération thermique	44 943	11,55	
Bitume minier	6 527	9,54	
Pétrole brut synthétique	93 211	14,76	
Gaz naturel (y compris les sous-produits, à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits provenant des puits de pétrole brut)	28 277	6,12	
Total Excluant les frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	195 633	11,65	
Frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	(4 621)		
Total Incluant les frais AMR pour le développement existant (Équivalent à l'OMHS indiquée dans les états financiers)	191 012	11,37	

Notes complémentaires aux tableaux sur les produits des activités ordinaires nets futurs

1. Les frais d'abandon, de mise hors service et de remise en état (les « frais AMR ») pris en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs comprennent l'obligation de mise hors service d'éléments d'actif (l'« OMHS ») en Amérique du Nord et dans la région extracôtière de l'Afrique totale de la Société, sans tenir compte de l'inflation et de l'actualisation, attribuable aux activités de développement en cours en date du 31 décembre 2025 et les estimations prévisionnelles des frais AMR attribuables aux activités de développement futures. L'OMHS d'éléments d'actif en Amérique du Nord et dans la région extracôtière de l'Afrique totale de la Société qui a été prise en considération dans les produits des activités ordinaires nets futurs relatifs aux réserves est indexée au taux d'inflation indiqué à la rubrique « Hypothèses relatives aux prix » de la présente notice annuelle.
2. En ce qui a trait aux réserves qui se trouvent au Canada, les produits des activités ordinaires nets futurs comprennent les frais de conformité à la tarification du carbone, conformément aux politiques en matière de GES des provinces. En Colombie-Britannique et au Manitoba, la tarification du carbone atteindra 170 \$ la tonne en 2030, en Alberta, 130 \$ la tonne en 2028 (tel qu'indiqué dans le protocole d'entente de novembre 2025 entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta), et en Saskatchewan, aucune tarification du carbone n'est actuellement en vigueur. Se reporter à la rubrique intitulée « Questions d'ordre réglementaire » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements au sujet des politiques en matière de GES.
3. La valeur unitaire (\$/bep) est fondée sur les réserves nettes de la Société.
4. La valeur actualisée nette après impôts tient compte des soldes des comptes de ressources aux fins de l'impôt existants de la Société et de la réglementation fiscale actuelle et ne constitue pas une estimation de la valeur à l'échelle de l'entreprise consolidée, laquelle pourrait être considérablement différente. Pour obtenir des renseignements à l'échelle de l'entreprise consolidée, se reporter aux états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et au rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 datés du 4 mars 2026.
5. Les produits des activités ordinaires nets futurs ne tiennent pas compte de la provision pour intérêts, des frais généraux et administratifs ou de l'incidence que pourraient avoir les activités de gestion des risques.

Hypothèses relatives aux prix

Les prix de référence du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN ainsi que les taux d'inflation et les cours du change qui ont servi à établir les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants concordent avec les prix prévisionnels moyens établis par les trois consultants, Sproule ERCE, GLJ et McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») en date du 31 décembre 2025. Le tableau suivant présente un résumé des prix prévisionnels moyens établis par les trois consultants. Tous les prix sont indexés à 2 % par année après 2030.

		2026	2027	2028	2029	2030
Pétrole brut et LGN						
WTI	(\$ US/b)	59,92	65,10	70,28	71,93	73,37
WCS	(\$ CA/b)	65,13	70,43	76,90	78,71	80,29
Pétrole léger non corrosif canadien	(\$ CA/b)	77,54	83,60	90,17	92,32	94,17
Mélange corrosif léger à Cromer	(\$ CA/b)	75,09	81,56	86,95	89,19	90,98
C5+ à Edmonton	(\$ CA/b)	80,01	86,19	92,83	95,04	96,94
Brent	(\$ US/b)	63,92	69,13	74,36	76,10	77,62
Gaz naturel						
AECO	(\$ CA/MBtu)	3,00	3,30	3,49	3,58	3,65
Westcoast Station 2, en Colombie-Britannique	(\$ CA/MBtu)	2,66	3,07	3,25	3,34	3,41
Henry Hub	(\$ US/MBtu)	3,74	3,78	3,85	3,93	4,01

Notes complémentaires au tableau des hypothèses relatives aux prix

1. Les prix de référence sont définis de la façon suivante :

- « WTI » désigne le prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma.
- « WCS » désigne le pétrole Western Canadian Select, mélange de pétroles bruts lourds et de bitume mêlé de diluants synthétiques non corrosifs et de condensats, à Hardisty, en Alberta. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, de pétrole brut lourd de Pelican Lake, de bitume extrait par récupération thermique et de bitume minier.
- « Pétrole léger non corrosif canadien » désigne le prix du pétrole brut léger (40 °API) mélangé non corrosif à faible teneur en soufre, à Edmonton, en Alberta. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de pétrole brut léger et de densité moyenne et de PBS.
- « Mélange corrosif léger à Cromer » désigne le prix du mélange de pétrole brut léger (35 °API) corrosif à Cromer, au Manitoba. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de pétrole brut léger et de densité moyenne du sud-est de la Saskatchewan et du sud-ouest du Manitoba.
- « C5+ à Edmonton » désigne les pentanes plus à Edmonton, en Alberta. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de LGN; il sert également à établir le coût des diluants associés aux réserves de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire et de bitume extrait par récupération thermique.
- « Brent » désigne le prix de référence du pétrole brut de l'Europe, de l'Afrique et du Moyen-Orient. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de pétrole brut léger de la région extracôtière de l'Afrique.
- « AECO » désigne le prix auquel le gaz naturel de l'Alberta est vendu au carrefour AECO-C situé dans le sud-est de l'Alberta. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de gaz naturel de l'Amérique du Nord (à l'exclusion de la Colombie-Britannique).
- « Westcoast Station 2, en Colombie-Britannique » désigne le point de livraison du gaz naturel sur le réseau d'Enbridge Inc., à Chetwynd, en Colombie-Britannique. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir les réserves de gaz naturel de la Colombie-Britannique.
- « Henry Hub » désigne le carrefour de distribution sur le réseau de gazoducs situé à Erath, en Louisiane. Il s'agit du prix de référence qui a servi à établir le prix des contrats à terme sur gaz naturel à la New York Mercantile Exchange.

2. En date du 1^{er} avril 2021, le manuel COGE comprendra des lignes directrices relatives aux prix prévisionnels en vue de l'établissement des prévisions relatives aux prix des produits de base qui servent à évaluer les réserves. La méthodologie adoptée à la fin de l'exercice 2025 par Sproule ERCE, GLJ et McDaniel pour établir les prix prévisionnels est conforme aux lignes directrices du manuel COGE.

3. L'hypothèse des prix et des coûts prévisionnels suppose le maintien des lois et des règlements en vigueur, et l'augmentation des prix de vente à la tête du puits tient également compte de l'inflation. Les prix de vente sont fondés sur les prix de référence donnés ci-dessus et rajustés, par terrain, pour tenir compte de la qualité et du transport.

4. En 2025, la Société a touché un prix moyen, déduction faite des frais de mélange et sans tenir compte des activités de gestion des risques, de 87,45 \$/b pour le pétrole brut léger et de densité moyenne, de 73,74 \$/b pour le pétrole brut lourd extrait par récupération primaire, de 75,07 \$/b pour le pétrole brut lourd de Pelican Lake, de 72,42 \$/b pour le bitume extrait par récupération thermique, de 53,16 \$/b pour le bitume minier, de 87,10 \$/b pour le PBS, de 54,58 \$/b pour les LGN et de 2,51 \$/kpi³ pour le gaz naturel.

5. Les frais de production et les dépenses en immobilisations sont indexés en fonction du taux d'inflation des coûts moyens des trois consultants, soit 0 % par année pour 2026 et 2 % par année pour 2027 et par la suite pour tous les produits.

6. Dans le cadre de l'évaluation de 2025, les trois consultants ont utilisé un cours du change moyen de 0,7277 \$ US/\$ CA pour 2026, de 0,7367 US/\$ CA pour 2027 et de 0,7400 \$ US/\$ CA pour 2028 et par la suite.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Réserves non développées

Les réserves non développées sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'accumulations connues dont le développement et la mise en production nécessitent des dépenses considérables. Les ajouts aux réserves non développées s'expliquent par l'un ou plusieurs des événements suivants : les acquisitions conclues et les activités de forage intercalaire ou d'extension ou la récupération améliorée exercées pendant l'exercice au cours duquel l'un ou l'autre de ces événements s'est produit pour la première fois. Les ERQI ont estimé les réserves prouvées et probables non développées conformément aux méthodes et aux normes stipulées dans le manuel COGE.

Réserves prouvées non développées

Exercice	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
2023									
Attribution initiale	26	24	—	68	—	35	2 063	82	579
Total	100	80	55	2 596	—	83	10 045	398	4 986
2024									
Attribution initiale	32	22	—	56	—	—	1 982	166	607
Total	129	88	53	2 603	—	96	11 625	533	5 440
2025									
Attribution initiale	47	22	—	82	—	—	905	96	398
Total	160	92	55	2 603	14	91	11 873	575	5 568

Réserves probables non développées

Exercice	Pétrole brut léger et de densité moyenne (Mb)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (Mb)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (Mb)	Bitume extrait par récupération thermique (Mb)	Bitume minier (Mb)	Pétrole brut synthétique (Mb)	Gaz naturel (Gpi ³)	Liquides de gaz naturel (Mb)	Barils d'équivalent pétrole (Mbep)
2023									
Attribution initiale	13	15	—	30	—	18	1 076	43	299
Total	48	64	27	1 635	—	18	7 717	257	3 335
2024									
Attribution initiale	14	12	—	18	—	—	1 213	98	343
Total	58	65	28	1 630	—	18	8 569	340	3 567
2025									
Attribution initiale	26	15	1	22	—	—	283	35	145
Total	75	69	30	1 620	—	18	8 021	320	3 469

L'attribution de certaines réserves prouvées non développées et réserves probables non développées au-delà de deux ans est fondée sur le plan de développement et d'investissement de la Société, qui vise à optimiser l'exploitation et à créer une corrélation entre les investissements de capitaux et les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs. Le calendrier de développement prolongé n'a aucune incidence sur le degré de certitude rattaché aux estimations des réserves de chacune des catégories. Le rapport d'évaluation des réserves des ERQI documente l'évaluation et l'attribution des réserves non développées, et les motifs à l'appui, selon une méthode qui dépasse les exigences du calendrier de développement prévues par le Règlement 51-101. Les motifs de la Société concernant les calendriers de développement des réserves de plus deux ans sont résumés ci-dessous, selon le type de produit :

1. Les réserves non développées de pétrole brut léger et de densité moyenne et de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire sont situées dans les principales régions où la Société exerce ses activités dans l'Ouest canadien et dans la région extracôtière de l'Afrique. Les éléments à l'appui du calendrier de développement comprennent les suivants :
 - des projets d'investissement assujettis à des contraintes relatives aux installations et des plans de développement conçus pour optimiser l'exploitation et assurer la production pendant toute la durée de vie utile des installations;
 - la présence de thèmes de ressources faisant actuellement l'objet d'activités de développement intensives;
 - des projets de RAP ou d'injection d'eau qui présentent des possibilités de développement courant intéressantes;
 - la limitation du forage de développement ou le ralentissement de celui-ci en raison de restrictions strictes en matière de facteurs ESG ou de développement réglementaire;
 - des projets extracôtiers assortis de longs délais d'exécution et de contraintes pour les installations.
2. Le pétrole brut lourd de Pelican Lake est produit dans le cadre d'un grand projet de RAP du pétrole brut lourd par injection de polymères assorti de contraintes chimiques et relatives aux installations. Le plan de développement vise à optimiser l'achat et l'utilisation des produits chimiques et à assurer la production pendant toute la durée de vie des installations.
3. Les plans de développement du bitume extrait par récupération thermique sont conçus pour optimiser l'exploitation et assurer la production pendant toute la durée de vie utile des installations pour les 50 prochaines années.
4. Les réserves de bitume minier et de pétrole brut synthétique sont associées à deux grands projets d'extraction et de valorisation des sables bitumineux assortis de longs délais d'exécution et de contraintes pour les installations. Les plans de développement sont conçus pour optimiser l'exploitation et assurer la production pendant toute la durée de vie utile des installations.
5. Les réserves de gaz naturel non développées sont situées dans les principales régions où la Société exerce ses activités dans l'Ouest canadien. Les éléments à l'appui du calendrier de développement comprennent les suivants :
 - des projets d'investissement assujettis à des contraintes relatives aux installations et des plans de développement conçus pour optimiser l'exploitation et assurer la production pendant toute la durée de vie utile des installations;
 - la présence de thèmes de ressources faisant actuellement l'objet d'activités de développement intensives;
 - la limitation du forage de développement ou le ralentissement de celui-ci en raison de restrictions strictes en matière de facteurs ESG ou de développement réglementaire.

Facteurs ou incertitudes importants ayant une incidence sur les données relatives aux réserves

Le plan de développement des réserves non développées de la Société s'appuie sur des hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels. Selon les prix ayant effectivement cours, certains projets pourraient être devancés ou reportés.

Le processus à suivre pour évaluer les réserves est tributaire d'un certain nombre de facteurs internes et externes. Il arrive souvent que des révisions soient nécessaires pour tenir compte de la modification des données techniques acquises et des résultats historiques, de la variation des frais de production et des frais de développement, de la fluctuation du prix des produits, de l'évolution de la conjoncture économique, de la modification des régimes de redevances et de la réglementation environnementale et des percées technologiques futures. Il y a lieu de se reporter à la sous-rubrique « Incertitude inhérente à l'estimation des réserves » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle à ce sujet.

Frais de développement futurs

Le tableau suivant présente sommairement les frais de développement futurs non actualisés calculés à partir des taux d'inflation et des cours du change moyens utilisés par les trois consultants en date du 31 décembre 2025. Les frais de développement futurs excluent tous les frais d'abandon, de mise hors service et de remise en état (« AMR »). Les frais AMR sont pris en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs et comprennent l'obligation de mise hors service d'éléments d'actif (l'« OMHS ») en Amérique du Nord et dans la région extracôtière de l'Afrique totale de la Société, sans tenir compte de l'inflation et de l'actualisation, attribuable aux activités de développement en cours en date du 31 décembre 2025 et les estimations prévisionnelles des frais AMR attribuables aux activités de développement futures.

Frais de développement futurs (non actualisés)

(en millions de dollars)	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total	Actualisés au taux de 10 %
Total des réserves prouvées								
Amérique du Nord	4 580	5 250	5 371	5 915	5 432	78 883	105 432	40 346
Région extracôtière de l'Afrique	400	50	22	17	24	130	643	532
Total – Société	4 980	5 300	5 392	5 932	5 457	79 014	106 074	40 878
Total des réserves prouvées et probables								
Amérique du Nord	4 741	5 503	5 646	6 247	5 746	101 318	129 200	45 531
Région extracôtière de l'Afrique	453	59	22	17	24	130	705	590
Total – Société	5 194	5 562	5 667	6 264	5 770	101 448	129 906	46 122

La direction estime que les rentrées de fonds autogénérées, les facilités de crédit actuelles et l'accès aux marchés des capitaux d'emprunt suffiront à financer les frais de développement futurs. La Société ne prévoit pas que le coût du financement compromettra la rentabilité du développement de l'un ou l'autre des terrains.

