



# **STRATHCONA**

## **RESOURCES LTD**

**RAPPORT DE GESTION**

**POUR LES TRIMESTRES ET LES PÉRIODES DE NEUF MOIS**

**CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2025 ET 2024**

## RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion portant sur la situation financière et les résultats d'exploitation de Strathcona Resources Ltd. (la « **Société** » ou « **Strathcona** »), daté du 5 novembre 2025, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités (et les notes annexes) de la Société aux 30 septembre 2025 et 2024 et pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos à ces dates (les « **états financiers intermédiaires** ») et les états financiers consolidés audités de la Société aux 31 décembre 2024 et 2023 et pour les exercices clos à ces dates (les « **états financiers annuels** »). Les états financiers intermédiaires ont été préparés conformément aux Normes IFRS® de comptabilité (les « **Normes de comptabilité** ») publiées par l'International Accounting Standards Board et sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les états financiers intermédiaires, les états financiers annuels et le rapport de gestion de Strathcona ont été préparés par la direction, revus par le comité d'audit du conseil d'administration de la Société et approuvés par le conseil d'administration de la Société.

Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective; se reporter à la rubrique « Information prospective » figurant plus loin pour obtenir de plus amples renseignements. Il contient également des mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité et qui pourraient ne pas être comparables à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » de ce rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements. Enfin, il contient certaines mesures propres au secteur pétrolier et gazier; se reporter à la rubrique « Avis concernant l'information sur le pétrole et le gaz » à la fin de ce rapport de gestion.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens; en ce qui concerne les chiffres présentés sous forme de tableau, les montants sont présentés en millions de dollars canadiens, dans chaque cas, sauf indication contraire. Tous les montants unitaires sont fondés sur les volumes de ventes de marchandises, déduction faite des coûts de fluidification. Les volumes de ventes diffèrent des volumes de production en raison des variations des stocks de pétrole.

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Strathcona est une société constituée et régie en vertu des dispositions de la Business Corporations Act (Alberta). Les actions ordinaires de Strathcona sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « SCR ».

Au 30 septembre 2025, environ 79,6 % des actions ordinaires de la Société étaient détenues par certaines entités constituées de Waterous Energy Fund et de ses sociétés liées (collectivement, « **WEF** »).

## FAITS RÉCENTS

### Résiliation de l'offre visant l'acquisition de MEG Energy Corp.

Le 30 mai 2025, Strathcona a officiellement lancé une offre visant à acquérir la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de MEG Energy Corp. (« **MEG** ») qu'elle ne détenait pas déjà (la « **transaction liée à MEG** »). Le 10 octobre 2025, Strathcona a mis fin à son offre publique d'achat (l'« **offre** ») visant MEG, car Strathcona a déterminé que les conditions de l'offre ne pouvaient plus être remplies en raison de la conclusion d'un accord définitif révisé entre MEG et Cenovus Energy Inc. (« **Cenovus** ») relativement à la convention visant l'acquisition de toutes les actions ordinaires de MEG (la « **transaction liée à Cenovus et à MEG** »).

Strathcona a résilié l'offre conformément aux modalités de l'offre d'achat initiale et de la note d'information qui l'accompagne de Strathcona datées du 30 mai 2025, telles qu'elles sont modifiées par l'avis de modification, de changement et de prolongation daté du 10 septembre 2025. Par conséquent, aucune action ordinaire de MEG n'a été acquise dans le cadre de l'offre, et les actions ordinaires de MEG qui ont été déposées dans le cadre de l'offre ont été promptement retournées aux actionnaires de MEG.

Le 26 octobre 2025, en même temps que Cenovus bonifiait la contrepartie dans le cadre de la transaction liée à Cenovus et à MEG, Strathcona a conclu une convention de vote et de soutien avec Cenovus (la « **convention de vote et de soutien** ») aux termes de laquelle Strathcona a convenu, entre autres et sous réserve des modalités de la convention, d'exercer ses droits de vote rattachés à ses 31,6 millions d'actions ordinaires de MEG en faveur de la transaction liée à Cenovus et à MEG lors de l'assemblée extraordinaire des actionnaires de MEG. Parallèlement à la conclusion de la convention de vote et de soutien, Strathcona a également convenu d'acheter auprès de Cenovus le projet de récupération thermique Vawn et certains terrains de récupération thermique non aménagés à Lindbergh, à Plover Lake et à Glenbogie, pour une contrepartie initiale versée à la clôture de 75,0 M\$ et une contrepartie éventuelle additionnelle pouvant atteindre 75,0 M\$, selon les prix futurs des marchandises, qui sera versée conformément à la convention d'achat d'actifs (la « **convention d'achat d'actifs** »). La production de l'actif s'est établie en moyenne à environ 5 000 barils par jour depuis le début de 2025. La clôture de l'acquisition en vertu de la convention d'achat d'actifs est assujettie à certaines conditions, notamment l'obtention des approbations réglementaires et la conclusion de la transaction liée à Cenovus et à MEG, et elle devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2025.

À la date du présent rapport de gestion, la transaction liée à Cenovus et à MEG n'avait pas encore été conclue. Une assemblée extraordinaire est prévue le 6 novembre 2025, lors de laquelle les actionnaires de MEG seront appelés à voter concernant la transaction liée à Cenovus et à MEG. La transaction liée à Cenovus et à MEG est également assujettie à l'approbation des tribunaux.

### Reçus de souscription

Parallèlement à la transaction liée à MEG, le 27 juin 2025, la Société a conclu une convention relative à des reçus de souscription avec des sociétés liées à Waterous Energy Fund III (« **WEF III** »), une partie liée de la Société, en vertu de laquelle 21,4 millions de reçus de souscription de la Société ont été émis à l'intention de WEF III au prix de 30,92 \$ par reçu de souscription, pour un produit brut total de 661,7 M\$ (la « **convention relative à des reçus de souscription** »). Les reçus de souscription ont été entiercés et devaient être convertis en actions ordinaires de la Société à la clôture de la transaction liée à MEG.

En vertu des modalités de la convention relative à des reçus de souscription, la Société est tenue de verser à WEF III un paiement équivalent aux dividendes si des dividendes sont déclarés sur les actions ordinaires de la Société avant la conversion des reçus de souscription en actions ordinaires ou de la résiliation. Au 30 septembre 2025, la Société avait comptabilisé un paiement équivalent aux dividendes de 12,8 M\$ (ou 0,60 \$ par reçu de souscription).

La résiliation de la transaction liée à MEG a donné lieu à la résiliation correspondante des reçus de souscription. Après le 30 septembre 2025, le produit détenu en mains tierces a été retourné à WEF III et le paiement équivalent aux dividendes a été réglé.

### Lancement de la distribution spéciale

Le 10 octobre 2025, le conseil d'administration de Strathcona a approuvé une distribution spéciale de 10,00 \$ par action (la « **distribution spéciale** ») à tous les actionnaires de Strathcona. La distribution spéciale devrait prendre effet dans le cadre d'un plan d'arrangement prévu par la loi qui exige l'obtention de l'approbation d'au moins 66<sup>2/3</sup> % des actionnaires, en plus de l'approbation de la Cour du Banc du Roi de l'Alberta. L'assemblée extraordinaire des actionnaires de Strathcona pour approuver la distribution spéciale est prévue le 27 novembre 2025. Si la distribution spéciale reçoit toutes les approbations requises, elle devrait prendre effet et être versée en décembre 2025.

Des renseignements détaillés sur la distribution spéciale et le plan d'arrangement seront fournis dans la circulaire d'information de la direction de Strathcona et dans d'autres documents connexes. Ces documents devraient être fournis aux actionnaires, déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada, sur SEDAR+, sous le profil de Strathcona, à l'adresse [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et affichés sur le site Web de Strathcona, le 6 novembre 2025.

### Transfert d'actions direct lié à WEF

Le 10 octobre 2025, Strathcona a annoncé que WEF a l'intention de conclure une série additionnelle de transactions de transfert d'actions directs visant la distribution d'actions de Strathcona aux commanditaires de WEF, conformément à ses intentions précédemment énoncées et de la même manière qu'elle l'a fait en janvier 2025. WEF prévoit distribuer à ses commanditaires jusqu'à environ 13 % des actions en circulation de Strathcona en deux étapes, environ 5 % de ces actions devant être distribuées en novembre 2025 et jusqu'à 8 % au début de 2026. Après la conclusion des transactions de transfert d'actions direct, la participation de WEF dans Strathcona diminuera, passant de 79,6 % à environ 66,6 %. Aucun membre du commandité WEF ni aucun membre de son personnel qui reçoit des actions de Strathcona dans le cadre du transfert n'a actuellement l'intention de vendre des actions à la suite de la distribution pour le moment.

## PRÉVISIONS

Le conseil d'administration de Strathcona a approuvé un budget d'investissement de 1,0 G\$ pour 2026, selon une production moyenne annuelle prévue de 115 kb/j à 125 kb/j en 2026.

Le tableau suivant présente les prévisions en matière de production et d'investissements pour l'ensemble des exercices 2025 et 2026.

|                                                    | Prévisions pour 2025 <sup>1</sup> | Prévisions pour 2026 |
|----------------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|
| Production moyenne annuelle (en kb/j)              | 152 – 158                         | 115 – 125            |
| Dépenses d'investissement (en millions de dollars) | 1 200                             | 1 000                |

1. Telles qu'elles ont été annoncées le 7 août 2025 et présentées dans le rapport de gestion de la Société pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2025 et 2024.

## PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES ET ABANDONNÉES

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a conclu trois accords d'achat et de vente d'actifs distincts afin de céder la quasi-totalité des actifs de son secteur Montney. Le secteur Montney représente une ligne d'activité et une région géographique principales et distinctes; par conséquent, ses résultats ont été classés dans les activités abandonnées conformément à IFRS 5 *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*.

### Vente d'actifs de Groundbirch

Le 1<sup>er</sup> juin 2025, la Société a conclu la vente d'actifs situés principalement dans la région de Groundbirch dans le nord-est de la Colombie-Britannique (la « **vente d'actifs de Groundbirch** »), pour un produit global de 291,6 M\$, incluant les ajustements de clôture provisoires, montant réglé en actions ordinaires de Tourmaline Oil Corp. Un profit connexe à la vente d'actifs de 138,3 M\$ a été comptabilisé à la clôture de la transaction.

### Vente d'actifs de Kakwa et de Grande Prairie

Le 14 mai 2025, la Société a conclu des accords d'achat et de vente d'actifs en vertu desquels la Société a convenu de vendre des actifs principalement situés dans la région de Kakwa et de Grande Prairie, dans le nord-ouest de l'Alberta (la « **vente d'actifs de Kakwa et de Grande Prairie** »). Le 2 juillet 2025, la Société a conclu la vente d'actifs de Kakwa et de Grande Prairie pour une contrepartie en trésorerie totale de 2 421,7 M\$, incluant les ajustements de clôture provisoires. Un profit connexe à la vente d'actifs de 616,1 M\$ a été comptabilisé à la clôture de la transaction.

Les résultats financiers pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos le 30 septembre 2025 et le 30 septembre 2024 sont présentés ci-dessous en vue d'effectuer un rapprochement des activités poursuivies et des activités abandonnées et du total des résultats. Le total des résultats est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité et qui pourrait ne pas être comparable à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs. Le total des résultats est une mesure utilisée par la direction de Strathcona pour évaluer la performance financière historique de l'ensemble des activités et ne se veut pas représentatif des résultats futurs de la Société.

| (en millions de dollars,<br>sauf indication contraire)        | Trimestre clos le 30 septembre 2025 |                          |                | Trimestre clos le 30 septembre 2024 <sup>1</sup> |                          |                |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------------------------------|--------------------------|----------------|
|                                                               | Activités<br>poursuivies            | Activités<br>abandonnées | Total          | Activités<br>poursuivies                         | Activités<br>abandonnées | Total          |
| <b>Produits et autres produits</b>                            |                                     |                          |                |                                                  |                          |                |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                           | 1 008,7                             | 3,3                      | <b>1 012,0</b> | 1 059,1                                          | 213,4                    | <b>1 272,5</b> |
| Vente de produits achetés                                     | 30,9                                | —                        | <b>30,9</b>    | 44,4                                             | —                        | <b>44,4</b>    |
| Redevances                                                    | (127,6)                             | (0,5)                    | <b>(128,1)</b> | (113,9)                                          | (20,1)                   | <b>(134,0)</b> |
| Produits tirés du pétrole et du gaz naturel                   | 912,0                               | 2,8                      | <b>914,8</b>   | 989,6                                            | 193,3                    | <b>1 182,9</b> |
| Perte sur les contrats de gestion des risques                 | (26,7)                              | —                        | <b>(26,7)</b>  | (16,6)                                           | —                        | <b>(16,6)</b>  |
| Produits du secteur médian                                    | 9,6                                 | —                        | <b>9,6</b>     | —                                                | —                        | <b>—</b>       |
| Autres produits                                               | 8,1                                 | —                        | <b>8,1</b>     | 0,1                                              | —                        | <b>0,1</b>     |
|                                                               | 903,0                               | 2,8                      | <b>905,8</b>   | 973,1                                            | 193,3                    | <b>1 166,4</b> |
| <b>Charges</b>                                                |                                     |                          |                |                                                  |                          |                |
| Produits achetés                                              | 31,4                                | —                        | <b>31,4</b>    | 43,9                                             | —                        | <b>43,9</b>    |
| Coûts de fluidification                                       | 221,9                               | —                        | <b>221,9</b>   | 231,8                                            | —                        | <b>231,8</b>   |
| Production et exploitation                                    | 145,9                               | (4,2)                    | <b>141,7</b>   | 145,4                                            | 40,5                     | <b>185,9</b>   |
| Transport et traitement                                       | 91,8                                | 0,2                      | <b>92,0</b>    | 90,2                                             | 50,0                     | <b>140,2</b>   |
| Frais généraux et administratifs                              | 23,6                                | (1,6)                    | <b>22,0</b>    | 19,2                                             | 6,3                      | <b>25,5</b>    |
| Intérêts                                                      | 23,2                                | —                        | <b>23,2</b>    | 42,1                                             | —                        | <b>42,1</b>    |
| Coûts liés aux transactions                                   | 4,1                                 | 14,8                     | <b>18,9</b>    | 0,3                                              | —                        | <b>0,3</b>     |
| Charges financières                                           | 13,5                                | —                        | <b>13,5</b>    | 13,6                                             | 8,3                      | <b>21,9</b>    |
| Dépilation et amortissements                                  | 151,3                               | —                        | <b>151,3</b>   | 150,3                                            | 76,0                     | <b>226,3</b>   |
| Perte (profit) de change                                      | 17,0                                | —                        | <b>17,0</b>    | (6,8)                                            | —                        | <b>(6,8)</b>   |
| Profit latent sur le fonds d'assainissement de l'île de Sable | —                                   | —                        | <b>—</b>       | (0,2)                                            | —                        | <b>(0,2)</b>   |
|                                                               | 723,7                               | 9,2                      | <b>732,9</b>   | 729,8                                            | 181,1                    | <b>910,9</b>   |
| Profit sur les titres négociables                             | 22,1                                | —                        | <b>22,1</b>    | —                                                | —                        | <b>—</b>       |
| Profit à la vente d'actifs, montant net                       | —                                   | 616,1                    | <b>616,1</b>   | —                                                | —                        | <b>—</b>       |
| (Perte) résultant du règlement d'autres obligations           | —                                   | —                        | <b>—</b>       | —                                                | (4,4)                    | <b>(4,4)</b>   |
| <b>Bénéfice avant impôt sur le résultat</b>                   | 201,4                               | 609,7                    | <b>811,1</b>   | 243,3                                            | 7,8                      | <b>251,1</b>   |
| Charge d'impôt                                                | 56,8                                | 181,1                    | <b>237,9</b>   | 59,4                                             | 3,7                      | <b>63,1</b>    |
| <b>Bénéfice et bénéfice global</b>                            | 144,6                               | 428,6                    | <b>573,2</b>   | 183,9                                            | 4,1                      | <b>188,0</b>   |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