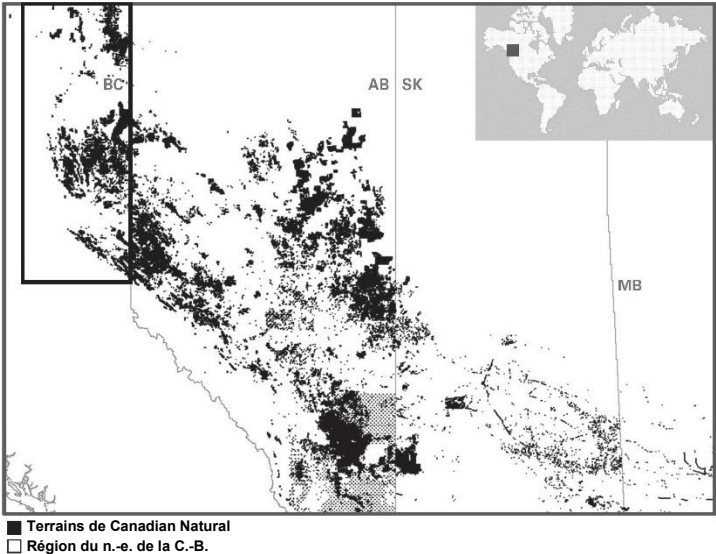
Autre information concernant le pétrole et le gaz

PRODUCTION QUOTIDIENNE

Le tableau suivant présente sommairement la production, sans tenir compte des redevances, tirée des terrains recelant du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Région	Taux de production quotidiens moyens de 2025		Taux de production quotidiens moyens de 2024	
	Pétrole brut et LGN (b)	Gaz naturel (Mpi³)	Pétrole brut et LGN (b)	Gaz naturel (Mpi³)
Amérique du Nord				
Nord-est de la Colombie-Britannique	22 769	958	23 170	882
Nord-ouest de l'Alberta	108 544	1 151	69 651	903
Plaines du Nord	412 134	165	401 549	168
Plaines du Sud	22 786	262	11 401	180
Sud-est de la Saskatchewan	3 168	2	3 517	3
Extraction et valorisation des sables bitumineux	565 102	—	472 245	—
Total – Amérique du Nord	1 134 503	2 538	981 533	2 136
Activités internationales				
Secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni	8 468	3	11 536	2
Région extracôtière de l'Afrique	3 204	6	12 534	9
Total – International	11 672	9	24 070	11
Total – Société	1 146 175	2 547	1 005 603	2 147

Nord-est de la Colombie-Britannique

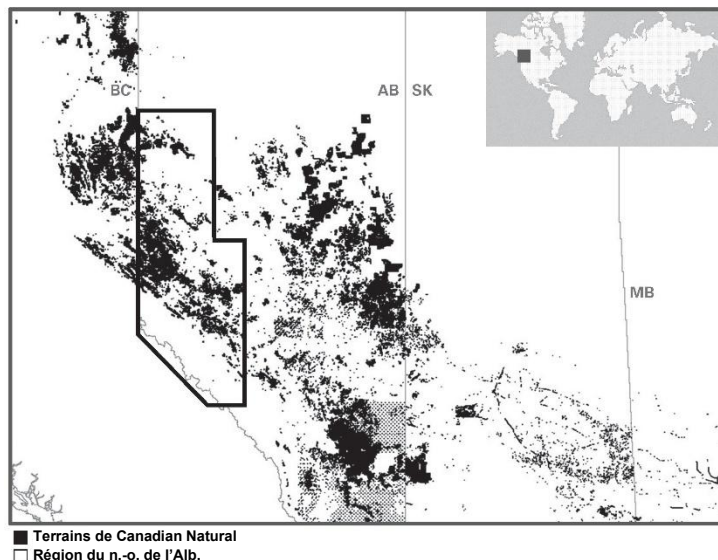


Une partie importante de la formation de Montney se trouve dans la région du nord-est de la Colombie-Britannique qui présente des possibilités d’exploration et de développement et compte de grandes infrastructures contrôlées par la Société. La stratégie d’exploration est axée sur une évaluation globale faite au moyen d’études sismiques bidimensionnelles et tridimensionnelles et sur le ciblage des zones d’intérêt économique situées à proximité de l’infrastructure actuelle.

Cette région comprend les éléments d'actif de gaz naturel de Septimus, d'Umbach/Nig et de Townsend Montney, ainsi que la propriété d'une capacité de traitement du gaz naturel et une capacité de traitement du gaz naturel réservée à des tiers.

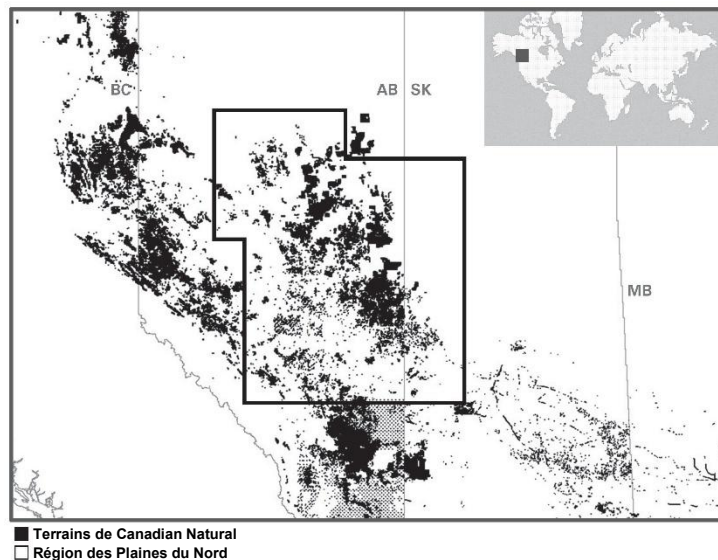
La partie sud de cette zone comprend l'actif de la Société situé dans les Foothills de la Colombie-Britannique; le gaz naturel que l'on retrouve dans cette zone extrêmement structurale provient des réservoirs profonds du Mississippien et du Trias.

Nord-ouest de l'Alberta



Cette région est située à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, le long de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta, et regroupe des terrains de première catégorie dans les zones utiles multiples du bassin enfoui recelant du gaz naturel riche en liquides et en pétrole brut léger. Le nord-ouest de l'Alberta regroupe des biens-fonds faisant majoritairement partie de la formation de Duvernay, de la formation de Montney et de la formation de Spirit River et recèle des possibilités d'exploration et de développement de même qu'un vaste portefeuille d'infrastructures dont la Société est propriétaire et exploitante. Dans cette région, la Société produit du pétrole brut léger, des LGN et du gaz naturel provenant d'horizons multiples, souvent complexes sur le plan technique, dont les formations sont situées à des profondeurs allant de 700 à 4 500 mètres. Les emplacements sont délimités à l'aide de données sismiques bidimensionnelles et tridimensionnelles. La partie sud-ouest de la région comporte également de nombreux éléments d'actif situés dans les Foothills, dont le gaz naturel provient des gisements profonds du Mississippien et du Trias.

Plaines du Nord



Cette région s'étend depuis le sud d'Edmonton, en Alberta, en direction nord jusqu'à Fort McMurray, en Alberta, et depuis le nord-ouest de l'Alberta jusqu'à l'ouest de la Saskatchewan. Dans la majeure partie de la région, les réserves de gaz naturel acide et non corrosif proviennent de nombreux horizons productifs situés à des profondeurs atteignant environ 1 500 mètres. Dans la partie sud-ouest de la région, on trouve également du pétrole brut léger et des LGN un peu plus en profondeur. Dans cette zone, la Société cible les possibilités de développement et d'exploration qui présentent peu de risques.

À proximité des régions de Lloydminster, de Bonnyville et de Slave Lake, en Alberta, les réserves de pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (d'une densité moyenne allant de 10 °API à 14 °API) et de gaz naturel sont exploitées au moyen de trous de forage verticaux, inclinés et horizontaux depuis un certain nombre d'horizons productifs allant jusqu'à 1 000 mètres de profondeur. La viscosité du pétrole brut et la qualité du réservoir déterminent la quantité de pétrole brut extraite de celui-ci. Pour que la production de pétrole brut lourd soit rentable, le producteur doit être efficace. La Société continue de comprimer ses frais grâce à la position dominante que lui procurent ses nombreux biens-fonds et la vaste infrastructure, notamment les installations d'élimination, qu'elle détient.

Les avoirs de la Société dans cette région qui produisent principalement du pétrole brut lourd extrait par récupération primaire proviennent d'achats de terres publiques et d'acquisitions. Le réseau pipelinier ECHO, dont la Société est propriétaire exclusive, est également situé dans cette région. Le pipeline ECHO a une capacité maximale de 78 000 b/j, ce qui permet à la Société de transporter ses propres volumes de production à un coût de production réduit. Grâce à ce pipeline, la Société peut mieux contrôler l'ensemble des frais de développement et de commercialisation de son pétrole brut lourd.

Dans la partie nord de cette région, à environ 325 kilomètres au nord d'Edmonton, en Alberta, se trouvent les biens-fonds de la Société situés à Pelican Lake. Ces éléments d'actif produisent du pétrole brut lourd de Pelican Lake provenant de la formation Wabiskaw dont la densité varie de 12 à 17 °API. Les frais de production sont faibles, étant donné la présence d'installations de collecte et de pipelines. La Société est propriétaire majoritaire de l'infrastructure, des routes, des socles de forage, des pipelines de collecte et de vente, des installations, des usines à gaz et des compresseurs nécessaires au développement économique du vaste gisement de pétrole brut situé sur ces biens-fonds, y compris le pipeline Pelican Lake, dont elle est propriétaire et exploitante exclusive, et trois grandes installations pétrolières d'une capacité de 85 000 b/j. Elle a recours à une technique de RAP faisant appel à l'injection de polymères pour accroître la récupération ultime à partir du champ.

La production de bitume extrait par récupération thermique provenant des champs Primrose et Wolf Lake, situés à proximité de Bonnyville, en Alberta, dont la Société est propriétaire exclusive, est obtenue à l'aide de procédés qui utilisent la vapeur afin d'augmenter la récupération de bitume. Les procédés utilisés par la Société sont la SICV, le SAGD et l'injection de vapeur. Ces procédés de récupération font appel à l'injection de vapeur afin de chauffer les gisements de bitume, de réduire la viscosité et d'augmenter ainsi la faculté d'écoulement du bitume. On trouve également dans la région une infrastructure de réseaux de collecte et une usine de traitement à Wolf Lake dont la capacité est de 140 000 b/j. La Société détient une participation de 50 % dans une installation de cogénération capable de produire 84 mégawatts d'électricité. Elle continue d'optimiser les procédés de SICV et d'injection de vapeur, ce qui améliore considérablement la productivité des puits et la récupération ultime du bitume.

La Société est propriétaire exclusive de deux installations thermiques de SAGD dans la zone de Kirby située à proximité du lac La Biche, en Alberta, où se trouve une infrastructure et une usine de traitement dont la capacité totale est de 80 000 b/j. L'injection de solvant a commencé sur la plateforme de SAGD à l'échelle commerciale de la Société à Kirby North en juin 2024 et les 8 puits injectent maintenant du solvant.

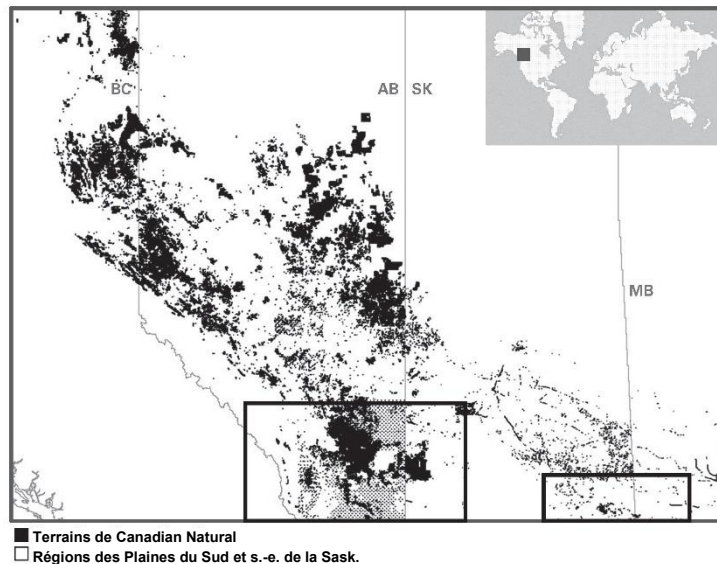
La Société a une participation exclusive dans l'usine de récupération thermique par SAGD du projet Jackfish et dans les biens-fonds de Pike qui sont contigus au projet Jackfish. L'infrastructure du projet Jackfish se compose de trois usines de traitement et de pipelines de collecte dont la capacité totalise 120 000 b/j. Les travaux de forage et de mise en valeur du pipeline à l'appui du projet Pike 1 ont commencé à la fin de 2024 avec le forage par la Société de deux plateformes de SAGD en 2025, qui sont reliées aux installations existantes de Jackfish. La première de ces deux plateformes est entrée en production à la fin de 2025, la seconde devant entrer en production au deuxième trimestre de 2026, et les deux devraient maintenir les usines de Jackfish à leur pleine capacité.

Plaines du Sud et sud-est de la Saskatchewan

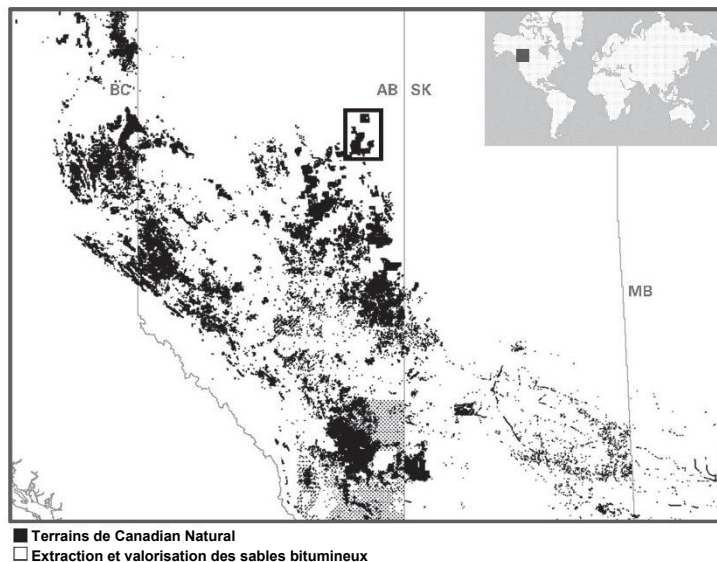
La région des Plaines du Sud est située principalement au sud des Plaines du Nord et s'étend jusqu'à la frontière américaine et dans l'ouest de la Saskatchewan.

Les réserves de gaz naturel, de LGN et de pétrole brut léger et de densité moyenne se trouvent dans divers horizons productifs à des profondeurs allant jusqu'à 2 300 mètres. Cette région du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est l'une de celles dont le potentiel est le mieux connu et doit constamment faire l'objet d'une compression des frais d'exploitation au moyen de l'utilisation efficace des installations existantes, de la polyvalence de la conception de l'infrastructure et de regroupement de participations, s'il y a lieu.

La région du sud-est de la Saskatchewan se trouve dans la partie sud-est de la province et dépasse les frontières du Manitoba. On y produit surtout du pétrole brut léger corrosif provenant d'horizons productifs multiples situés à des profondeurs atteignant 2 700 mètres.



Extraction et valorisation des sables bitumineux



Projet Horizon : La Société détient un intérêt économique direct et exclusif dans ses baux du projet Horizon, qui sont situées à environ 70 kilomètres au nord de Fort McMurray, en Alberta. En 2021, la Société a réalisé l'acquisition d'une participation passive nette de 5 % dans une concession de sables bitumineux existante de la Société.

Les ressources de sables bitumineux du projet Horizon se trouvent dans la formation McMurray du Crétacé, qui est subdivisée en trois niveaux informels, soit le niveau inférieur, le niveau central et le niveau supérieur. La majeure partie des ressources de sables bitumineux du projet Horizon se trouvent dans les niveaux inférieur et central de la formation McMurray, à des profondeurs allant de 50 à 100 mètres sous la surface.