| (en millions de dollars,<br>sauf indication contraire)        | Période de neuf mois close le<br>30 septembre 2025 |                          |                | Période de neuf mois close le<br>30 septembre 2024 <sup>1</sup> |                          |                |
|---------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------|----------------|-----------------------------------------------------------------|--------------------------|----------------|
|                                                               | Activités<br>poursuivies                           | Activités<br>abandonnées | Total          | Activités<br>poursuivies                                        | Activités<br>abandonnées | Total          |
| <b>Produits et autres produits</b>                            |                                                    |                          |                |                                                                 |                          |                |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                           | 3 159,7                                            | 520,7                    | <b>3 680,4</b> | 3 331,0                                                         | 712,6                    | <b>4 043,6</b> |
| Vente de produits achetés                                     | 52,6                                               | —                        | <b>52,6</b>    | 59,4                                                            | —                        | <b>59,4</b>    |
| Redevances                                                    | (335,9)                                            | (35,0)                   | <b>(370,9)</b> | (382,0)                                                         | (72,2)                   | <b>(454,2)</b> |
| Produits tirés du pétrole et du gaz naturel                   | 2 876,4                                            | 485,7                    | <b>3 362,1</b> | 3 008,4                                                         | 640,4                    | <b>3 648,8</b> |
| Perte sur les contrats de gestion des risques                 | (85,3)                                             | —                        | <b>(85,3)</b>  | (54,2)                                                          | —                        | <b>(54,2)</b>  |
| Produits du secteur médian                                    | 16,2                                               | —                        | <b>16,2</b>    | —                                                               | —                        | <b>—</b>       |
| Autres produits                                               | 14,2                                               | —                        | <b>14,2</b>    | 0,1                                                             | —                        | <b>0,1</b>     |
|                                                               | 2 821,5                                            | 485,7                    | <b>3 307,2</b> | 2 954,3                                                         | 640,4                    | <b>3 594,7</b> |
| <b>Charges</b>                                                |                                                    |                          |                |                                                                 |                          |                |
| Produits achetés                                              | 53,4                                               | —                        | <b>53,4</b>    | 58,9                                                            | —                        | <b>58,9</b>    |
| Coûts de fluidification                                       | 798,0                                              | —                        | <b>798,0</b>   | 813,8                                                           | —                        | <b>813,8</b>   |
| Production et exploitation                                    | 509,0                                              | 84,0                     | <b>593,0</b>   | 489,4                                                           | 125,1                    | <b>614,5</b>   |
| Transport et traitement                                       | 274,0                                              | 110,9                    | <b>384,9</b>   | 275,3                                                           | 157,5                    | <b>432,8</b>   |
| Frais généraux et administratifs                              | 63,9                                               | 10,3                     | <b>74,2</b>    | 55,0                                                            | 17,7                     | <b>72,7</b>    |
| Intérêts                                                      | 107,4                                              | —                        | <b>107,4</b>   | 131,2                                                           | —                        | <b>131,2</b>   |
| Coûts liés aux transactions                                   | 18,9                                               | 19,4                     | <b>38,3</b>    | 0,7                                                             | —                        | <b>0,7</b>     |
| Charges financières                                           | 40,6                                               | 13,3                     | <b>53,9</b>    | 37,5                                                            | 29,8                     | <b>67,3</b>    |
| Dépilation et amortissements                                  | 454,6                                              | 89,7                     | <b>544,3</b>   | 453,3                                                           | 223,9                    | <b>677,2</b>   |
| (Profit) perte de change                                      | (23,5)                                             | —                        | <b>(23,5)</b>  | 20,5                                                            | —                        | <b>20,5</b>    |
| Profit latent sur le fonds d'assainissement de l'île de Sable | —                                                  | —                        | <b>—</b>       | (0,1)                                                           | —                        | <b>(0,1)</b>   |
|                                                               | 2 296,3                                            | 327,6                    | <b>2 623,9</b> | 2 335,5                                                         | 554,0                    | <b>2 889,5</b> |
| Profit sur les titres négociables                             | 69,4                                               | —                        | <b>69,4</b>    | —                                                               | —                        | <b>—</b>       |
| Profit à la vente d'actifs, montant net                       | —                                                  | 621,4                    | <b>621,4</b>   | —                                                               | —                        | <b>—</b>       |
| (Perte) résultant du règlement d'autres obligations           | —                                                  | (1,3)                    | <b>(1,3)</b>   | —                                                               | (4,4)                    | <b>(4,4)</b>   |
| <b>Bénéfice avant impôt sur le résultat</b>                   | 594,6                                              | 778,2                    | <b>1 372,8</b> | 618,8                                                           | 82,0                     | <b>700,8</b>   |
| Charge d'impôt                                                | 138,7                                              | 224,7                    | <b>363,4</b>   | 159,9                                                           | 25,1                     | <b>185,0</b>   |
| <b>Bénéfice et bénéfice global</b>                            | 455,9                                              | 553,5                    | <b>1 009,4</b> | 458,9                                                           | 56,9                     | <b>515,8</b>   |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

## VOLUMES DE PRODUCTION

|                                       | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes |                               |
|---------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|------------------------------|-------------------------------|
|                                       | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025             | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| Bitume (b/j)                          | 61 157              | 58 610                        | 56 628          | 60 919                       | 59 444                        |
| Pétrole lourd (b/j)                   | 53 943              | 50 494                        | 51 479          | 51 983                       | 51 144                        |
| Condensat et pétrole léger (b/j)      | 39                  | 32                            | 123             | 60                           | 26                            |
| Production totale de pétrole (b/j)    | 115 139             | 109 136                       | 108 230         | 112 962                      | 110 614                       |
| Autres LGN (b/j)                      | 4                   | —                             | 44              | 17                           | 1                             |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)     | 2 642               | 1 150                         | 3 911           | 2 853                        | 907                           |
| Total (bep/j) – activités poursuivies | 115 584             | 109 328                       | 108 926         | 113 455                      | 110 826                       |
| Total (bep/j) – activités abandonnées | 617                 | 68 907                        | 72 442          | 50 317                       | 70 869                        |
| Total (bep/j)                         | 116 201             | 178 235                       | 181 368         | 163 772                      | 181 695                       |
| % de liquides – activités poursuivies | 99,6 %              | 99,8 %                        | 99,4 %          | 99,6 %                       | 99,8 %                        |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les volumes de production des activités poursuivies ont augmenté de 6 % (ou 6 256 bep par jour) pour atteindre une moyenne de 115 584 bep par jour, comparativement à 109 328 bep par jour pour la période correspondante de 2024. L'augmentation est principalement attribuable à la performance des nouveaux puits forés dans les secteurs Cold Lake et Lloydminster – récupération thermique, contrebalancée en partie par la baisse des volumes de production dans le secteur Lloydminster – récupération classique.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les volumes de production des activités poursuivies ont augmenté de 2 % (ou 2 629 bep par jour) pour atteindre une moyenne de 113 455 bep par jour, comparativement à 110 826 bep par jour pour la période correspondante de 2024. L'augmentation tient principalement à la performance des nouveaux puits forés dans les secteurs Cold Lake et Lloydminster – récupération thermique, contrebalancée en partie par la baisse des volumes de production dans le secteur Lloydminster – récupération classique et par la baisse des volumes au deuxième trimestre de 2025 en raison de travaux de révision planifiés à Tucker dans le secteur Cold Lake.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les volumes de production des activités poursuivies ont augmenté de 6 % (ou 6 658 bep par jour) pour s'établir en moyenne à 115 584 bep par jour, comparativement à 108 926 bep par jour pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Cette augmentation est principalement attribuable au retour aux niveaux de production habituels à Tucker dans le secteur Cold Lake à la suite des travaux de révision planifiés au cours du deuxième trimestre de 2025, et à l'augmentation de la production provenant de nouveaux puits forés dans le secteur Lloydminster – récupération thermique.

## VOLUMES DE VENTES

|                                       | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|---------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                       | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| Bitume (b/j)                          | <b>61 433</b>       | 58 422                        | 56 427          | <b>60 878</b>                    | 59 389                        |
| Pétrole lourd (b/j)                   | <b>53 319</b>       | 50 839                        | 54 094          | <b>52 808</b>                    | 51 854                        |
| Condensat et pétrole léger (b/j)      | <b>39</b>           | 32                            | 123             | <b>60</b>                        | 35                            |
| Production totale de pétrole (b/j)    | <b>114 791</b>      | 109 293                       | 110 644         | <b>113 746</b>                   | 111 278                       |
| Autres LGN (b/j)                      | <b>4</b>            | —                             | 44              | <b>17</b>                        | 2                             |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)     | <b>2 642</b>        | 1 150                         | 3 911           | <b>2 853</b>                     | 1 211                         |
| Total (bep/j) – activités poursuivies | <b>115 235</b>      | 109 484                       | 111 340         | <b>114 233</b>                   | 111 481                       |
| Total (bep/j) – activités abandonnées | <b>617</b>          | 68 907                        | 72 466          | <b>50 325</b>                    | 70 869                        |
| Total (bep/j)                         | <b>115 852</b>      | 178 391                       | 183 806         | <b>164 558</b>                   | 182 350                       |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Les volumes de ventes varient généralement en fonction des volumes de production, sauf dans le cas d'une accumulation ou d'un écoulement de stocks. Strathcona transporte les stocks au moyen de wagons porte-rails vers la côte américaine du golfe du Mexique et de pipelines et les entrepose dans des réservoirs de stockage. Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024, il n'y a eu aucun changement important dans les volumes des stocks et, par conséquent, les volumes de ventes se sont rapprochés des volumes de production.

## CONTEXTE COMMERCIAL

|                                                                               | Trimestres clos les |                  |                 | Périodes de neuf mois closes les |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
|                                                                               | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 |
| <b>Prix de référence</b>                                                      |                     |                  |                 |                                  |                  |
| <i>\$ US/b, sauf indication contraire</i>                                     |                     |                  |                 |                                  |                  |
| WTI <sup>1</sup>                                                              | <b>64,93</b>        | 75,10            | 63,74           | <b>66,70</b>                     | 77,54            |
| WCS Hardisty <sup>2</sup>                                                     | <b>54,54</b>        | 61,55            | 53,46           | <b>55,59</b>                     | 62,05            |
| WCS de la côte américaine du golfe du Mexique                                 | <b>62,59</b>        | 68,51            | 61,00           | <b>63,77</b>                     | 71,03            |
| Différentiel entre le WTI et le WCS Hardisty                                  | <b>(10,39)</b>      | (13,55)          | (10,28)         | <b>(11,11)</b>                   | (15,49)          |
| Différentiel entre le WTI et le WCS de la côte américaine du golfe du Mexique | <b>(2,34)</b>       | (6,59)           | (2,74)          | <b>(2,93)</b>                    | (6,51)           |
| Différentiel entre la NYMEX et l'AECO (\$ US/MBtu) <sup>3</sup>               | <b>(2,42)</b>       | (1,62)           | (2,10)          | <b>(2,30)</b>                    | (1,15)           |
| Différentiel lié au condensat <sup>4</sup>                                    | <b>(1,83)</b>       | (3,90)           | (0,29)          | <b>(1,21)</b>                    | (3,84)           |
| Taux de change moyen (\$ CA/\$ US)                                            | <b>1,3774</b>       | 1,3636           | 1,3840          | <b>1,3987</b>                    | 1,3603           |
| <i>\$ CA/b, sauf indication contraire</i>                                     |                     |                  |                 |                                  |                  |
| WTI <sup>1</sup>                                                              | <b>89,43</b>        | 102,43           | 88,19           | <b>93,36</b>                     | 105,50           |
| WCS Hardisty <sup>2</sup>                                                     | <b>75,10</b>        | 83,96            | 73,96           | <b>77,79</b>                     | 84,45            |
| WCS de la côte américaine du golfe du Mexique <sup>3</sup>                    | <b>86,19</b>        | 93,45            | 84,40           | <b>89,26</b>                     | 96,64            |
| AECO 5A (\$ CA/GJ) <sup>5</sup>                                               | <b>0,60</b>         | 0,65             | 1,60            | <b>1,42</b>                      | 1,38             |
| Prix du condensat au pair à Edmonton                                          | <b>86,91</b>        | 97,10            | 87,77           | <b>91,65</b>                     | 100,28           |
| Prix commun moyen pondéré de l'AESO (\$ CA/MWh) <sup>6</sup>                  | <b>51,84</b>        | 58,75            | 41,26           | <b>44,77</b>                     | 68,35            |
| Taux CORRA (%) <sup>7</sup>                                                   | <b>2,74</b>         | 4,54             | 2,75            | <b>2,85</b>                      | 4,84             |

1. Moyenne mensuelle du pétrole West Texas Intermediate (« **WTI** »).
2. Western Canadian Select (« **WCS** »)
3. Se rapporte au différentiel au titre des contrats à terme normalisés au taux affiché à la New York Mercantile Exchange (« **NYMEX** ») pour le dernier jour de négociation par rapport à l'indice 7A de l'Alberta Energy Company (l'« **AECO** »).
4. Différentiel entre les condensats et le WTI à Edmonton.
5. Prix pratiqués au carrefour AECO.
6. Prix commun moyen pondéré de l'Alberta Electric System Operator (l'« **AESO** »)
7. Taux des opérations de pension à un jour (le « **TAUX CORRA** »).