Le projet Horizon, accessible par une route et une bande d'atterrissage privées, englobe l'exploitation à ciel ouvert de sables bitumineux, l'extraction du bitume, la valorisation du bitume et l'infrastructure connexe. Les sables bitumineux sont extraits au moyen d'une technique traditionnelle faisant appel à des camions et à des pelles. Le minerai est traité aux installations d'extraction et de traitement des mousses afin de produire le bitume, qui est valorisé sur place pour obtenir du PBS. Le PBS est ensuite transporté depuis l'emplacement au moyen de pipelines jusqu'à la région d'Edmonton pour être distribué. L'électricité et la vapeur nécessaires à l'exploitation sont fournies par deux usines de cogénération situées sur place, qui ont une capacité nominale combinée de 180 mégawatts.

En 2005, le conseil d'administration a approuvé le projet, autorisant la direction à procéder à la phase 1 du projet Horizon, dont la capacité théorique s'établit à 110 000 b/j. La production de PBS a débuté en 2009. Par la suite, la Société a terminé la phase 2A (raccordement de l'usine de cokéfaction) en 2014, qui a été suivie de l'achèvement de la phase 2B (agrandissement) en 2016 et de l'achèvement de la phase 3 (agrandissement) en 2017, portant la capacité de production totale à environ 250 000 b/j. En 2018, la Société a acquis le projet de sables bitumineux Joslyn, ce qui a accru ses réserves totales de sables bitumineux pouvant servir aux activités d'extraction et de valorisation. L'intégration des baux d'exploitation de Joslyn (désormais, Horizon South) au plan minier a permis à la Société de poursuivre l'exploitation au sud de l'emplacement visé par les anciens baux d'exploitation de

Horizon et d'optimiser davantage les coûts. En 2024, la Société a réalisé un projet d'amélioration de la fiabilité à Horizon faisant passer l'intervalle de traitement d'une année à deux années, portant ainsi la capacité de production annuelle moyenne totale à environ 264 000 b/j.

Projet SBA : En 2017, la Société a acquis une participation de 70 % dans le projet SBA, une coentreprise d'extraction et de valorisation de sables bitumineux située en Alberta, au Canada. En 2024, la Société a acquis une participation supplémentaire de 20 % dans le projet SBA, ce qui porte sa participation à 90 %. En 2025, la Société a acquis la participation de 10 % restante dans les mines du projet SBA en échange d'un intérêt économique direct de 10 % dans l'usine de valorisation de Scotford (inexploitée) et le projet Quest. Après la clôture de l'opération, la Société détient une participation exclusive dans les mines du projet SBA et une participation de 80 % dans l'usine de valorisation de Scotford et le projet Quest. L'actif servant à l'exploitation et à l'extraction dans le cadre du projet SBA est situé dans la région de l'Athabasca, à proximité de Fort McMurray, en Alberta, et comprend les mines Muskeg River et Jackpine. Shell exploite l'usine de valorisation Scotford, y compris le projet Quest, qui est située près de Fort Saskatchewan, au nord-est d'Edmonton, en Alberta, et a recours à une technologie d'affinage par chromatographie en phase liquide qui permet de transformer efficacement les résidus en mazouts et en carburants de transport de grande qualité par hydrocraquage.

Le bitume est extrait des gisements de sables bitumineux au moyen de camions et de technologies de pelletage conventionnelles. Le minerai est ensuite traité dans les installations d'extraction et de traitement de la mousse pour produire du bitume. Le mélange de bitume dilué provenant des mines Muskeg River et Jackpine est transporté jusqu'à l'usine de valorisation Scotford sur le réseau pipeline Corridor, qui appartient à des tiers, où il est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique de l'Albien de qualité supérieure, en pétrole brut synthétique lourd de l'Albien et en gazoil sous vide et, dans certaines circonstances, en d'autres mélanges lourds. Le diluant est retransporté de l'usine de valorisation Scotford à la mine Muskeg River au moyen du réseau pipeline Corridor combiné. La Société a conclu une convention de soutirage à long terme avec Shell en vue de l'achat de gazoil sous vide au tarif du marché, de même que des conventions en vue de la vente de volumes de pétrole synthétique de l'Albien de qualité supérieure et de pétrole synthétique brut de l'Albien provenant de l'usine de valorisation Scotford au tarif du marché.

En 2024, un projet de désengorgement à l'usine de valorisation de Scotford a été achevé, ce qui a porté la capacité de production brute du projet SBA à environ 328 000 b/j. Shell a obtenu en 2013 l'approbation de la Commission d'examen conjoint de même que d'autres approbations connexes relativement à un agrandissement de 100 000 b/j de la mine Jackpine et, en 2019, a obtenu les approbations principales qui lui manquaient.

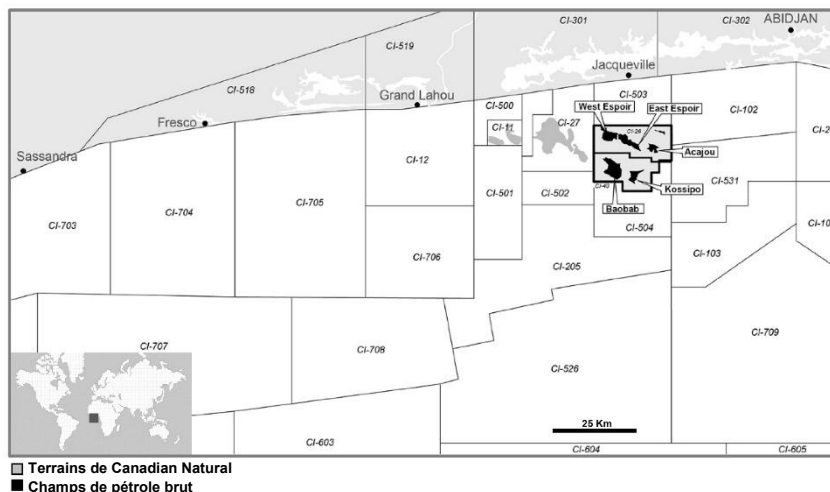
Royaume-Uni – Mer du Nord

La Société, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive CNR International (U.K.) Limited, auparavant Ranger Oil (U.K.) Limited, a exercé des activités dans la mer du Nord pendant plus de 40 ans et y a élaboré une vaste base de données, acquis une expérience considérable en matière d'exploitation et s'y est dotée d'un personnel expérimenté. Ces dernières années, en raison de la conjoncture réglementaire et économique et des perspectives commerciales de plus en plus difficiles au Royaume-Uni, la Société a établi que les champs Ninian, Columba, Lyell et Strathspey n'étaient plus rentables et a radié les réserves de pétrole brut et de gaz naturel connexes au 31 décembre 2022. Au cours de 2025, la Société a établi que le bloc T (qui comprend les champs Tiffany, Toni et Thelma) n'était plus rentable et a radié les réserves de pétrole brut et de gaz naturel connexes au 31 décembre 2025. La Société est en train de liquider et de mettre hors service l'intégralité de ses actifs et activités restants en mer du Nord, avec la remise des licences associées au gouvernement britannique.

Nonobstant les activités de mise hors service, quatre champs de pétrole brut sont restés en production à la fin de 2025, notamment Ninian Central, situé dans la partie nord de la mer du Nord où la Société détient un intérêt économique direct exclusif à titre d'exploitante, et le bloc T (qui comprend les champs Tiffany, Toni et Thelma), situé dans la partie centrale de la mer du Nord où la Société détient un intérêt économique direct exclusif à titre d'exploitante. La Société continue également de toucher des revenus tarifaires de tiers en contrepartie du traitement du pétrole brut et du gaz naturel qui est effectué au moyen de la plateforme Ninian Central.

Région extracôtière de l'Afrique

Côte d'Ivoire



La Société est propriétaire de participations dans deux permis situés au large de la Côte d'Ivoire. La Société a un premier intérêt économique direct de 58,7 %, à titre d'exploitante, dans le champ Espoir du bloc CI-26, qui est situé entre 100 et 700 mètres de profondeur d'eau. Le champ Espoir Est est en production depuis 2002, et Espoir Ouest, depuis 2006. Le pétrole brut tiré des champs Espoir Est et Espoir Ouest est produit au moyen d'une unité flottante de production, de stockage et de déchargement (« unité FPSO ») exclusive, et le gaz naturel associé est acheminé jusqu'à la côte par un pipeline sous-marin en vue de la production d'électricité locale. Le permis pour l'autorisation d'exploitation exclusive CI-26 expire le 24 juillet 2026. Au cours de 2025, la Société a déterminé qu'il n'était pas rentable de poursuivre le développement du champ Espoir et a avisé le gouvernement de la Côte d'Ivoire qu'elle ne demanderait pas de prolongation pour ce permis. Conformément aux modalités de l'autorisation d'exploitation exclusive et au contrat de partage de la production connexe avec le gouvernement de la Côte d'Ivoire, le contrôle du bloc CI-26, qui inclut l'unité FPSO et les autres infrastructures associées, reviendra au gouvernement de la Côte d'Ivoire à l'expiration de l'autorisation d'exploitation exclusive.

La Société a un second permis, qui a été prolongé en 2025 et passant de 2028 à 2038, sous la forme d'un intérêt économique direct de 57,6 %, à titre d'exploitante, dans le champ Baobab du bloc CI-40, qui est situé à huit kilomètres au sud des installations du champ Espoir et entre 1 000 et 1 400 mètres de profondeur d'eau. Le champ Baobab a été mis en production en 2005. Le pétrole brut tiré du champ Baobab est produit au moyen d'une unité FPSO exclusive, et le gaz naturel associé est acheminé jusqu'à la côte par un pipeline sous-marin. La production à Baobab a été interrompue temporairement le 31 janvier 2025, comme prévu, par le débranchement de l'unité FPSO et son remorquage en cale sèche dans le cadre de réparations visant à prolonger la durée de vie de l'unité. L'unité FPSO sera retournée au champ et raccordée, et la production devrait reprendre au deuxième trimestre de 2026. La Société prévoit de commencer d'autres activités de développement à Baobab au troisième trimestre de 2026 avec un programme de forage qui devrait être achevé au troisième trimestre de 2027.

Afrique du Sud

La Société détient un intérêt économique direct non exploité de 20 % dans le bloc 11B/12B (le « bloc ») au large de la côte sud-est de l'Afrique du Sud. En 2024, la Société et deux de ses partenaires ont donné un avis de retrait du bloc, avec prise d'effet à l'octroi du droit de production et au transfert de propriété connexe au partenaire restant, actuellement prévus en 2026.

Puits de pétrole brut et de gaz naturel exploités et inexploités

Le tableau suivant présente sommairement le nombre de puits dans lesquels la Société a un intérêt économique direct, qui étaient exploités ou étaient pourvus des mécanismes requis à cette fin en date du 31 décembre 2025.

Puits exploités	Puits de gaz naturel		Puits de pétrole brut		Total des puits	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Alberta	34 260	29 887,3	10 777	10 045,3	45 037	39 932,6
Colombie-Britannique	1 823	1 682,0	125	116,0	1 948	1 798,0
Saskatchewan	9 136	8 373,4	1 877	1 057,8	11 013	9 431,2
Manitoba	—	—	136	117,2	136	117,2
Total – Canada	45 219	39 942,7	12 915	11 336,3	58 134	51 279,0
Secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni						
Région extracôtière de l'Afrique	—	—	23	23,0	23	23,0
Côte d'Ivoire	—	—	13	7,6	13	7,6
Total – Société	45 219	39 942,7	12 951	11 366,9	58 170	51 309,6

Le tableau suivant présente sommairement le nombre de puits dans lesquels la Société a un intérêt économique direct, qui n'étaient pas exploités ou n'étaient pas pourvus des mécanismes requis à cette fin en date du 31 décembre 2025.

Puits non exploités	Puits de gaz naturel		Puits de pétrole brut		Total des puits	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Alberta	9 184	7 650,3	12 257	11 122,0	21 441	18 772,3
Colombie-Britannique	2 378	2 124,1	393	348,1	2 771	2 472,2
Saskatchewan	1 211	1 138,8	3 563	2 891,0	4 774	4 029,8
Manitoba	—	—	158	100,5	158	100,5
Territoire du Nord-Ouest	89	11,2	—	—	89	11,2
Total – Canada	12 862	10 924,4	16 371	14 461,6	29 233	25 386,0
Secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni						
Région extracôtière de l'Afrique	3	3,0	23	23,0	26	26,0
Côte d'Ivoire	—	—	27	15,6	27	15,6
Total – Société	12 865	10 927,4	16 421	14 500,2	29 286	25 427,6

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente sommairement les terrains non prouvés de la Société en date du 31 décembre 2025.

Pays (en milliers d'acres)	Bruts	Nets
Canada	24 791	20 616
États-Unis	1	1
Secteur de la mer du Nord appartenant au Royaume-Uni	85	83
Côte d'Ivoire	92	52
Afrique du Sud	2 933	587
Total – Société	27 902	21 338

Lorsque la Société détient des participations ou des intérêts économiques directs dans différentes formations sous la même surface aux termes de baux distincts, la superficie visée par chacun de ceux-ci est prise en considération dans les chiffres bruts et nets.

Environ 466 000 acres nets ont été attribués aux terrains de la Société qui sont situés en Amérique du Nord; on prévoit actuellement que les droits visant cette superficie expireront d'ici le 31 décembre 2026.

FACTEURS OU INCERTITUDES IMPORTANTS LIÉS AUX TERRAINS SANS RÉSERVES ATTRIBUÉES

Les terrains non prouvés de la Société sont divers et situés en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde. Il peut s'agir tant de zones de découverte où la tenure à bail est détenue indéfiniment sous réserve des résultats de tests aux hydrocarbures ou de la production que de zones d'exploration aux premières étapes de l'évaluation. La Société examine constamment la viabilité économique et le classement de ces terrains non prouvés en tenant compte du prix des produits, de l'accessibilité et de l'emploi des capitaux et du degré d'avancement des infrastructures dans une zone donnée. À la suite de cet examen, des activités de développement rentables sont planifiées sur certains terrains tandis que d'autres terrains sont gardés temporairement inactifs, vendus ou échangés ou encore, à l'expiration des droits, rendus à leur propriétaire.

CONTRATS À TERME

Dans le cours normal de ses activités, la Société prend un certain nombre d'engagements de livraison de pétrole brut et de gaz naturel aux termes de contrats et de conventions existants. Ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel sont suffisantes pour lui permettre d'honorer ses engagements.

FRAIS ENGAGÉS DANS LE CADRE DES ACTIVITÉS RELATIVES AU PÉTROLE BRUT, AU GAZ NATUREL ET AUX LGN EN 2025

(en millions de dollars)	Amérique du Nord	Mer du Nord	Région extracôtière de l'Afrique	Total
Acquisitions de terrains				
Terrains prouvés	3 534	—	—	3 534
Terrains non prouvés	172	—	—	172
Exploration	36	—	(46)	(10)
Développement	4 938	1 223	547	6 708
	8 680	1 223	501	10 404
Plus : Frais autres qu'en espèces nets et autres frais ⁽¹⁾	(2 684)	(1 207)	(34)	(3 925)
Frais engagés	5 996	16	467	6 479

(1) Les frais autres qu'en espèces et autres frais comprennent principalement les gains autres qu'en espèces sur les réévaluations et les gains sur cession liés à l'échange d'actifs du projet SBA achevé au quatrième trimestre de 2025, les modifications de l'OMHS et les autres ajustements apportés à la juste valeur.

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente sommairement les activités de forage de puits de pétrole brut et de gaz naturel que la Société a exercées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025. En 2025, le taux de succès, sans tenir compte des puits de service et des puits de forage stratigraphique, a atteint 99 %.