Au cours du troisième trimestre de 2025, les prix du WTI ont été marqués par une importante volatilité, principalement attribuable aux incertitudes liées à l'offre mondiale, aux tensions géopolitiques croissantes et aux variations des tendances liées à la demande. Malgré ces fluctuations, les prix du WTI ont affiché une tendance à la hausse par rapport au trimestre précédent, soutenue par un resserrement des stocks et par des réductions continues de la production des principaux pays exportateurs de pétrole. Dans l'intervalle, les différentiels entre le WTI et le WCS Hardisty et entre le WTI et le WCS de la côte américaine du golfe du Mexique sont demeurés relativement stables au cours du troisième trimestre de 2025.

Le prix du gaz naturel AECO 5A a diminué au troisième trimestre de 2025, principalement en raison d'une offre excédentaire dans l'Ouest canadien et de l'augmentation plus lente que prévu de la production de la nouvelle installation de LNG Canada.

## PRODUITS ET PRIX RÉALISÉS

### Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                                                                   | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                                                                                       | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| Bitume fluidifié                                                                                                      | 585,4               | 616,9                         | 548,6           | 1 855,7                          | 1 943,9                       |
| Pétrole lourd, fluidifié et brut                                                                                      | 423,0               | 441,8                         | 424,3           | 1 301,4                          | 1 385,8                       |
| Condensat et pétrole léger                                                                                            | —                   | 0,3                           | 0,9             | 1,1                              | 0,8                           |
| Autres liquides de gaz naturel                                                                                        | —                   | —                             | 0,1             | 0,1                              | —                             |
| Gaz naturel                                                                                                           | 0,3                 | 0,1                           | 0,8             | 1,4                              | 0,5                           |
| Produits du secteur médian                                                                                            | 9,6                 | —                             | 6,6             | 16,2                             | —                             |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                                                                   | 1 018,3             | 1 059,1                       | 981,3           | 3 175,9                          | 3 331,0                       |
| (Perte) profit sur les produits achetés                                                                               | (0,5)               | 0,5                           | —               | (0,8)                            | 0,5                           |
| Bitume – coûts de fluidification                                                                                      | (193,8)             | (200,6)                       | (208,4)         | (683,2)                          | (697,3)                       |
| Pétrole lourd – coûts de fluidification                                                                               | (28,1)              | (31,2)                        | (41,7)          | (114,8)                          | (116,5)                       |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification – activités poursuivies <sup>2</sup> | 795,9               | 827,8                         | 731,2           | 2 377,1                          | 2 517,7                       |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification – activités abandonnées <sup>2</sup> | 3,3                 | 213,4                         | 234,7           | 520,7                            | 712,6                         |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification <sup>2</sup>                         | 799,2               | 1 041,2                       | 965,9           | 2 897,8                          | 3 230,3                       |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
2. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, dans le cadre des activités poursuivies, ont diminué de 4 % (ou 31,9 M\$) pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, pour se chiffrer à 795,9 M\$, comparativement à 827,8 M\$ pour la période correspondante de 2024. Les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, dans le cadre des activités poursuivies, ont diminué de 6 % (ou 140,6 M\$) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, pour se chiffrer à 2 377,1 M\$, comparativement à 2 517,7 M\$ pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des prix de référence du pétrole, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes de vente et par la baisse des coûts de fluidification découlant de la baisse des prix de référence du condensat.

Les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, dans le cadre des activités poursuivies, ont augmenté de 9 % (ou 64,7 M\$) pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, pour se chiffrer à 795,9 M\$, comparativement à 731,2 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Cette augmentation est principalement attribuable à la l'augmentation des volumes de vente et à la hausse des prix de référence du pétrole.

## Prix moyens réalisés

|                                                         | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|---------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                         | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Bitume fluidifié (\$/b) <sup>2, 3</sup>                 | 69,32               | 77,47                      | 66,24        | 70,55                            | 76,61                      |
| Pétrole lourd, fluidifié et brut (\$/b) <sup>2, 3</sup> | 80,60               | 87,88                      | 77,68        | 82,27                            | 89,36                      |
| Condensat et pétrole léger (\$/b)                       | —                   | 102,18                     | 89,83        | 63,16                            | 83,51                      |
| Pétrole (\$/b)                                          | 74,53               | 82,29                      | 71,88        | 75,98                            | 82,54                      |
| Autres liquides de gaz naturel (\$/b)                   | —                   | —                          | 16,65        | 25,14                            | —                          |
| Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )                      | 1,12                | 0,95                       | 2,25         | 1,75                             | 1,51                       |
| Produits du secteur médian (\$/b)                       | 0,91                | —                          | 0,67         | 0,52                             | —                          |
| Prix combinés (\$/bep) – activités poursuivies          | 75,08               | 82,18                      | 72,18        | 76,23                            | 82,42                      |
| Prix combinés (\$/bep) – activités abandonnées          | 58,34               | 33,66                      | 35,60        | 37,90                            | 36,70                      |
| Prix combinés (\$/bep)                                  | 74,97               | 63,44                      | 57,75        | 64,50                            | 64,65                      |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
2. Les prix réalisés sont calculés à partir des ventes de pétrole et de gaz naturel et de la vente de produits achetés, déduction faite des coûts de fluidification et des produits achetés.
3. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, le prix réalisé combiné lié aux activités poursuivies a diminué de 9 % (ou 7,10 \$ par bep) et de 8 % (ou 6,19 \$ par bep), respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des prix de référence moyens du WTI, contrebalancée en partie par le resserrement des différentiels entre le WTI et le WCS Hardisty et entre le WTI et le WCS de la côte américaine du golfe du Mexique, ainsi qu'à la baisse des prix du condensat, ce qui a donné lieu à une baisse des coûts de fluidification par baril.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, le prix réalisé combiné lié aux activités poursuivies a augmenté de 4 % (ou 2,90 \$ par bep), par rapport au trimestre clos le 30 juin 2025. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix de référence moyens du pétrole.

## REDEVANCES

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                 | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                                     | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Redevances de la Couronne                                           | 107,1               | 78,0                       | 75,5         | 266,3                            | 270,1                      |
| Redevances de propriété franche                                     | 5,8                 | 7,4                        | 5,7          | 18,2                             | 23,4                       |
| Redevances dérogatoires brutes                                      | 9,1                 | 21,7                       | 8,5          | 33,0                             | 69,0                       |
| Autres redevances                                                   | 5,6                 | 6,8                        | 6,2          | 18,4                             | 19,5                       |
| Redevances – activités poursuivies                                  | 127,6               | 113,9                      | 95,9         | 335,9                            | 382,0                      |
| Redevances – activités abandonnées                                  | 0,5                 | 20,1                       | 8,7          | 35,0                             | 72,2                       |
| Redevances                                                          | 128,1               | 134,0                      | 104,6        | 370,9                            | 454,2                      |
| Taux de redevance effectif (%) – activités poursuivies <sup>2</sup> | 16,0 %              | 13,8 %                     | 13,1 %       | 14,1 %                           | 15,2 %                     |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
2. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif des activités poursuivies a augmenté pour s'établir à 16,0 %, comparativement à 13,8 % à la période correspondante de 2024. Cette augmentation reflète le calendrier d'admissibilité des déductions en capital.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif des activités poursuivies a diminué pour s'établir à 14,1 % comparativement à 15,2 % à la période correspondante de 2024. Cette diminution reflète la baisse des prix moyens des marchandises et le calendrier d'admissibilité des déductions en capital.

Le taux de redevance effectif des activités poursuivies a augmenté pour s'établir à 16,0 %, pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, comparativement à 13,1 % pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Cette augmentation reflète la hausse des prix moyens des marchandises et le calendrier d'admissibilité des déductions en capital.

## CHARGES DE PRODUCTION ET D'EXPLOITATION

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                                 | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                                                     | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Production et exploitation – liées à l'énergie                                      | 38,7                | 44,1                       | 58,0         | 170,6                            | 184,1                      |
| Production et exploitation – non liées à l'énergie                                  | 107,2               | 101,3                      | 122,7        | 338,4                            | 305,3                      |
| Charges de production et d'exploitation – activités poursuivies                     | 145,9               | 145,4                      | 180,7        | 509,0                            | 489,4                      |
| Charges de production et d'exploitation – activités abandonnées                     | (4,2)               | 40,5                       | 39,2         | 84,0                             | 125,1                      |
| Charges de production et d'exploitation                                             | 141,7               | 185,9                      | 219,9        | 593,0                            | 614,5                      |
| Production et exploitation – liées à l'énergie – activités poursuivies (\$/bep)     | 3,65                | 4,38                       | 5,73         | 5,47                             | 6,03                       |
| Production et exploitation – non liées à l'énergie – activités poursuivies (\$/bep) | 10,09               | 10,05                      | 12,10        | 10,85                            | 9,99                       |
| Charges de production et d'exploitation – activités poursuivies (\$/bep)            | 13,74               | 14,43                      | 17,83        | 16,32                            | 16,02                      |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation des activités poursuivies sont demeurées relativement stables, s'établissant à 145,9 M\$ (13,74 \$ par bep), comparativement à 145,4 M\$ (14,43 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Les chargées liées à l'énergie ont diminué de 5,4 M\$ (0,73 \$ par bep), principalement en raison de l'augmentation des émissions de référence autorisées à l'installation de Meota West, de l'achat de crédits de carbone, qui a réduit le montant initial du fardeau de la taxe sur le carbone estimé par la Société par rapport aux taux prévus par la loi, et de la baisse des coûts de l'électricité découlant de la baisse des prix de référence. Les charges non liées à l'énergie ont augmenté de 5,9 M\$ (0,04 \$ par bep). Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des charges liées à l'entretien du fond de trou et de la surface, ainsi qu'à l'ajout de frais liés au débit pour le secteur médian au terminal ferroviaire de Hardisty nouvellement acquis, facteurs contrebalancés en partie par une réduction des charges liées aux produits chimiques.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation des activités poursuivies ont augmenté de 4 % (ou 19,6 M\$) pour s'établir à 509,0 M\$ (16,32 \$ par bep), comparativement à 489,4 M\$ (16,02 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Les charges liées à l'énergie ont diminué de 13,5 M\$ (0,56 \$ par bep), principalement en raison de l'augmentation des émissions de référence autorisées à l'installation de Meota West, de l'achat de crédits de carbone, qui a réduit le montant initial du fardeau de la taxe sur le carbone estimé par la Société par rapport aux taux prévus par la loi, et de la baisse des coûts de l'électricité découlant de la baisse des prix de référence. Les charges non liées à l'énergie ont augmenté de 33,1 M\$ (0,86 \$ par bep), en raison principalement de la hausse des charges liées à l'entretien du fond de trou et de la surface, ainsi qu'à l'ajout de frais liés au débit pour le secteur médian au terminal ferroviaire de Hardisty nouvellement acquis, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des charges liées aux produits chimiques.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation des activités poursuivies ont diminué de 19 % (ou 34,8 M\$) pour s'établir à 145,9 M\$ (13,74 \$ par bep), comparativement à 180,7 M\$ (17,83 \$ par bep) pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Les charges liées à l'énergie ont diminué de 33 % (ou 19,3 M\$), en raison de la baisse des coûts du carburant découlant de la baisse des prix de référence. Les charges non liées à l'énergie ont diminué de 13 % (15,5 M\$), en raison principalement de la réduction des activités d'entretien de la surface.

## FRAIS DE TRANSPORT

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)         | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|-------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                             | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Frais de transport – activités poursuivies                  | 91,8                | 90,2                       | 94,2         | 274,0                            | 275,3                      |
| Frais de transport et de traitement – activités abandonnées | 0,2                 | 50,0                       | 56,3         | 110,9                            | 157,5                      |
| Frais de transport et de traitement                         | 92,0                | 140,2                      | 150,5        | 384,9                            | 432,8                      |
| \$ par bep – activités poursuivies                          | 8,67                | 8,96                       | 9,30         | 8,79                             | 9,01                       |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais de transport liés aux activités poursuivies ont augmenté de 2 % (ou 1,6 M\$) pour s'établir à 91,8 M\$ (8,67 \$ par bep), comparativement à 90,2 M\$ (8,96 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des volumes de ventes acheminés par voie ferroviaire.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais de transport liés aux activités poursuivies ont diminué de 1 % (ou 1,4 M\$) pour s'établir à 274,0 M\$ (8,79 \$ par bep), comparativement à 275,3 M\$ (9,01 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à l'utilisation de droits de rattrapage dans le secteur Cold Lake, facteur contrebalancé par la hausse des volumes acheminés par voie ferroviaire.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais de transport liés aux activités poursuivies ont diminué de 3 % (ou 2,4 M\$) pour s'établir à 91,8 M\$ (8,67 \$ par bep), comparativement à 94,2 M\$ (9,30 \$ par bep) pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Cette diminution est principalement attribuable à l'utilisation de droits de rattrapage dans le secteur Cold Lake.

## DÉPLÉTION ET AMORTISSEMENTS

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|-----------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                     | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Charge de déplétion                                 | 142,5               | 139,7                      | 146,2        | 426,5                            | 423,9                      |
| Dotation aux amortissements                         | 8,8                 | 10,6                       | 9,5          | 28,1                             | 29,4                       |
| Déplétion et amortissements – activités poursuivies | 151,3               | 150,3                      | 155,7        | 454,6                            | 453,3                      |
| Déplétion et amortissements – activités abandonnées | —                   | 76,0                       | 21,6         | 89,7                             | 223,9                      |
| Déplétion et amortissements                         | 151,3               | 226,3                      | 177,3        | 544,3                            | 677,2                      |
| \$ par bep – activités poursuivies                  | 14,27               | 14,92                      | 15,36        | 14,57                            | 14,84                      |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements liés aux activités poursuivies ont augmenté de 1 % (ou 1,0 M\$) pour s'établir à 151,3 M\$ (14,27 \$ par bep), comparativement à 150,3 M\$ (14,92 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des volumes de ventes.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements liés aux activités poursuivies sont demeurés stables, s'établissant à 454,6 M\$ (14,57 \$ par bep), comparativement à 453,3 M\$ (14,84 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements liés aux activités poursuivies ont diminué de 3 % (ou 4,4 M\$) pour s'établir à 151,3 M\$ (14,27 \$ par bep), comparativement à 155,7 M\$ (15,36 \$ par bep) pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Cette diminution reflète une plus grande proportion des volumes de ventes provenant des zones assujetties à un taux de déplétion par baril moins élevé.