	Puits d'exploration		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada – Exploration et production				
Pétrole brut	2	2,0	366	355,5
Gaz naturel	—	—	99	78,1
Puits secs	1	1,0	1	1,0
Puits de service	—	—	58	58,0
Puits de forage stratigraphique	—	—	18	18,0
Total	3	3,0	542	510,6
Canada – Extraction et valorisation des sables bitumineux				
Puits de service	—	—	7	6,9
Puits de forage stratigraphique	—	—	439	416,1
Total	—	—	446	423,0
Total – Canada	3	3,0	988	933,6
Total – International	—	—	—	—
Total – Société	3	3,0	988	933,6

ACTIVITÉS EN 2026

La Société continuera de viser l'efficacité, la fiabilité et la sécurité dans le cadre de ses activités d'exploitation en 2026. En décembre 2025, la Société a publié son budget de dépenses en immobilisations⁽¹⁾ pour l'exploitation en 2026 d'environ 6 300 M\$. Avec ce budget, la Société vise une croissance de la production en 2026 : elle investit dans la production à court et moyen terme tout en amorçant l'ingénierie de base à l'égard d'éventuelles occasions supplémentaires de création de valeur à moyen et long terme. De plus, la Société a une cible de dépenses en immobilisations d'environ 125 M\$ liée à des projets de captage du carbone. La Société a une cible de 993 M\$ en frais d'abandon pour 2026. Par la suite, le 5 mars 2026, la Société a tiré parti de sa flexibilité en matière de capital en 2026 en réduisant les frais d'exploitation prévus d'environ 310 M\$, ce qui reflète une amélioration continue et des gains d'efficacité dans le cadre du programme de développement de la Société et un report des dépenses liées à l'ingénierie de base à l'égard de l'occasion d'expansion de la mine Jackpine de la Société au projet SBA. Un budget annuel de dépenses en immobilisations pour l'exploitation en 2026 de 5 990 M\$ est prévu, et les prévisions de production annuelles pour 2026 ont été revues à la hausse pour se situer entre 1 615 000 bep/j et 1 665 000 bep/j. Les budgets annuels et les prévisions évoluent et sont scrutés tout au long de l'exercice. Des modifications y sont apportées, au besoin, pour tenir compte de la volatilité des prix et de la variation du rendement tiré des projets et assurer l'équilibre entre les risques que comportent les projets et les horizons prévisionnels. Les prévisions mises à jour pour 2026 présentent un programme de forage équilibré tout au long de l'année et permettent de maintenir la souplesse nécessaire pour gérer efficacement l'affectation des capitaux.

Le budget de dépenses en immobilisations et les cibles de production pour 2026 constituent de l'information prospective. Il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Mises en garde » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet.

(1) Le budget de dépenses en immobilisations se fonde sur les dépenses en immobilisations nettes (mesure financière non conforme aux PCGR) et exclut les coûts d'acquisition nets. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières » du rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026, pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations nettes.

ESTIMATIONS DE LA PRODUCTION

Le tableau suivant présente la production quotidienne brute estimative de la Société pour 2026, en fait de réserves prouvées et de réserves probables, qui est prise en considération dans les estimations des réserves prouvées et des réserves probables en date du 31 décembre 2025 et établie au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

	Pétrole brut léger et de densité moyenne (b/j)	Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire (b/j)	Pétrole brut lourd de Pelican Lake (b/j)	Bitume extrait par récupération thermique (b/j)	Bitume minier (b/j)	Pétrole brut synthétique (b/j)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)	Liquides de gaz naturel (b/j)	Barils d'équivalent pétrole (bep/j)
Total des réserves prouvées									
Amérique du Nord	58 870	91 262	42 548	268 876	64 000	495 825	2 255	107 723	1 504 943
Région extracôtière de l'Afrique	7 867						6		8 851
Total – Société	66 737	91 262	42 548	268 876	64 000	495 825	2 261	107 723	1 513 794
Total des réserves probables									
Amérique du Nord	10 268	7 564	1 662	—	3 000	24 840	299	18 107	115 315
Région extracôtière de l'Afrique	93						—		164
Total – Société	10 362	7 564	1 662	—	3 000	24 840	300	18 107	115 479

Historique de production et produits d'exploitation nets

2025

	1 ^{er} trimestre	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	Clôture de l'exercice
Production et produits d'exploitation nets par produit en Amérique du Nord⁽¹⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne⁽²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	48 257	49 010	70 341	71 555	59 883
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	50 143	48 869	70 363	71 974	60 424
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	101,64 \$	85,10 \$	84,96 \$	73,79 \$	85,05 \$
Transport ⁽⁴⁾	13,53	10,74	6,38	5,59	8,49
Redevances ⁽⁵⁾	14,37	11,88	12,86	10,75	12,34
Frais de production ⁽⁶⁾	21,65	19,33	19,96	18,36	19,70
Produits d'exploitation nets	52,09 \$	43,15 \$	45,76 \$	39,09 \$	44,52 \$
Pétrole brut lourd extrait par récupération primaire⁽²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	85 604	87 288	87 705	90 900	87 888
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	83 479	88 959	87 319	91 568	87 852
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	81,76 \$	72,88 \$	75,55 \$	65,69 \$	73,74 \$
Transport ⁽⁴⁾	5,00	6,46	5,16	5,25	5,47
Redevances ⁽⁵⁾	14,36	9,98	12,70	11,40	12,06
Frais de production ⁽⁶⁾	18,13	17,44	16,46	14,87	16,68
Produits d'exploitation nets	44,27 \$	39,00 \$	41,23 \$	34,17 \$	39,53 \$
Pétrole brut lourd de Pelican Lake⁽²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	43 175	43 078	42 070	41 577	42 470
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	43 221	43 236	41 906	41 667	42 502
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	83,57 \$	73,94 \$	75,94 \$	66,75 \$	75,07 \$
Transport ⁽⁴⁾	4,21	5,42	4,62	4,30	4,64
Redevances ⁽⁵⁾	21,25	14,19	17,62	16,14	17,29
Frais de production ⁽⁶⁾	9,77	9,01	9,00	9,17	9,24
Produits d'exploitation nets	48,34 \$	45,32 \$	44,70 \$	37,14 \$	43,90 \$
Bitume extrait par récupération thermique⁽²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	284 706	274 789	274 752	266 308	275 086
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	285 844	278 538	267 744	269 778	275 410
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	77,96 \$	70,13 \$	74,83 \$	66,61 \$	72,42 \$
Transport ⁽⁴⁾	7,82	9,68	9,57	11,26	9,57
Redevances ⁽⁵⁾	17,24	9,59	16,01	11,14	13,50
Frais de production ⁽⁶⁾	11,23	11,05	10,35	11,72	11,09
Produits d'exploitation nets	41,67 \$	39,81 \$	38,90 \$	32,49 \$	38,26 \$
Gaz naturel					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (Mpi ³ /j) ⁽⁷⁾	2 436	2 398	2 658	2 657	2 538
Produits d'exploitation nets (\$/kpi ³)					
Prix de vente ⁽³⁾	3,06 \$	2,54 \$	1,45 \$	2,89 \$	2,47 \$
Transport ⁽⁴⁾	0,62	0,60	0,56	0,57	0,59
Redevances ⁽⁵⁾	0,11	0,08	0,02	0,09	0,08
Frais de production ⁽⁶⁾	1,16	1,07	1,14	1,09	1,11
Produits d'exploitation nets	1,17 \$	0,79 \$	(0,27) \$	1,14 \$	0,69 \$
Liquides de gaz naturel⁽²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	99 496	91 646	109 757	115 157	104 074
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	99 496	91 646	109 757	115 157	104 074
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	63,78 \$	52,68 \$	54,32 \$	48,55 \$	54,58 \$
Transport ⁽⁴⁾	2,41	2,30	3,31	1,59	2,40
Redevances ⁽⁵⁾	6,40	4,18	5,32	1,85	4,35
Frais de production ⁽⁶⁾	8,87	6,47	8,40	8,64	8,15
Produits d'exploitation nets	46,10 \$	39,73 \$	37,29 \$	36,47 \$	39,68 \$

	1 ^{er} trimestre	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	Clôture de l'exercice
Production et produits d'exploitation nets par produit en mer du Nord⁽¹⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	11 507	7 761	7 045	7 618	8 468
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	15 665	6 778	3 455	10 804	9 146
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	107,57 \$	90,63 \$	90,19 \$	89,02 \$	97,26 \$
Transport ⁽⁴⁾	1,30	4,99	4,69	3,79	3,04
Redevances ⁽⁵⁾	0,14	0,17	0,35	0,09	0,15
Frais de production ⁽⁶⁾	117,56	186,50	188,98	115,45	136,47
Produits d'exploitation nets	(11,43) \$	(101,03) \$	(103,83) \$	(30,31) \$	(42,40) \$
Gaz naturel					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (Mpi ³ /j) ⁽⁷⁾	4	3	2	3	3
Produits d'exploitation nets (\$/kpi ³)					
Prix de vente ⁽³⁾	16,43 \$	10,00 \$	8,57 \$	8,87 \$	11,77 \$
Transport ⁽⁴⁾	2,40	(8,09)	1,15	1,59	(0,49)
Redevances ⁽⁵⁾	—	—	—	—	—
Frais de production ⁽⁶⁾	10,52	12,78	15,64	11,69	12,18
Produits d'exploitation nets	3,51 \$	5,31 \$	(8,22) \$	(4,41) \$	0,08 \$
Production et produits d'exploitation nets par produit dans la région extracôtière de l'Afrique⁽¹⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	5 943	1 769	2 798	2 348	3 204
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	11 048	500	2 313	4 318	4 520
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾	106,30 \$	95,92 \$	99,90 \$	83,53 \$	99,71 \$
Transport ⁽⁴⁾	—	—	—	—	—
Redevances ⁽⁵⁾	4,61	4,19	4,60	3,84	4,41
Frais de production ⁽⁶⁾	28,26	29,38	52,17	50,50	36,73
Produits d'exploitation nets	73,43 \$	62,35 \$	43,13 \$	29,19 \$	58,57 \$
Gaz naturel					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (Mpi ³ /j) ⁽⁷⁾	11	6	8	0	6
Produits d'exploitation nets (\$/kpi ³)					
Prix de vente ⁽³⁾	13,65 \$	12,47 \$	11,87 \$	— \$	12,77 \$
Transport ⁽⁴⁾	0,13	0,21	0,15	—	0,18
Redevances ⁽⁵⁾	0,63	0,57	0,55	—	0,59
Frais de production ⁽⁶⁾	6,42	11,94	6,32	—	7,80
Produits d'exploitation nets	6,47 \$	(0,25) \$	4,85 \$	— \$	4,20 \$
Total – Exploration et production					
Barils d'équivalent pétrole (bep)⁽⁸⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (bep/j)	987 232	956 550	1 039 125	1 038 780	1 005 655
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (bep/j)	997 439	959 735	1 027 514	1 048 583	1 008 510
Produits d'exploitation nets (\$/bep) ⁽¹¹⁾					
Prix de vente ⁽³⁾	54,95 \$	47,17 \$	45,31 \$	44,85 \$	47,98 \$
Transport ⁽⁴⁾	5,34	5,94	5,38	5,56	5,54
Redevances ⁽⁵⁾	8,76	5,58	7,53	5,73	6,90
Frais de production ⁽⁶⁾	12,23	10,95	10,50	11,08	11,18
Produits d'exploitation nets	28,62 \$	24,70 \$	21,90 \$	22,48 \$	24,36 \$

	1 ^{er} trimestre	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	Clôture de l'exercice
Production et produits d'exploitation nets issus de l'extraction et de la valorisation des sables bitumineux⁽¹⁾					
PBS (sans tenir compte du bitume minier)⁽⁹⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)	595 116	463 808	581 136	574 600	553 684
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)	602 048	463 586	579 209	578 824	555 917
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾⁽¹⁰⁾	95,52 \$	87,22 \$	87,85 \$	77,68 \$	87,10 \$
Transport ⁽⁴⁾	3,21	3,73	3,86	2,74	3,37
Redevances ⁽⁵⁾⁽¹¹⁾	18,22	11,59	15,80	9,27	13,86
Frais de production ⁽⁶⁾	21,88	26,53	21,29	22,15	22,76
Produits d'exploitation nets	52,21 \$	45,37 \$	46,90 \$	43,53 \$	47,11 \$
Bitume minier⁽¹²⁾					
Production quotidienne moyenne (sans tenir compte des redevances) (b/j)				45 301	11 418
Volume quotidien moyen de ventes (sans tenir compte des redevances) (b/j)				45 301	11 418
Produits d'exploitation nets (\$/b)					
Prix de vente ⁽³⁾⁽¹⁰⁾				53,16 \$	53,16 \$
Transport ⁽⁴⁾				0,28	0,28
Redevances ⁽⁵⁾⁽¹¹⁾				13,00	13,00
Frais de production ⁽⁶⁾				17,95	17,95
Produits d'exploitation nets				21,93 \$	21,93 \$

Notes complémentaires aux tableaux sur l'historique de production et les produits d'exploitation nets

- (1) Les produits d'exploitation nets constituent une mesure financière non conforme aux PCGR qui démontrent les flux de trésorerie nets provenant des activités de base après l'incidence de tous les coûts liés au lancement d'un produit sur le marché, par unité. La Société considère les produits d'exploitation nets comme une mesure clé pour évaluer sa performance, car ils démontrent l'efficacité et la rentabilité de ses activités. Le calcul des produits d'exploitation nets tient compte de mesures financières non conformes aux PCGR : le prix réalisé et le transport. Se reporter à l'analyse des produits d'exploitation nets à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières » du rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026, pour obtenir des renseignements supplémentaires sur les mesures non conformes aux PCGR.
- (2) Composante de la production et de la vente de pétrole brut et de LGN du segment d'exploration et de production en Amérique du Nord.
- (3) Calculé en soustrayant les frais de fluidification des ventes du produit, puis en divisant par les volumes de ventes respectifs.
- (4) Calculé en divisant les frais de transport par les volumes de ventes respectifs.
- (5) Calculées en divisant les redevances par les volumes de ventes respectifs.
- (6) Calculés en divisant les frais de production par les volumes de ventes respectifs.
- (7) Les volumes de production de liquides de gaz naturel se rapprochent des volumes de ventes.
- (8) La production et les ventes de barils d'équivalent pétrole comprennent les ventes totales de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel du segment d'exploration et de production.
- (9) Le diesel extrait qui est produit et consommé au projet Horizon et le bitume minier du projet SBA sont exclus.
- (10) Le prix de vente du PBS et du bitume minier est présenté déduction faite des charges d'alimentation et des frais de fluidification.
- (11) Les redevances à verser par le segment d'extraction et valorisation des sables bitumineux sont calculées en fonction des redevances sur le bitume passées en charges au cours de la période.
- (12) Reflète l'achèvement de l'échange d'actifs du projet SBA entré en vigueur le 1^{er} novembre 2025, dont découlent la production et la déclaration de bitume minier par la Société.

Principales données financières

(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2025	2024
Ventes de produits ⁽¹⁾	44 167 \$	41 509 \$
Pétrole brut et LGN	40 740 \$	39 084 \$
Gaz naturel	2 450 \$	1 568 \$
Bénéfice net	10 820 \$	6 106 \$
Par action ordinaire – de base	5,17 \$	2,87 \$
– dilué	5,16 \$	2,85 \$
Bénéfice d'exploitation net ajusté ⁽²⁾	7 444 \$	7 414 \$
Par action ordinaire – de base ⁽³⁾	3,56 \$	3,49 \$
– dilué ⁽³⁾	3,55 \$	3,46 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	15 106 \$	13 386 \$
Flux ajustés ⁽²⁾	15 460 \$	14 859 \$
Par action ordinaire – de base ⁽³⁾	7,39 \$	6,99 \$
– dilué ⁽³⁾	7,37 \$	6,94 \$
Total de l'actif	91 830 \$	85 359 \$
Dette à long terme nette ⁽⁴⁾	15 944 \$	18 688 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	6 687 \$	14 095 \$
Dépenses en immobilisations nettes ⁽²⁾	6 579 \$	14 431 \$
Frais d'abandon	771 \$	646 \$

Notes complémentaires aux principales données financières

- (1) De plus amples renseignements concernant les ventes de produits sont présentés à la note 21 des états financiers consolidés audités de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, datés du 4 mars 2026.
- (2) Mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières » du rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026.
- (3) Ratio non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières » du rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, daté du 4 mars 2026.
- (4) Mesure de gestion du capital. De plus amples renseignements concernant les ventes de produits sont présentés à la note 15 des états financiers consolidés audités de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, datés du 4 mars 2026.

Dividendes

Le 17 janvier 2001, le conseil d'administration a approuvé une politique qui prévoyait le versement de dividendes trimestriels réguliers. Depuis avril 2001, les dividendes sont versés en janvier, en avril, en juillet et en octobre de chaque année. Le conseil d'administration se penche périodiquement sur la politique en matière de dividendes de la Société et peut la modifier à quelque moment que ce soit selon le bénéfice que réalise la Société, ses besoins financiers et d'autres facteurs pertinents.

Le tableau suivant présente le montant global des dividendes en espèces déclarés par action ordinaire de la Société au cours de chacun des trois derniers exercices clos le 31 décembre.

	2025	2024	2023
Dividendes en espèces déclarés par action ordinaire ⁽¹⁾	2,35 \$	2,14 \$	1,85 \$

(1) Les actions ordinaires, les montants par action ordinaire et les dividendes figurant dans ce tableau et dans la description ci-dessous ont été mis à jour pour tenir compte du fractionnement des actions ordinaires à raison de deux pour une. De plus amples renseignements à ce sujet sont présentés à la rubrique intitulée « Description de la structure du capital – Actions ordinaires » de la présente notice annuelle. Les dividendes pour 2024 sont arrondis au cent près.

Le 4 mars 2026, le conseil d'administration de la Société a augmenté le dividende trimestriel régulier en espèces déclaré par action ordinaire, le faisant passer de 0,5875 \$ à 0,625 \$ à compter du dividende payable le 7 avril 2026.

Le 5 mars 2025, le conseil d'administration de la Société a augmenté le dividende trimestriel régulier en espèces déclaré par action ordinaire, le faisant passer de 0,5625 \$ à 0,5875 \$ à compter du dividende payable le 4 avril 2025.

En 2024, le conseil d'administration a approuvé deux augmentations du dividende trimestriel régulier en espèces. Le 28 février 2024, la première augmentation a été approuvée, ce qui a porté le dividende trimestriel régulier en espèces déclaré de 0,50 \$ à 0,525 \$ par action ordinaire à compter du dividende payable le 5 avril 2024. Le 4 octobre 2024, la seconde augmentation a été approuvée, faisant passer le dividende trimestriel en espèces de 0,525 \$ à 0,5625 \$ par action ordinaire à compter du dividende payable le 3 janvier 2025.

En 2023, le conseil d'administration a approuvé deux augmentations du dividende trimestriel régulier en espèces. Le 1^{er} mars 2023, la première augmentation a été approuvée, ce qui a porté le dividende trimestriel en espèces déclaré de 0,425 \$ à 0,45 \$ par action ordinaire à compter du dividende payable le 5 avril 2023. Le 1^{er} novembre 2023, la seconde augmentation a été annoncée, augmentant le dividende trimestriel en espèces pour atteindre 0,50 \$ par action ordinaire à compter du dividende payable le 5 janvier 2024.

Description de la structure du capital

ACTIONS ORDINAIRES

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exprimer une voix par action aux assemblées des actionnaires de la Société, de toucher les dividendes déclarés par le conseil d'administration sur les actions ordinaires et de recevoir leur part proportionnelle du reliquat des biens et de l'actif de la Société en cas de dissolution ou de liquidation de celle-ci, sous réserve des droits des porteurs d'actions qui ont priorité sur les actions ordinaires.

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue le 2 mai 2024, les actionnaires ont adopté une résolution spéciale approuvant un fractionnement d'actions ordinaires à raison de deux pour une avec prise d'effet pour les actionnaires inscrits à la clôture des marchés le 3 juin 2024. Le 10 juin 2024, les actionnaires inscrits ont reçu une action supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue, les actions ordinaires étant négociées avec un rajustement en fonction du fractionnement à partir du 11 juin 2024. Les actions ordinaires, les montants par action ordinaire, les dividendes et les options d'achat d'actions pour les périodes antérieures au fractionnement à raison de deux pour une ont été mis à jour pour tenir compte du fractionnement des actions ordinaires.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

La Société n'a aucune action privilégiée en circulation. Elle est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en une ou plusieurs séries. Les administrateurs de la Société sont autorisés à établir, avant d'émettre quelque série d'actions privilégiées que ce soit, le nombre d'actions constituant la série et à établir l'appellation de celle-ci, ainsi que les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions s'y rattachant.

COTES DE CRÉDIT

Les renseignements suivants sur les cotes de crédit attribuées à la Société sont présentés en raison du fait qu'ils ont un rapport avec les frais de financement, les liquidités et les activités de la Société. Plus précisément, les cotes de crédit se répercutent sur le pouvoir de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. Si les agences de notation réduisent la cote dont jouissent actuellement les titres d'emprunt de la Société ou modifient défavorablement les perspectives dont sont assorties les cotes attribuées à la Société, cela pourrait augmenter le coût que la Société devra engager pour obtenir du financement et limiter son accès aux sources de liquidités et de capitaux. De plus, si des cotes de crédit étaient modifiées, cela pourrait empêcher la Société de conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal de ses activités et accroître le coût de ces opérations, ou encore l'empêcher de conclure des contrats avec des clients et des fournisseurs à des conditions acceptables dans le cours normal de ses activités et de maintenir en vigueur les contrats déjà conclus.

Les cotes de crédit attribuées aux titres d'emprunt de la Société ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre les titres d'emprunt, étant donné qu'elles ne donnent aucune indication quant au cours actuel du titre ou au fait que le titre en question convienne ou non à un investisseur en particulier. Une cote donnée ne demeure pas nécessairement en vigueur pendant une période donnée, et l'agence de notation qui l'a attribuée peut la réviser ou la retirer si elle juge que les circonstances le justifient. Le cas échéant, la Société n'est pas tenue de mettre à jour la présente notice annuelle.

	Titres d'emprunt de premier rang non assortis d'une sûreté	Court terme	Perspective/Tendance ⁽¹⁾
Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's »)	Baa1	P-2	Stable
Fitch Ratings Inc. (« Fitch »)	BBB+	F2	Stable
DBRS Limited (« DBRS ») ⁽²⁾	A (bas)	R-1 (bas)	Stable

(1) Moody's et Fitch évaluent les perspectives de Canadian Natural et non celles des titres d'emprunt à long terme.

(2) Le 27 février 2026, DBRS a modifié sa tendance, qui est passée de « négative » à « stable ».

Les cotes de crédit visent à fournir aux investisseurs un avis indépendant quant à la capacité de la Société de remplir ses obligations financières au moment où elles deviennent exigibles.

Moody's évalue les titres d'emprunt à long terme selon un barème allant de Aaa, soit la note la plus élevée, à C, soit la note la moins élevée. Les titres d'emprunt qui obtiennent la note Baa de Moody's, à savoir la quatrième catégorie en importance sur neuf, sont considérés comme des obligations de qualité moyenne et sont exposés à un risque modéré sur le plan de la solvabilité. Ces titres peuvent présenter certaines caractéristiques spéculatives. Moody's ajoute les mentions numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie générale, allant de Aa à Caa, dans le cadre de son évaluation des obligations émises par des sociétés. La mention 1 indique que le titre se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie, la mention 2 indique que le titre se situe au milieu de sa catégorie et la mention 3 indique que le titre se situe à l'extrémité inférieure de sa catégorie. La perspective exprime l'avis de Moody's quant à la direction probable que prendra la note à moyen terme. Une perspective « négative », « positive » ou « en évolution » indique une plus grande probabilité que la note change à moyen terme. Une perspective « stable » indique qu'il est peu probable que la note change à moyen terme. Moody's évalue le papier commercial selon un barème de notation des titres d'emprunt à court terme allant de P-1, soit la note la plus élevée, à NP, soit la note la moins élevée. La note P-2, à savoir la deuxième catégorie en importance sur quatre, indique que la capacité du débiteur de rembourser ses obligations à court terme est bonne.

Fitch évalue les titres d'emprunt à long terme selon un barème allant de AAA à BBB (qualité investissement) et de BB à D (qualité spéculative), soit de la note la plus élevée à la note la moins élevée. Les termes « qualité investissement » et « qualité spéculative » sont des conventions du marché et ne signifient aucunement qu'un titre donné est recommandé ou endossé à des fins d'investissement. Les signes « + » ou « - » peuvent être ajoutés à une note allant de AA à CCC afin d'indiquer des différences relatives de probabilité de défaut ou de recouvrement pour les émetteurs au sein des grandes catégories de notes. La note BBB est la quatrième catégorie en importance sur 11 et indique qu'il est prévu que le risque de défaut est actuellement faible. La capacité de paiement des obligations financières est jugée adéquate, mais il est plus probable que des changements défavorables de la conjoncture commerciale ou économique nuisent à cette capacité. Les perspectives de notation de Fitch se répartissent en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » ou « évolutive ». Les perspectives reflètent des tendances baissières, haussières ou évolutives qui n'ont pas encore amené le profil de crédit à un niveau suffisant pour déclencher un changement de notation, mais qui pourrait y parvenir au cours des deux prochaines années. Une perspective positive indique une tendance à la hausse sur l'échelle de notation et une perspective négative signale une tendance à la baisse sur l'échelle de notation. Les perspectives positives ou négatives n'impliquent pas qu'un changement de notation soit inévitable. De même, les notes assorties de perspectives stables peuvent être relevées ou abaissées sans révision préalable des perspectives. Une perspective stable indique qu'il est peu probable que la note change sur une période d'un an à deux ans. Lorsque la tendance fondamentale comporte à la fois des éléments positifs et négatifs forts et conflictuels, la perspective peut être décrite comme évolutive. Les notes à court terme attribuées à un émetteur ou à une obligation sont fondées dans tous les cas sur la vulnérabilité à la défaillance de l'entité évaluée et se rapportent à la capacité d'acquitter les obligations financières conformément à la documentation qui régit l'obligation.

en question. Une note de F2 attribuée à du papier commercial correspond à la deuxième catégorie la plus élevée sur sept pour les émetteurs de titres d'emprunt à court terme. Une note de F2 indique une bonne capacité intrinsèque de s'acquitter en temps opportun des engagements financiers. Lorsque le profil de liquidité est particulièrement solide, un signe « + » est ajouté à la note attribuée.

DBRS évalue les titres d'emprunt à long terme selon un barème allant de AAA, soit la note la plus élevée, à D, soit la note la moins élevée. Les titres d'emprunt qui obtiennent la note A de DBRS, à savoir la troisième plus élevée sur huit catégories, sont considérés comme étant de bonne qualité sur le plan de la solvabilité. La capacité de remplir les engagements financiers à l'égard des obligations est considérable, bien qu'elle soit susceptible d'être compromise par des événements futurs, et les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Toutes les catégories, de AA à CCC, comportent également des sous-catégories signalées par les mentions « (haut) » ou « (bas) », qui indiquent le rang relatif du titre au sein de sa catégorie. L'absence de la mention « (haut) » ou « (bas) » indique que la note se trouve au milieu de sa catégorie. La tendance exprime l'avis de DBRS quant à la perspective de la note en question et peut se situer dans l'une des trois catégories suivantes, soit « positive », « stable » ou « négative ». La tendance indique la direction que la note pourrait prendre, selon DBRS, si la conjoncture persiste ou, dans certains cas, si certains problèmes ne sont pas réglés. DBRS évalue le papier commercial et les titres d'emprunt à court terme selon un barème allant de R-1 (haut) à D. Une note de R-1 (bas) attribuée à du papier commercial correspond à la troisième catégorie la plus élevée sur dix pour les émetteurs de titres d'emprunt à court terme. Une note de R-1 (bas) indique une bonne qualité de crédit. La capacité de remplir les engagements financiers à l'égard des obligations arrivant à échéance est considérable, bien qu'elle soit susceptible d'être compromise par des événements futurs, et les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Les catégories de notes R-1 et R-2 contiennent également des sous-catégories (haut), (moyen) et (bas).

Les cotes de crédit que les agences de notation attribuent aux titres d'emprunt et au papier commercial de la Société ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre les titres en question, étant donné qu'elles ne donnent aucune indication quant au caractère approprié du cours auquel ces titres ou ces papiers sont vendus ou au fait que ceux-ci conviennent ou non à un investisseur en particulier. Une cote donnée ne demeure pas nécessairement en vigueur pendant une période donnée et l'agence de notation qui l'a attribuée peut la réviser ou la retirer si elle juge que les circonstances le justifient. Le cas échéant, la Société n'est pas tenue de mettre à jour la présente notice annuelle.

La Société a versé certaines sommes à Moody's, à Fitch et à DBRS relativement aux cotes que celles-ci ont attribuées à ses titres d'emprunt à court et à long terme et elle le fera de nouveau si ces agences sont appelées à confirmer ces cotes. La Société n'a versé aucune autre somme à ces agences de notation au cours des deux dernières années.

Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de la Société sont inscrites et affichées à des fins de négociation à la TSX et à la NYSE sous le symbole « CNQ ». Le tableau qui suit présente sommairement les opérations effectuées sur les actions ordinaires de la Société à la TSX en 2025.

Historique mensuel des opérations effectuées à la TSX en 2025

Mois	Plafond	Plancher	Clôture	Volume
Janvier	48,26 \$	43,36 \$	44,15 \$	155 293 448
Février	45,11 \$	39,92 \$	40,85 \$	172 805 797
Mars	45,34 \$	37,11 \$	44,28 \$	481 288 187
Avril	45,06 \$	34,92 \$	39,56 \$	258 024 068
Mai	45,02 \$	38,58 \$	41,67 \$	213 331 752
Juin	46,92 \$	41,92 \$	42,80 \$	536 623 370
Juillet	44,43 \$	41,75 \$	43,86 \$	231 603 230
Août	44,11 \$	40,62 \$	43,49 \$	248 028 515
Septembre	46,12 \$	41,75 \$	44,50 \$	518 396 076
Octobre	46,41 \$	41,67 \$	44,87 \$	251 458 097
Novembre	49,20 \$	43,54 \$	47,29 \$	239 493 334
Décembre	48,92 \$	43,00 \$	46,49 \$	540 014 248

Le 5 mars 2025, le conseil d'administration a adopté une résolution autorisant la Société à déposer auprès de la TSX un avis de son intention d'acheter, dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités, jusqu'à 178 738 237 actions ordinaires, soit 10,0 % du flottant (établi conformément aux règles de la TSX) au 28 février 2025 (l'« offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2025 »).

Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a racheté 33 480 000 actions ordinaires à un prix moyen pondéré de 43,28 \$ par action ordinaire, ce qui comprend les rachats d'actions au titre de la période allant du 1^{er} janvier 2025 au 12 mars 2025 ayant été effectués aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités précédente, qui a expiré le 12 mars 2025. Après la clôture de l'exercice, et ce, jusqu'au 12 mars 2026 inclusivement, la Société a racheté 3 825 500 actions à un prix moyen pondéré de 52,72 \$ par action ordinaire aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2025.