## FRAIS GÉNÉRAUX ET ADMINISTRATIFS

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)      | Trimestres clos les |                            |              | Périodes de neuf mois closes les |                            |
|----------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------|
|                                                          | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 <sup>1</sup> |
| Frais généraux et administratifs – activités poursuivies | 23,6                | 19,2                       | 21,1         | 63,9                             | 55,0                       |
| Frais généraux et administratifs – activités abandonnées | (1,6)               | 6,3                        | 6,4          | 10,3                             | 17,7                       |
| Frais généraux et administratifs                         | 22,0                | 25,5                       | 27,5         | 74,2                             | 72,7                       |
| \$ par bep – activités poursuivies                       | 2,23                | 1,89                       | 2,09         | 2,05                             | 1,80                       |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs liés aux activités poursuivies ont augmenté de 23 % (ou 4,4 M\$) et de 16 % (ou 8,9 M\$), respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs liés aux activités poursuivies ont augmenté de 12 % (ou 2,5 M\$) comparativement au trimestre clos le 30 juin 2025. Ces augmentations s'expliquent surtout par la réaffectation de frais généraux aux activités à la suite de la vente du secteur Montney.

## INTÉRÊTS

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les |               |              | Périodes de neuf mois closes les |               |
|-----------------------------------------------------|---------------------|---------------|--------------|----------------------------------|---------------|
|                                                     | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 |
| Intérêts                                            | 23,2                | 42,1          | 45,8         | 107,4                            | 131,2         |
| Taux d'intérêt moyen pondéré (%)                    | 6,6 %               | 6,1 %         | 5,6 %        | 5,8 %                            | 6,3 %         |

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges d'intérêts ont diminué de 45 % (ou 18,9 M\$) pour s'établir à 23,2 M\$, comparativement à 42,1 M\$ pour la période correspondante de 2024. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges d'intérêts ont diminué de 49 % (ou 22,6 M\$) pour s'établir à 23,2 M\$, comparativement à 45,8 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2025. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les charges d'intérêts ont diminué de 18 % (ou 23,8 M\$) pour s'établir à 107,4 M\$, comparativement à 131,2 M\$ pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des niveaux d'endettement à la suite de la réception du produit de la cession du secteur Montney.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a comptabilisé des charges d'intérêts de 36,1 M\$ à l'égard des billets de premier rang (définis à la rubrique « Sources de financement » du présent rapport de gestion) (30 septembre 2024 – 35,1 M\$), des charges d'intérêts de 70,3 M\$ à l'égard des facilités de crédit (définies à la rubrique « Sources de financement » du présent rapport de gestion) (30 septembre 2024 – 115,6 M\$), et une perte réalisée de 1,0 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt (30 septembre 2024 – profit réalisé de 19,5 M\$).

L'incidence des variations des taux d'intérêt est partiellement atténuée au moyen de swaps de taux d'intérêt; se reporter aux rubriques « Gestion des risques – Risque de marché – Risque de taux d'intérêt » et « Gestion des risques – Risque de taux d'intérêt » du présent rapport de gestion.

## CHARGES FINANCIÈRES

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)    | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|--------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                        | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| Désactualisation des obligations locatives             | 1,7                 | 2,1                           | 1,9             | 5,4                              | 6,8                           |
| Désactualisation de la provision liée au démantèlement | 6,3                 | 5,2                           | 7,5             | 19,1                             | 15,3                          |
| Amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt | 5,5                 | 6,3                           | 5,4             | 16,1                             | 15,4                          |
| Charges financières – activités poursuivies            | 13,5                | 13,6                          | 14,8            | 40,6                             | 37,5                          |
| Charges financières – activités abandonnées            | —                   | 8,3                           | 4,9             | 13,3                             | 29,8                          |
| Charges financières                                    | 13,5                | 21,9                          | 19,7            | 53,9                             | 67,3                          |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges financières liées aux activités poursuivies sont demeurées stables, s'établissant à 13,5 M\$, comparativement à 13,6 M\$ pour la période correspondante de 2024.

Pour la période close le 30 septembre 2025, les charges financières liées aux activités poursuivies ont augmenté de 8 % (ou 3,1 M\$) pour s'établir à 40,6 M\$, comparativement à 37,5 M\$ pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à une hausse du taux d'actualisation ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour augmenter la provision liée au démantèlement, qui est passé de 8 % à 10 %.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges financières liées aux activités poursuivies sont demeurées stables, s'établissant à 13,5 M\$, comparativement à 14,8 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2025.

## COMPTES D'IMPÔT

Au 30 septembre 2025, la Société disposait de comptes d'impôt d'environ 2 736,3 M\$ (31 décembre 2024 – 5 595,4 M\$) pouvant être utilisés aux fins de déduction au cours de périodes futures, tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessous.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                   | Taux annuel de<br>déduction du compte | 30 septembre<br>2025 | 31 décembre<br>2024 |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|---------------------|
| Dépenses liées aux biens pétroliers et gaziers canadiens <sup>1</sup> | 10 %                                  | 262,1                | 838,5               |
| Dépenses liées à la mise en valeur au Canada <sup>1</sup>             | 30 %                                  | 147,0                | 1 279,7             |
| Dépenses liées à l'exploration au Canada <sup>1</sup>                 | 100 %                                 | 2,4                  | 18,3                |
| Coûts en capital non amortis <sup>2</sup>                             | 4 à 55 %                              | 1 231,5              | 1 502,6             |
| Pertes autres qu'en capital                                           | 100 %                                 | 860,7                | 1 707,6             |
| Autres <sup>3</sup>                                                   |                                       | 232,6                | 248,7               |
| Total des comptes d'impôt                                             |                                       | 2 736,3              | 5 595,4             |

- Le montant est présenté déduction faite des comptes d'impôt pour lesquels la déductibilité est incertaine.
- Au 30 septembre 2025, environ 92 % (31 décembre 2024 – 93 %) des coûts de ce compte étaient assujettis à un taux de déduction annuel d'au moins 25 %.
- L'élément Autres des comptes d'impôt comprend les comptes de dépenses et crédits fédéraux et provinciaux liés à la recherche scientifique et au développement expérimental, ainsi que les coûts de financement.

## GESTION DES RISQUES

En raison de ses activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de financement, la Société est exposée à divers risques financiers. Ces risques comprennent le risque de crédit, le risque de liquidité et le risque de marché.

### *Risque de crédit*

Le risque de crédit correspond au risque que la Société subisse une perte financière si un client ou une contrepartie à un instrument financier n'est pas en mesure de respecter ses obligations contractuelles. Il découle principalement des clients du domaine pétrolier et gazier ayant des créances impayées, des contreparties à des instruments financiers dérivés et des coentrepreneurs.

À la signature d'un contrat commercial, la mesure dans laquelle l'accord expose la société au risque de crédit est prise en compte. La politique de la Société pour atténuer le risque de crédit lié à ces soldes consiste à établir des relations avec des contreparties fiables, à examiner la capacité financière de ses contreparties et à demander un paiement anticipé; dans certaines circonstances, la Société peut demander une protection du crédit accrue à une contrepartie ou souscrire une assurance crédit.

### *Risque de marché*

Le risque de marché correspond au risque que la juste valeur des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctue en raison des variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque sur marchandises, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La Société a recours à des contrats de gestion des risques financiers pour réduire la volatilité des résultats financiers et pour s'assurer qu'un certain niveau de flux de trésorerie sert à financer les projets d'investissement prévus.