Le 4 mars 2026, le conseil d'administration a adopté une résolution autorisant la Société à déposer auprès de la TSX un avis de son intention d'acheter jusqu'à 182 396 564 actions ordinaires (soit 10,0 % du flottant de la Société au 27 février 2026, établi conformément aux règles de la TSX) dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités au titre de la période allant du 13 mars 2026 au 12 mars 2027. Tous les achats seront effectués par l'intermédiaire de la TSX, d'autres plateformes de négociation canadiennes et de la NYSE, sous réserve des lois sur les valeurs mobilières applicables.

Administrateurs et hauts dirigeants

Le tableau suivant indique le nom, le lieu de résidence, le poste au sein de la Société et les occupations principales des administrateurs et des hauts dirigeants de la Société au cours des cinq derniers exercices. On trouvera de plus amples renseignements sur les administrateurs, les hauts dirigeants désignés et les candidats à titre d'administrateur dans la circulaire d'information de la Société datée du 18 mars 2026, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Nom	Poste actuel	Occupations principales au cours des cinq dernières années
Catherine M. Best, F.C.P.A., IAS. A Calgary (Alberta) Canada	Administratrice ⁽¹⁾⁽²⁾ (72 ans)	Administratrice de sociétés. Elle siège au conseil de la Société sans interruption depuis novembre 2003 et siège également actuellement au conseil de Superior Plus Corporation; elle siège également au conseil de la Compagnie mutuelle d'assurance Wawanesa et de la fondation du Calgary Stampede.
Shelley A.M. Brown, C.M., F.C.P.A., F.C.A., IAS. A Saskatoon (Saskatchewan) Canada	Administratrice ⁽¹⁾ (69 ans)	Administratrice de sociétés. Elle a été nommée au conseil d'administration de la Société en novembre 2025 et siège également actuellement au conseil d'administration de Stantec Inc. et d'InterPipeline Ltd. Elle a été présidente du conseil des gouverneurs de l'Université de la Saskatchewan jusqu'en 2025. Elle siège également au conseil de divers organismes à but non lucratif. M ^{me} Brown a siégé au conseil d'administration de Sherritt International Corporation jusqu'en décembre 2025.
M. Elizabeth Cannon, Ph.D, O.C. Calgary (Alberta) Canada	Administratrice ⁽³⁾⁽⁵⁾ (63 ans)	Administratrice de sociétés. Elle est rectrice émérite de l'Université de Calgary, où elle a occupé les postes de doyenne de l'École de génie Schulich de 2006 à 2010 et de rectrice et vice-chancelière de 2010 à 2018. Elle a été nommée au conseil de la Société le 5 novembre 2019. Elle est également actuellement membre du conseil d'administration de Mancal Corporation et de divers organismes à but non lucratif.
N. Murray Edwards, C.M. Saint-Moritz, Suisse	Président-directeur du conseil et administrateur (66 ans)	Administrateur de sociétés et investisseur. Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis septembre 1988. À l'heure actuelle, il est membre et président du conseil d'Ensign Energy Services Inc. et de Magellan Aerospace Corporation.
Christopher L. Fong Calgary (Alberta) Canada	Administrateur ⁽³⁾⁽⁵⁾ (76 ans)	Administrateur de sociétés. Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis novembre 2010.
Ambassadeur Gordon D. Giffin Sarasota (Floride) États-Unis	Administrateur ⁽¹⁾⁽⁴⁾ (76 ans)	Associé et vice-président émérite mondial de Dentons US LLP (cabinet d'avocats). Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis mai 2002. En outre, il siège actuellement au conseil de CIBC Bank USA et au conseil des fiduciaires du Carter Presidential Center.
Wilfred A. Gobert Calgary (Alberta) Canada	Administrateur ⁽¹⁾⁽²⁾⁽⁴⁾ (78 ans)	Homme d'affaires indépendant. Il siège au conseil sans interruption depuis novembre 2010. Il siège également actuellement au conseil d'administration de Paramount Resources Ltd.

Nom	Poste actuel	Occupations principales au cours des cinq dernières années
Christine M. Healy Montréal (Québec) Canada	Administratrice ⁽¹⁾⁽⁴⁾ (54 ans)	Administratrice de sociétés, chef de la direction et présidente de Northland Power Inc. depuis le 5 février 2025. Auparavant, depuis 2023, elle était présidente pour la région AMEA (Asie, Moyen-Orient et Australie) d'AtkinsRealis, une société de conception, d'ingénierie et de gestion de projets de premier plan à l'échelle mondiale. Elle a auparavant été vice-présidente principale, Neutralité carbone et Europe continentale pour TotalEnergies de 2021 à 2023. Elle a été nommée au poste d'administratrice de la Société avec prise d'effet le 27 février 2024.
Steve W. Laut Calgary (Alberta) Canada	Administrateur ⁽³⁾⁽⁵⁾ (68 ans)	Administrateur de sociétés. Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis août 2006.
L'honorable Frank J. McKenna C.P., O.C., O. N.-B., c.r. Cap Pelé (Nouveau-Brunswick) Canada	Administrateur ⁽²⁾⁽⁴⁾ (78 ans)	Vice-président du conseil du Groupe Banque TD (banque). Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis août 2006. Il siège également actuellement au conseil de Brookfield Asset Management Inc.
David A. Tuer Calgary (Alberta) Canada	Administrateur ⁽¹⁾⁽⁵⁾ (76 ans)	Administrateur de sociétés. Auparavant, président du conseil d'Optiom Inc. (société d'assurance fermée) depuis 2015. Il siège au conseil de la Société sans interruption depuis mai 2002.
Scott G. Stauth Calgary (Alberta) Canada	Président et administrateur ⁽³⁾⁽⁶⁾ (60 ans)	Dirigeant de la Société. Il a été nommé au conseil d'administration le 27 février 2024.
Annette M. Verschuren, O.C. Toronto (Ontario) Canada	Administratrice ⁽²⁾⁽³⁾ (69 ans)	Présidente du conseil et chef de la direction de NRStor Inc., société de conception de technologies de stockage d'énergie. Elle siège au conseil de la Société sans interruption depuis novembre 2014. À l'heure actuelle, elle est chancelière émérite de l'Université du Cap Breton et siège au conseil du Liberty Mutual Insurance Group et de nombreux organismes à but non lucratif. Elle siège également actuellement au conseil d'administration d'Air Canada et de Saputo Inc. et préside le conseil d'administration de MaRs Discovery District.
Troy J.P. Andersen Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Exploitation de champs de produits classiques, Canada (47 ans)	Dirigeant de la Société.
Brenda G. Balog Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente, Affaires juridiques et chef du contentieux (57 ans)	Dirigeante de la Société depuis avril 2023. Auparavant, directrice, Affaires juridiques, Activités de l'entreprise depuis 2011.
Calvin J. Bast Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Production (51 ans)	Dirigeant de la Société.
Victor C. Darel Calgary (Alberta) Canada	Chef des finances ⁽⁶⁾ (44 ans)	Dirigeant de la Société depuis mai 2021. Auparavant, contrôleur, Information d'entreprise de 2019 à 2021, vice-président, Finances et chef de la comptabilité de mai 2021 à mai 2023, et plus récemment vice-président principal, Finances, et chef de la comptabilité de juin 2023 à avril 2025.
Jay E. Froc Calgary (Alberta) Canada	Chef de l'exploitation, Sables bitumineux (60 ans)	Dirigeant de la Société.

Nom	Poste actuel	Occupations principales au cours des cinq dernières années
Dwayne F. Giggs Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Exploration (49 ans)	Dirigeant de la Société depuis avril 2021. Auparavant, directeur de l'exploration de janvier 2017 à avril 2021 et, plus récemment, vice-président, Exploration de l'Ouest d'avril 2021 à novembre 2021.
Dean W. Halewich Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Sécurité, gestion des risques et innovation (58 ans)	Dirigeant de la Société.
Sheryl L. Kapeluck Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente principale, Finances (50 ans)	Dirigeante de la Société depuis juin 2023. Auparavant, directrice, Fiscalité de 2019 à juin 2023, et vice-présidente, Finances et services aux entreprises de juillet 2023 à avril 2025.
Ronald K. Laing Calgary (Alberta) Canada	Chef des affaires commerciales et du développement d'entreprise (56 ans)	Dirigeant de la Société.
Devin C. Lowe Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Exploitation (52 ans)	Dirigeant de la Société.
Erin L. Lunn Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente, Biens-fonds (51 ans)	Dirigeante de la Société depuis février 2022. Auparavant, gestionnaire des biens-fonds, Négociations, de juillet 2016 à février 2022.
Mark A. Overwater Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Marketing (58 ans)	Dirigeant de la Société depuis février 2023. Auparavant, administrateur, Commercialisation du pétrole brut depuis mai 2017.
Kyle G. Pisio Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Forage, complétions et mise hors service d'éléments d'actif (44 ans)	Dirigeant de la Société depuis juin 2021. Auparavant, directeur, Ingénierie des complétions de juillet 2016 à juin 2021.
Warren P. Raczynski Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Récupération thermique (53 ans)	Dirigeant de la Société.
Kara L. Slemko Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente principale, Activités commerciales et expansion des affaires (56 ans)	Dirigeante de la Société.
Trevor T. Wagil Sturgeon County (Alberta) Canada	Vice-président principal, Extraction de sables bitumineux (41 ans)	Dirigeant de la Société.
Robin S. Zabek Calgary (Alberta) Canada	Chef de l'exploitation, Exploration et production (54 ans)	Dirigeant de la Société.

(1) Membre du comité d'audit.

(2) Membre du comité de rémunération.

(3) Membre du comité de la santé, de la sécurité, de l'intégrité de l'actif et de l'environnement.

(4) Membre du comité des mises en candidature, de la gouvernance et de la gestion des risques.

(5) Membre du comité des réserves.

(6) M. Darel a été nommé chef des finances avec prise d'effet le 30 avril 2025.

Tous les administrateurs sont candidats à l'élection à chaque assemblée annuelle des actionnaires de la Société. Tous les administrateurs en poste, à l'exception de M^{me} S.A.M. Brown, ont été élus à la dernière assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société, tenue le 8 mai 2025. M^{me} C.M. Best prendra sa retraite en 2026 et ne se présentera donc pas pour une réélection à l'assemblée annuelle des actionnaires de la Société qui se tiendra le 7 mai 2026. Sous réserve de sa réélection, M^{me} S.A.M. Brown sera nommée nouvelle présidente du comité d'audit après la prochaine assemblée annuelle. De plus, M. W.A. Gobert a atteint l'âge obligatoire du départ à la retraite et ne se présentera pas non plus pour une réélection. L'honorable F.J. McKenna a également atteint l'âge obligatoire de départ la retraite du conseil en 2026. Cependant, en raison des changements importants au sein du comité de rémunération suite aux départs à la retraite de M^{me} Best et de M. Gobert, qui étaient tous deux membres de ce comité, le conseil a demandé à M. McKenna, en reconnaissance de ses compétences et de son expertise uniques, de prolonger son mandat au conseil d'au moins une année supplémentaire afin d'appuyer les nouveaux membres du comité de rémunération et de garantir une transition appropriée du rôle de président de ce comité à son successeur.

En date des présentes, 11 des 13 administrateurs sont indépendants. Les deux administrateurs membres de la direction sont MM. N.M. Edwards et S.G. Stauth. À l'assemblée annuelle des actionnaires de la Société de 2026, 12 administrateurs se présenteront à l'élection, dont 10 seront indépendants. Pour plus de détails sur les candidats à titre d'administrateur, se reporter à la circulaire d'information de la Société datée du 18 mars 2026, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Au 31 décembre 2025, les administrateurs et les hauts dirigeants de la Société étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, d'environ 47 millions d'actions ordinaires (environ 2 %) des 2 081 578 000 actions ordinaires en circulation (environ 3 % si l'on tient compte de la levée des options qu'ils détenaient aux termes du régime d'options d'achat d'actions de la Société) ou exerçaient une emprise, directement ou indirectement, sur ces actions.

Les administrateurs et les dirigeants de la Société pourraient être en conflit d'intérêts dans le cadre de l'exploitation de la Société. Certains des administrateurs et des dirigeants de la Société se sont consacrés et continueront de se consacrer au repérage et à l'évaluation d'entreprises et d'éléments d'actif en vue de l'acquisition éventuelle de participations pour leur propre compte et pour le compte d'autres sociétés. Il pourrait en découler des situations où ils seraient en concurrence directe avec la Société. Ces conflits, le cas échéant, seront assujettis aux règles et aux recours prévus par la *Business Corporations Act* (Alberta).

POURSUITES ET MESURES D'APPLICATION DE LA LOI

De temps à autre, la Société fait l'objet de litiges dans le cours normal de ses activités. Les dommages-intérêts réclamés dans le cadre de ces litiges pourraient être importants et l'issue de ces litiges pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société. Bien que la Société évalue le bien-fondé de chaque poursuite et assure sa défense en conséquence, elle pourrait devoir engager des frais considérables pour ce faire ou y consacrer énormément de ressources. La Société n'est partie, ni n'a été partie, à aucune poursuite en justice dont on pourrait s'attendre à ce qu'elle ait une incidence importante sur sa situation financière. Aucun de ses biens n'est visé, ni n'a été visé, par une telle poursuite et elle n'est au courant d'aucune poursuite de cette nature qui serait envisagée.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société n'a fait l'objet d'aucune sanction ou pénalité qui lui aurait été imposée par un tribunal compétent ou un autre organisme de réglementation en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation des valeurs mobilières, et n'a conclu aucun règlement amiable devant un tribunal compétent ou un autre organisme de réglementation en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation des valeurs mobilières.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur, haut dirigeant ou actionnaire principal de la Société, ni aucune personne ayant des liens avec une telle personne ou appartenant au même groupe qu'elle, n'a d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération effectuée au cours des trois derniers exercices terminés ou de l'exercice en cours de la Société qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle ait, une incidence importante sur la Société.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions ordinaires de la Société est Société de fiducie Computershare du Canada, dans les villes de Calgary et de Toronto, et Computershare Investor Services LLC, à New York. Société de fiducie Computershare du Canada tient les registres des transferts des actions ordinaires de la Société.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de son dernier exercice complet, la Société n'a conclu aucun contrat qui serait important pour son entreprise et aucun contrat de la sorte n'est encore en vigueur, sans tenir compte des contrats qui sont conclus dans le cours normal des activités.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Le cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant de la Société est PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables professionnels agréés, qui a publié un rapport de cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant daté du 4 mars 2026 concernant les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2025, au 31 décembre 2024 et pour chacun des trois exercices au cours de la période close le 31 décembre 2025, ainsi que sur l'efficacité du contrôle interne relatif à l'information financière au 31 décembre 2025. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a indiqué qu'il était indépendant à l'égard de la Société au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les organismes professionnels compétents au Canada, y compris les règles de déontologie des Chartered Professional Accountants of Alberta et toute législation ou réglementation applicable, ainsi que les règles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et les règles du Public Company Accounting Oversight Board concernant l'indépendance des auditeurs.

Selon les renseignements fournis par les personnes physiques ou morales pertinentes, Sproule International Limited et GLJ Ltd., ainsi que les associés, les employés et les consultants de ces évaluateurs de réserves indépendants qui ont participé à la préparation du rapport pertinent ou qui étaient en mesure d'influer directement sur la préparation d'un tel rapport et toutes les personnes qui, au moment où le rapport a été préparé, étaient en mesure d'influer directement sur l'issue de la préparation du rapport, ont des participations véritables, directement ou indirectement, dans moins de 1 % des titres ou des biens de la Société ou de ceux des personnes ayant des liens avec celle-ci ou des membres de son groupe.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Membres du comité d'audit

Le comité d'audit du conseil d'administration se compose de M^{me} C. M. Best, présidente du comité, de MM. G.D. Giffin, W.A. Gobert et D.A. Tuer, de M^{me} C.M. Healy et de M^{me} S.A.M. Brown, qui sont tous indépendants, et chacun d'entre eux possède des compétences financières au sens de la réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, du Règlement 52-110 et des normes d'inscription de la NYSE applicables aux comités d'audit d'émetteurs inscrits. La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes à l'exécution des responsabilités qui lui incombent à ce titre sont décrites ci-dessous.

M^{me} Best est comptable agréée et elle compte plus de 20 ans d'expérience en tant que membre du personnel et associée de cabinets d'experts-comptables internationaux. Pendant cette période, elle a supervisé directement un vaste personnel affecté à l'audit des états financiers de grandes sociétés cotées en bourse, dont de nombreuses sociétés pétrolières et gazières. Pour ce faire, M^{me} Best devait connaître et comprendre les principes comptables généralement reconnus et être en mesure d'évaluer leur

application à chacun de ses clients. Elle devait également comprendre les contrôles internes et les processus et méthodes de présentation de l'information. M^{me} Best, présidente du comité d'audit, est considérée comme une « experte en finances du comité d'audit » (*audit committee financial expert*) selon les règles que la SEC a publiées conformément aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. M^{me} Best prendra sa retraite en 2026 et ne se présentera donc pas pour une réélection au conseil d'administration.

M. Giffin tire la formation et l'expérience pertinentes à l'exécution des responsabilités qui lui incombent à titre de membre du comité d'audit de sa pratique du droit pendant plus de 30 ans, où il a étudié les questions de comptabilité et les questions liées à l'audit complexes soulevées par des opérations et des différends commerciaux complexes. Il a acquis une vaste expérience pratique et une compréhension des contrôles internes et des méthodes de présentation de l'information financière en siégeant au comité d'audit de plusieurs émetteurs cotés en bourse et il a lu et étudié de nombreux écrits professionnels sur des sujets connexes.

M. Gobert est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires (finances) de l'Université McMaster et d'un baccalauréat ès sciences avec distinction de l'Université Windsor et il détient le titre d'analyste financier agréé (CFA). Il a agi à titre de vice-président du conseil chez Peters & Co. Limited, courtier en valeurs mobilières indépendant entièrement intégré qui se spécialise dans la prestation de services de recherche en placement complets, et à titre de preneur ferme et de conseiller financier spécialisé auprès de sociétés du secteur énergétique canadien. Au cours des 27 années qu'il a passées chez Peters & Co. Limited, M. Gobert a acquis des compétences dans l'examen, l'analyse et l'évaluation d'états financiers qui posaient diverses questions de comptabilité complexes et, par la suite, il a supervisé et encadré les personnes qui exerçaient de telles fonctions dans des dossiers aussi complexes. Par conséquent, il comprend bien les principes comptables généralement reconnus, les états financiers, les contrôles internes et le processus de présentation de l'information financière. Il est considéré comme un « expert en finances du comité d'audit » (*audit committee financial expert*) selon les règles que la SEC a publiées conformément aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. M. Gobert a atteint l'âge obligatoire du départ à la retraite et ne se présentera pas pour une réélection au conseil d'administration.

M. Tuer tire la formation et l'expérience pertinentes à l'exécution des responsabilités qui lui incombent à titre de membre du comité d'audit de sa formation professionnelle et de sa carrière dans les affaires à titre de chef de la direction d'une grande société cotée en bourse, qui lui ont permis de se familiariser avec l'analyse et l'évaluation d'états financiers et la supervision de personnes participant à la préparation, à l'analyse et à l'évaluation d'états financiers de sociétés cotées en bourse. Il a appris à comprendre les contrôles internes et les méthodes de présentation de l'information financière en assurant la supervision de ces fonctions, et les fonctions que doivent remplir les comités d'audit, dans le cadre des postes de chef de la direction qu'il a occupés.

M^{me} C.M. Healy est titulaire d'un baccalauréat en économie (Hon.) de l'Université Memorial et d'un Juris Doctor de la Osgoode Hall Law School. La formation et l'expérience de M^{me} Healy qui sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités à titre de membre du comité d'audit découlent de sa formation professionnelle et de sa carrière de 26 ans en droit et en affaires dans le secteur de l'énergie, tant dans le secteur public que dans le secteur privé, qui comportait des questions complexes de comptabilité et d'audit liées au développement stratégique d'actifs d'entreprise, à la gestion de portefeuille, aux fusions et acquisitions, aux questions commerciales complexes et aux opérations liées à la gestion et au développement des ressources, tant au pays qu'à l'étranger. Elle a appris à comprendre les fonctions et les contrôles internes d'un comité d'audit en matière de présentation de l'information financière en assurant la supervision de ces fonctions dans le cadre des postes de chef de la direction qu'elle a occupés. M^{me} Healy a également été vice-présidente du conseil et présidente du comité d'audit et des risques du Lester B. Pearson United World College of the Pacific. Mme Healy quittera le comité d'audit après l'assemblée annuelle des actionnaires le 7 mai 2026.

M^{me} S.A.M. Brown est comptable professionnelle agréée et possède plus de 40 ans d'expérience en comptabilité, ayant occupé les postes de directrice des services d'audit ainsi que d'associée directrice régionale et d'associée principale responsable de l'audit d'un cabinet d'experts-comptables international. Pendant cette période, elle a supervisé directement un vaste personnel affecté à l'audit des états financiers de sociétés cotées en bourse, dont de nombreuses sociétés minières, pétrolières et gazières. Pour ce faire, M^{me} Brown devait connaître et comprendre les principes comptables généralement reconnus et être en mesure d'évaluer leur application à chacun de ses clients. Elle devait également comprendre les contrôles internes et les processus et méthodes de présentation de l'information. M^{me} Brown est, ou a été, présidente du comité d'audit de quatre autres sociétés cotées en bourse. Elle est considérée comme une « experte en finances du comité d'audit » (*audit committee financial expert*) selon les règles que la SEC a publiées conformément aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. Sous réserve de son élection, M^{me} Brown remplacera M^{me} Best comme présidente du comité d'audit après l'assemblée annuelle des actionnaires le 7 mai 2026.

M. G.E. Isaac, Ph.D, candidat à titre d'administrateur lors de l'assemblée annuelle des actionnaires qui se tiendra le 7 mai 2026, sera, sous réserve de son élection en tant qu'administrateur, nommé au comité d'audit. M. Isaac est président et chef de l'exploitation de Cameco Corporation depuis 2025. Auparavant, il a occupé divers postes de direction, notamment celui de chef des finances de Cameco pendant 14 ans. Au cours de son mandat à titre de chef des finances, M. Isaac a supervisé directement des opérations financières complexes et la communication d'information, la préparation des états financiers, les contrôles internes et la présentation de l'information financière. Il est actuellement responsable de la supervision générale de la stratégie commerciale, opérationnelle et financière de Cameco. En plus de sa vaste expérience en affaires et en finances, il a occupé de nombreux postes universitaires dans les domaines de l'administration des affaires, de l'économie et du commerce international.

M. Isaac est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie et d'une maîtrise ès arts en économie de l'Université de la Saskatchewan, ainsi que d'un doctorat de la London School of Economics. Il est considéré comme un « expert en finances du comité d'audit » (*audit committee financial expert*) selon les règles que la SEC a publiées conformément aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

Honoraires versés aux auditeurs

En 2025, le comité d'audit du conseil d'administration a approuvé les services d'audit et autres que d'audit que la Société se proposait de confier à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. (« PwC »), qui comprennent (i) l'audit annuel des états financiers consolidés et des contrôles internes sur la présentation de l'information financière de la Société, l'examen des états financiers consolidés trimestriels non audités de la Société, l'audit des états financiers annuels de certaines filiales de la Société ainsi que certains autres services d'audit requis dans le cadre des dépôts prévus par la loi et la réglementation, comme il est indiqué dans la rangée intitulée « Services d'audit » du tableau présenté ci-après, (ii) les services liés à l'audit, y compris la déclaration des redevances à la Couronne et la présentation de l'information sur les régimes de retraite, comme il est indiqué dans la rubrique « Services liés à l'audit » ci-dessous, (iii) les services fiscaux liés aux questions relatives aux déclarations de revenu des entreprises, comme il est indiqué dans la rangée intitulée « Services fiscaux » du tableau présenté ci-après, et (iv) les services autres que d'audit liés à la traduction en français et à l'accès à des documents de référence à l'aide de la banque de documents comptables de PwC, comme il est indiqué dans la rangée intitulée « Tous les autres services » du tableau présenté ci-après.

Services fournis par les auditeurs (en milliers)	2025	2024
Services d'audit	2 702 \$	2 557 \$
Services liés à l'audit	490	1 284
Services fiscaux	421	413
Tous les autres services	107	63
Total	3 720 \$	4 317 \$

La charte du comité d'audit de la Société est présentée à l'annexe C de la présente notice annuelle.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur la Société en consultant le site Web de SEDAR+, au www.sedarplus.ca, ou celui d'EDGAR, au www.sec.gov.

L'avis de convocation et la circulaire d'information de la Société datés du 18 mars 2026, qui se rapportent à l'assemblée annuelle des actionnaires de la Société qui aura lieu le 7 mai 2026, donnent des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des hauts dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les candidats à la réélection au conseil, les porteurs principaux des titres de la Société, les options d'achat de tels titres et les initiés intéressés dans les opérations importantes, ces renseignements étant intégrés aux présentes par renvoi. Le rapport de gestion, les états financiers consolidés comparatifs et les renseignements complémentaires sur le pétrole et le gaz de la Société relatifs à l'exercice le plus récent clos le 31 décembre 2025, qui sont présentés dans le rapport annuel de 2025 destiné aux actionnaires, contiennent des renseignements financiers supplémentaires et une analyse des affaires de la Société et du contexte commercial dans lequel celle-ci exerce ses activités, ces renseignements étant intégrés aux présentes par renvoi.

Pour obtenir des exemplaires supplémentaires de la présente notice annuelle, veuillez communiquer avant juin 2026 avec :

Le secrétaire général de la Société :
855, 2nd Street S.W. Bureau 2100
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Et à partir de juin 2026, veuillez communiquer avec :

Le secrétaire général de la Société :
400 - 4th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 0J4

ANNEXE A

ANNEXE 51-101A2

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

Rapport sur les données relatives aux réserves

Au conseil d'administration de Canadian Natural Resources Limited (la « Société ») :

1. Nous avons évalué et examiné les données relatives aux réserves de pétrole et de gaz naturel qui se trouvent en Amérique du Nord, au Royaume-Uni et dans la région extracôtière de l'Afrique de la Société au 31 décembre 2025. 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 au 31 décembre 2025, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer un avis sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation et notre examen.
3. Nous avons effectué notre évaluation et notre examen conformément aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, en sa version modifiée (le « manuel COGE »), qui est tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que notre évaluation et notre examen soient planifiés et exécutés de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation et l'examen comprennent également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôt) attribués à la somme des réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation et de notre examen pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Il présente également les portions respectives de ces produits que nous avons évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation/d'examen	Emplacement des réserves (pays ou région géographique)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
Sproule International Limited	31 décembre 2025	Canada et États-Unis	—	84 843	6 301	91 145
Sproule International Limited	31 décembre 2025	Royaume-Uni et région extracôtière de l'Afrique	—	1 473	—	1 473
Total			—	86 316	6 301	92 618

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, 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 les rapports dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leurs dates d'effet respectives en date du 31 décembre 2025.
8. Étant donné que les données relatives aux réserves sont fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront des résultats prévus et les écarts pourraient être importants.

Signatures relatives à nos rapports dont il est question ci-dessus :

Sproule International Limited
Calgary (Alberta) Canada

Sproule International Limited
Calgary (Alberta) Canada

Original signé par Gary R. Finnis, ing.

Gary R. Finnis, ing.
Premier ingénieur, Réservoirs
Date : 4 mars 2026
Identifiant APEGA 62965

Original signé par Ilia Chaikine, ing.

Ilia Chaikine, ing.
Ingénieur principal, Réservoirs
Date : 4 mars 2026
Identifiant APEGA 138300

Original signé par Alexey Romanov, Ph.D, géol.

Alexey Romanov, Ph.D, géol.
Premier géoscientifique
Date : 4 mars 2026
IDENTIFIANT APEGA 112313

Sproule International Limited
Permis APEGA #06151

Sproule International Limited
Permis APEGA #06151

Original signé par Steven Golko, ing.

Steven Golko, ing.
Vice-président principal, Réserves et ressources
Date : 4 mars 2026
Identifiant APEGA RM 80169

Original signé par Meghan Klein, ing.

Meghan Klein, ing.
Chef, Étude de réservoir, Amériques
Date : 4 mars 2026
Identifiant APEGA RM 84981

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

Rapport sur les données relatives aux réserves

Au conseil d'administration de Canadian Natural Resources Limited (la « Société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves des projets d'extraction et de valorisation de sables bitumineux de la Société au 31 décembre 2025. 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 au 31 décembre 2025, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer un avis sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, en sa version modifiée (le « manuel COGE »), qui est tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que notre évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux 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 à la somme des réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et indique les portions respectives de ces produits que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation/d'examen	Emplacement des réserves (pays ou région géographique)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Ltd.	31 décembre 2025	Canada	—	98 394	—	98 394
Total			—	98 394	—	98 394

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, 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 les rapports dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leurs dates d'effet respectives.
8. Étant donné que les données relatives aux réserves sont fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront des résultats prévus et les écarts pourraient être importants. Signatures relatives à notre rapport dont il est question ci-dessus :

GLJ Ltd., Calgary (Alberta) Canada, 4 mars 2026

Original signé par :

SIGNÉ « TRACY K. BELLINGHAM »

Tracy K. Bellingham, ing.

Vice-présidente à la direction et chef de l'exploitation

ANNEXE B

ANNEXE 51-101A3

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

Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

La direction de Canadian Natural Resources Limited (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 et examiné les données relatives aux réserves de la Société. Le rapport de ces évaluateurs sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la Société a pris les mesures suivantes :

- (a) il a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- (b) il a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants afin de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir leur rapport sans restriction;
- (c) il 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 a examiné les procédures suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant les activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé ce qui suit :

- (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 brut et le gaz naturel, 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 du présent rapport et son dépôt.

Étant donné que les données relatives aux réserves sont fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront des résultats prévus et les écarts pourraient être importants.

Original signé par :

SIGNÉ « SCOTT G. STAUTH »

Scott G. Stauth

Président

Original signé par :

SIGNÉ « VICTOR C. DAREL »

Victor C. Darel

Chef des finances

Original signé par :

SIGNÉ « DAVID A. TUER »

David A. Tuer

Administrateur indépendant et président du comité des réserves

Original signé par :

SIGNÉ « CATHERINE M. BEST »

Catherine M. Best

Administratrice indépendante et membre du comité d'audit

Fait le 4 mars 2026

ANNEXE C

CANADIAN NATURAL RESOURCES LIMITED

(la « Société »)

Charte du comité d'audit

I Objet du comité d'audit

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration (le « conseil ») et aide celui-ci à s'acquitter de sa responsabilité de gestion de la Société et de supervision des activités commerciales et des affaires internes de celle-ci. Bien que le comité d'audit ait les pouvoirs et les responsabilités qui sont énoncés dans la présente charte, son rôle en est un de surveillance. Les fonctions et les responsabilités principales du comité d'audit s'établissent comme suit :

1. s'assurer que la direction de la Société dispose de contrôles internes efficaces sur la présentation de l'information financière;
2. surveiller l'intégrité des états financiers, des méthodes de présentation de l'information financière et des contrôles internes applicables à l'information financière et comptable et à la conformité aux exigences des lois et des règlements qui se rapportent aux états financiers, aux questions fiscales et à la communication des faits importants;
3. examiner et recommander au conseil, conjointement avec le comité de la santé, de la sécurité, de l'intégrité de l'actif et de l'environnement, le cabinet comptable dont les services seront retenus par la Société afin de réaliser un examen indépendant de certification de la déclaration d'émissions de GES de la Société, et établir les honoraires et autres formes de rémunération devant être versés à cet égard;
4. choisir les auditeurs indépendants de la Société et recommander la nomination de ceux-ci aux actionnaires, approuver au préalable tous les services d'audit et autres que d'audit que les auditeurs indépendants fourniront à la Société, conformément aux lois applicables, et établir les honoraires et les autres formes de rémunération qui seront versés aux auditeurs indépendants;
5. vérifier les titres de compétence et la qualité du travail des auditeurs indépendants de la Société et s'assurer de leur indépendance et superviser l'audit et l'examen des états financiers de la Société;
6. encadrer la fonction d'audit interne, les programmes de contrôles internes sur la présentation de l'information financière et le programme de conformité à la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* de la Société, ainsi que les mesures de cybersécurité mises en œuvre pour donner suite à l'évaluation des cyberrisques que la Société a effectuée, y compris les risques liés à l'utilisation de l'intelligence artificielle;
7. élaborer un système de réception, de conservation, de suivi et de traitement des plaintes, notamment en ce qui concerne les questions liées à la comptabilité, aux contrôles internes ou à l'audit, qui permet aux employés de la Société de faire des plaintes à ces sujets à titre confidentiel et sous le couvert de l'anonymat;
8. offrir une voie de communication entre les auditeurs indépendants, la direction, les auditeurs internes et le conseil.

II Composition, fonctionnement et structure du comité d'audit

1. Le comité d'audit se compose d'au moins trois (3) administrateurs choisis par le conseil, qui sont indépendants, ne font pas partie de la direction et n'ont aucune relation qui pourrait entraver l'exercice indépendant de leur jugement. Les membres du comité d'audit doivent remplir les exigences en matière d'indépendance et d'expérience des organismes de réglementation qui régissent la Société. Tous les membres du comité d'audit doivent avoir des notions de base en finance et en comptabilité et être en mesure de lire et de comprendre des états financiers de base au moment où ils sont nommés au comité d'audit. Au moins un membre du comité d'audit doit avoir des compétences en comptabilité ou des compétences connexes en gestion financière et être un « expert en finances » ou l'équivalent au sens des exigences des organismes de réglementation qui régissent la Société.
2. Le conseil nomme les membres du comité d'audit pour l'année à venir à la première réunion qu'il tient après chaque assemblée annuelle des actionnaires. Le conseil peut, à quelque moment que ce soit, destituer ou remplacer un membre du comité d'audit et pourvoir tout poste vacant au sein de ce comité.
3. Le conseil choisit un membre du comité d'audit à titre de président du comité. Si le conseil ne désigne pas de président ou si le président n'est pas présent à une réunion du comité d'audit, les membres du comité d'audit pourront désigner un président parmi eux au moyen d'un vote majoritaire.
4. Le secrétaire ou le secrétaire adjoint de la Société est le secrétaire du comité d'audit, à moins que le comité d'audit ne nomme un secrétaire.
5. La moitié (ou lorsque la moitié des membres du comité d'audit n'est pas un nombre entier, le nombre entier inférieur le plus près) des membres du comité d'audit, sous réserve d'un minimum de deux, qui assistent à la réunion ou qui y participent par téléphone ou par un autre moyen de communication qui permet à toutes les personnes qui participent à la réunion de se parler et de s'entendre, constitue le quorum aux fins des réunions.
6. Les réunions du comité d'audit sont tenues selon les modalités suivantes :

- (a) le comité d'audit se réunit au moins quatre (4) fois par année, aux moments et aux endroits qu'établit le président du comité d'audit;
 - (b) à chaque réunion, le comité d'audit tient une séance privée à huis clos avec la direction, le responsable de l'audit interne et les auditeurs indépendants et discute des questions que le comité d'audit ou chacun de ces groupes estiment devoir être débattues.
7. Les auditeurs indépendants et les auditeurs internes ont un accès direct au comité d'audit par l'entremise de son président et n'ont pas à passer par la direction s'ils jugent que cela n'est pas nécessaire. Tous les employés peuvent soumettre directement au comité d'audit toute question concernant des opérations ou des pratiques financières discutables, illégales ou inappropriées sans passer par la direction s'ils jugent que cela est nécessaire.

III Fonctions et responsabilités du comité d'audit

1. Les fonctions et les responsabilités générales du comité d'audit s'établissent comme suit :
 - (a) aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités à l'égard des principes comptables, des méthodes de présentation de l'information et des contrôles internes de la Société ainsi qu'à l'égard de l'approbation des états financiers consolidés trimestriels et annuels;
 - (b) établir et entretenir une voie de communication directe avec les auditeurs internes et les auditeurs indépendants de la Société et évaluer la qualité du travail de ceux-ci;
 - (c) s'assurer que la direction de la Société a mis en œuvre et maintient des contrôles internes efficaces sur la présentation de l'information financière;
 - (d) rendre compte au conseil régulièrement de l'exécution de ses fonctions et de ses responsabilités;
 - (e) revoir sa charte chaque année et recommander les modifications qui s'imposent au comité des mises en candidature, de la gouvernance et de la gestion des risques, qui les soumettra à l'approbation du conseil.
2. Les fonctions et les responsabilités du comité d'audit qui se rapportent aux auditeurs indépendants s'établissent comme suit :
 - (a) choisir les auditeurs indépendants de la Société et les recommander au conseil d'administration aux fins de leur nomination par les actionnaires, s'assurer de leur indépendance, surveiller la qualité de leur travail et approuver leur destitution lorsque les circonstances le justifient;
 - (b) approuver les honoraires et les autres formes de rémunération qui seront versés aux auditeurs indépendants, l'étendue de l'audit et le moment où celui-ci sera effectué et les autres services connexes qui sont fournis par les auditeurs indépendants;
 - (c) examiner le plan d'audit annuel des auditeurs indépendants, y compris l'étendue, la dotation en personnel, les emplacements visés et la confiance accordée à la direction et au service d'audit interne et en discuter avec la direction et les auditeurs indépendants avant le début des travaux, et superviser l'audit des états financiers de la Société;
 - (d) approuver au préalable tous les services autres que d'audit que la Société se propose de confier aux auditeurs indépendants, à l'exception de ceux qui sont interdits par la loi;
 - (e) obtenir et examiner chaque année un rapport des auditeurs indépendants décrivant (i) les méthodes de contrôle de la qualité interne des auditeurs indépendants, (ii) les questions importantes soulevées par le dernier contrôle de la qualité, ou le dernier contrôle par les pairs, du cabinet, ou par une enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq dernières années relativement à un ou à plusieurs audits indépendants effectués par le cabinet et (iii) les mesures prises pour régler les questions découlant de ces contrôles ou enquêtes, et recevoir une déclaration écrite des auditeurs indépendants qui fait état de tous les liens importants que ceux-ci ont avec la Société qui pourraient nuire à leur indépendance. La Société ne peut demander aux auditeurs indépendants de s'acquitter de tâches qui leur sont interdites par la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* ou les règles du Public Company Accounting Oversight Board ou de tout autre organisme de réglementation compétent régissant la Société;
 - (f) une fois l'audit terminé et avant le dépôt ou la publication des états financiers annuels, examiner ce qui suit et en discuter avec les auditeurs indépendants :
 - (i) le contenu de leur rapport, y compris :
 - A. les conventions et les méthodes comptables importantes qui ont été utilisées;
 - B. les autres méthodes de traitement de l'information financière conformes aux PCGR dont ils ont discuté avec la direction, les ramifications de l'utilisation de ces méthodes et le traitement qu'ils privilégient;
 - C. les autres communications écrites importantes entre eux et la direction;
 - (ii) l'étendue de l'audit et la qualité du travail qui a été effectué;

- (iii) les compétences du personnel chargé de l'audit et des finances de la Société;
 - (iv) la coopération dont a fait preuve le personnel de la Société pendant l'audit;
 - (v) les ressources internes qui ont été utilisées;
 - (vi) les opérations importantes effectuées hors du cours normal des activités de la Société;
 - (vii) les rajustements proposés importants et les recommandations en vue d'améliorer les contrôles comptables internes, les principes comptables ou les systèmes de gestion;
 - (viii) les services autres que d'audit qui ont été fournis par les auditeurs indépendants;
 - (ix) les décisions prises par les auditeurs indépendants au sujet de la qualité et du caractère adéquat des principes comptables et des principales estimations comptables utilisés par la Société dans le cadre de la présentation de l'information financière;
- (g) examiner et approuver les renseignements donnés aux actionnaires dans la circulaire d'information de la Société au sujet des services autres que d'audit qui ont été approuvés par le comité d'audit;
- (h) examiner et approuver la politique d'embauche des associés et employés, anciens ou actuels, des auditeurs indépendants, anciens ou actuels, de la Société.
3. Les fonctions et les responsabilités du comité d'audit qui se rapportent aux auditeurs internes s'établissent comme suit :
- (a) examiner le budget de la fonction d'audit interne quant à la structure, la dotation en personnel, l'efficacité et les compétences du personnel du service d'audit interne de la Société;
 - (b) examiner le plan d'audit interne;
 - (c) examiner les conclusions et les recommandations importantes issues de l'audit interne ainsi que la réponse de la direction et le suivi qu'elle fait à cet égard.
4. Les fonctions et les responsabilités du comité d'audit qui se rapportent aux contrôles internes de la Société s'établissent comme suit :
- (a) examiner l'efficacité et le caractère adéquat des méthodes et des pratiques commerciales de la Société qui ont une incidence sur l'intégrité financière de la Société, y compris celles qui se rapportent à l'audit interne, à la certification, à la comptabilité, aux systèmes et services d'information, à l'utilisation de l'intelligence artificielle, aux contrôles financiers, à la présentation de l'information (y compris l'information financière) par la direction et à la gestion des risques qui en découlent;
 - (b) examiner les questions non résolues entre la direction et les auditeurs indépendants qui pourraient avoir une incidence sur la présentation de l'information financière ou sur les contrôles internes de la Société;
 - (c) examiner de façon périodique la mesure dans laquelle les recommandations faites par le personnel chargé de l'audit interne ou par les auditeurs indépendants ont été mises en œuvre.
5. Les autres fonctions et responsabilités du comité d'audit s'établissent comme suit :
- (a) examiner les états financiers consolidés trimestriels non audités de la Société et le rapport de gestion correspondant, y compris l'incidence des éléments inhabituels et des modifications des estimations et des principes comptables, et les communiqués de presse sur les résultats, avant leur publication, en discuter avec la direction, le groupe d'audit interne et les auditeurs indépendants et en faire état au conseil;
 - (b) examiner les états financiers consolidés annuels audités de la Société et le rapport de gestion correspondant, y compris l'incidence des éléments inhabituels et des modifications des estimations et des principes comptables, et les communiqués de presse sur les résultats, avant leur publication, en discuter avec la direction, le groupe d'audit interne et les auditeurs indépendants et en faire état au conseil;
 - (c) s'assurer que des processus adéquats ont été mis en place aux fins de l'examen des renseignements financiers publiés par la Société qui sont tirés des états financiers de celle-ci, autres que les communiqués de presse trimestriels et annuels sur les résultats, et évaluer de façon périodique le caractère adéquat de ces processus;
 - (d) examiner le rapport de la direction sur le caractère adéquat des conventions et des méthodes utilisées pour dresser les états financiers consolidés et les autres documents d'information requis de la Société et évaluer les recommandations relatives aux modifications importantes qui devraient être apportées à ces conventions et méthodes;
 - (e) examiner avec la direction, les auditeurs indépendants et les conseillers juridiques, au besoin, les litiges, les réclamations et les autres éventualités, y compris les avis de cotisation d'impôt, qui pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société et la manière dont ces éléments ont été présentés dans les états financiers consolidés;

- (f) examiner l'évaluation effectuée et le rapport rédigé par la direction sur les cyberrisques auxquels la Société est exposée, y compris les risques associés à l'utilisation de l'intelligence artificielle, et les mesures de cybersécurité mises en œuvre par la Société afin de contrer ces risques;
- (g) établir des méthodes aux fins suivantes :
 - (i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société relativement aux questions liées à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à l'audit;
 - (ii) la présentation par les employés de la Société, à titre confidentiel et sous le couvert de l'anonymat, des préoccupations qu'ils ont relativement à des questions de comptabilité ou d'audit discutables;
- (h) coordonner des réunions avec le comité des réserves de la Société, les dirigeants de la Société qui sont responsables des questions d'ingénierie, les ingénieurs indépendants chargés de l'évaluation des réserves et les auditeurs, au besoin, et obtenir les autres renseignements nécessaires avant d'approuver les états financiers consolidés;
- (i) établir le calendrier des tâches dont devra s'acquitter le comité d'audit pendant l'année à venir et le soumettre au conseil, selon la forme appropriée, après chaque assemblée annuelle des actionnaires;
- (j) s'acquitter des autres tâches, conformément à sa charte, aux règlements administratifs de la Société et aux lois qui régissent celle-ci, que le comité d'audit ou le conseil juge nécessaires ou appropriées;
- (k) dresser les procès-verbaux de ses réunions et rendre compte régulièrement au conseil de l'issue, si elle revêt de l'importance, des tâches décrites ci-dessus;
- (l) examiner, évaluer, approuver, entériner, modifier, rejeter et surveiller conjointement avec le comité des mises en candidature, de la gouvernance et de la gestion des risques, toute opération entre parties liées impliquant la Société et toute personne issue des quatre catégories suivantes : (A) administrateur, (B) haut dirigeant, (C) personne physique ou morale qui est propriétaire véritable de 5 % ou plus des titres comportant droit de vote de la Société, ou (D) tout membre de la famille immédiate de l'une des personnes des catégories susmentionnées (chacune d'elles étant une « partie liée »), afin de déterminer si (a) les modalités sont justes et raisonnables, sans lien de dépendance et dans le meilleur intérêt de la Société; et (b) l'opération est autrement conforme aux lois sur les valeurs mobilières applicables et aux exigences relatives à l'inscription initiale de toute bourse de valeurs concernée. « opération entre parties liées » désigne toute opération, entente ou relation (ou série d'opérations connexes) :
 - (i) à laquelle la Société ou l'une de ses filiales est partie;
 - (ii) dont le montant en cause dépasse le seuil qui déclenche une divulgation aux termes des lois sur les valeurs mobilières applicables ou des exigences relatives à l'inscription initiale de toute bourse de valeurs concernée;
 - (iii) dans laquelle une partie liée détient, ou détiendra, un intérêt important, directement ou indirectement, comme établi par rapport aux lois sur les valeurs mobilières applicables et aux exigences de toute bourse de valeurs concernée.

Le comité d'audit a le pouvoir d'effectuer les enquêtes qu'il juge appropriées pour s'acquitter de ses responsabilités et peut communiquer directement avec les auditeurs indépendants ainsi qu'avec les dirigeants et les employés de la Société. Il a en outre le pouvoir d'embaucher, aux frais de la Société, les conseillers juridiques spéciaux, les experts en comptabilité ou les autres experts ou experts-conseils dont il estime avoir besoin pour s'acquitter de ses obligations. La Société doit en tout temps constituer les provisions nécessaires pour verser les honoraires et les autres formes de rémunération approuvés par le comité d'audit aux auditeurs indépendants de la Société en contrepartie de l'émission de leur rapport d'audit ou aux experts ou aux consultants embauchés par le comité d'audit.