### *Risque sur marchandises*

Les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société dépendent en grande partie du prix des marchandises reçu au titre de la production de pétrole et de gaz naturel. Les prix des marchandises ont fluctué de façon importante au cours des dernières années en raison de facteurs mondiaux et régionaux, notamment les fondamentaux liés à l'offre et à la demande, les niveaux des stocks, les conditions météorologiques, de même qu'en raison de facteurs économiques et géopolitiques. La Société a recours à des instruments financiers dérivés et à d'autres mécanismes dérivés sur marchandises afin de limiter l'incidence défavorable de la volatilité des prix des marchandises. Toutefois, la Société n'a pas conclu de contrats sur marchandises pour l'ensemble de sa production et elle s'attend à ce qu'une partie de cette dernière demeure non couverte. De plus, la Société peut utiliser des instruments financiers dérivés qui offrent une protection limitée dans certaines fourchettes de prix. Dans la mesure où le risque de prix est couvert, la Société peut perdre des avantages dont elle aurait autrement bénéficié si les prix des marchandises augmentaient.

Le tableau suivant présente un sommaire des contrats sur marchandises en cours de la Société à la date du présent rapport de gestion.

| Durée                                            | Contrat <sup>1</sup>             | Indice | Monnaie | Volume | Unités | Prix       |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|--------|---------|--------|--------|------------|
| 1 <sup>er</sup> octobre 2025 au 31 décembre 2026 | Swap                             | WCS    | \$ US   | 50 000 | b/j    | (14,40) \$ |
| 1 <sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2026 | Swap                             | AECO   | \$ CA   | 52 500 | GJ/j   | 2,73 \$    |
| 1 <sup>er</sup> juillet 2025 au 31 décembre 2025 | Triple (option de vente vendue)  | WTI    | \$ US   | 50 000 | b/j    | 50,00 \$   |
| 1 <sup>er</sup> juillet 2025 au 31 décembre 2025 | Triple (option de vente achetée) | WTI    | \$ US   | 50 000 | b/j    | 60,00 \$   |
| 1 <sup>er</sup> juillet 2025 au 31 décembre 2025 | Triple (option d'achat vendue)   | WTI    | \$ US   | 50 000 | b/j    | 80,10 \$   |

1. Pour les swaps, Strathcona reçoit le prix fixe et paie le prix de l'indice. Une structure d'options triple est une stratégie de gestion des risques qui comprend l'achat d'une option de vente afin d'établir un prix plancher, contrebalancée par la vente d'une option de vente à un prix d'exercice plus faible et d'une option d'achat à un prix d'exercice plus élevé afin de réduire le coût des primes nettes.

### Risque de change

La Société est exposée aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, puisque les prix des marchandises sont directement influencés par les prix de référence libellés en dollars américains. De plus, la Société prélève périodiquement des montants sur ses facilités de crédit en dollars américains et les billets de premier rang sont libellés en dollars américains. La Société gère activement le risque de change au moyen de dérivés de change.

Le tableau suivant présente un sommaire des contrats de change de la Société visant les produits à la date du présent rapport de gestion.

| Durée                                         | Contrat | Option de vente achetée – \$ US par mois | Prix de l'option de vente achetée – \$ CA/\$ US | Option d'achat vendue – \$ US par mois | Option d'achat vendue – \$ CA/\$ US |
|-----------------------------------------------|---------|------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 <sup>er</sup> novembre 2025 au 30 juin 2026 | Tunnel  | 100,0 millions                           | 1,2500                                          | 130,0 millions                         | 1,4500                              |

Le tableau suivant présente un sommaire des contrats de change de la Société visant les billets de premier rang à la date du présent rapport de gestion.

| Expiration      | Contrat                | \$ US          | Prix d'exercice \$ CA/\$ US |
|-----------------|------------------------|----------------|-----------------------------|
| 31 juillet 2026 | Option de vente vendue | 500,0 millions | 1,3775                      |

### Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt variables sur les facilités de crédit. La Société n'est pas exposée au risque de taux d'intérêt sur les billets de premier rang et les autres passifs, puisqu'ils portent intérêt à taux fixe.

Le tableau suivant présente un sommaire des contrats de gestion des risques en cours afin de fixer les taux d'intérêt de la Société à la date du présent rapport de gestion.

| Montant notionnel (en \$ CA) | Durée                                         | Contrat           | Indice     | Prix du contrat |
|------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------|------------|-----------------|
| 1 500,0 millions             | 1 <sup>er</sup> octobre 2024 au 30 avril 2030 | Swap <sup>1</sup> | Taux CORRA | 2,9453 %        |

1. Les swaps viennent à échéance le 30 avril 2030. Les contreparties disposent d'une option de résiliation du swap prenant effet le 1<sup>er</sup> mai 2028 et pouvant être exercée le 28 avril 2028.

Pour une liste des contrats sur marchandises de la Société, des contrats de change et des contrats de taux d'intérêt de la Société en cours au 30 septembre 2025, se reporter à la note 15 des états financiers intermédiaires.

Se reporter à la rubrique « Sources de financement » du présent rapport de gestion pour obtenir de l'information sur les swaps de devises et de taux d'intérêt de la Société liés à la dette.

Le tableau suivant présente un sommaire des profits et des pertes de la Société sur les contrats de gestion des risques.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                         | Trimestres clos les |               |              | Périodes de neuf mois closes les |               |
|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------|--------------|----------------------------------|---------------|
|                                                                             | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 |
| Perte sur les contrats de gestion des risques – réalisée                    | 19,7                | 94,7          | 4,6          | 25,2                             | 101,6         |
| Perte (profit) sur les contrats de gestion des risques – latent             | 7,0                 | (78,1)        | (24,0)       | 60,1                             | (47,4)        |
| Total de la perte (du profit) sur les contrats de gestion des risques       | 26,7                | 16,6          | (19,4)       | 85,3                             | 54,2          |
| Perte réalisée sur les contrats de gestion des risques par bep <sup>1</sup> | 1,86                | 5,77          | 0,28         | 0,81                             | 2,03          |

1. Calculée en fonction des volumes de ventes des activités poursuivies et des activités abandonnées.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, Strathcona a comptabilisé une perte réalisée sur les contrats de gestion des risques de 19,7 M\$, comparativement à une perte de 94,7 M\$ pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a comptabilisé une perte réalisée sur les contrats de gestion des risques de 25,2 M\$, comparativement à une perte de 101,6 M\$ pour la période correspondante de 2024. Les pertes réalisées découlent des prix de référence des marchandises réalisés par rapport aux prix de couverture sous contrat. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les pertes réalisées étaient attribuables au règlement de primes liées aux options d'achat achetées expirées pour une contrepartie autre qu'en trésorerie totalisant 112,4 M\$, partiellement contrebalancé par le règlement en trésorerie de positions de profit sur les contrats sur le pétrole brut WTI.

Au 30 septembre 2025, la valeur liée à l'évaluation à la valeur de marché des contrats de gestion des risques correspondait à un passif net de 100,8 M\$ (31 décembre 2024 – passif net de 40,7 M\$). Les profits et les pertes latents représentent la variation de la valeur liée à l'évaluation à la valeur de marché de ces contrats d'une période à l'autre en raison de la fluctuation des prix des marchandises à terme, des taux de change et des taux d'intérêt. Les hypothèses importantes formulées pour calculer la juste valeur des instruments financiers sont présentées à la note 15 des états financiers intermédiaires.

## TITRES NÉGOCIABLES

Le tableau suivant présente un résumé des titres négociables de la Société au 30 septembre 2025.

|                                   | Au 30 sept. 2025 |
|-----------------------------------|------------------|
| Solde au 31 décembre 2024         | —                |
| Entrées                           | 1 219,1          |
| Profit sur les titres négociables | 69,4             |
| Solde à la fin de la période      | 1 288,5          |

Les titres négociables représentent les participations dans des sociétés cotées en bourse que la Société a acquises, soit dans le cadre de transactions sur le marché libre, soit à titre de contrepartie dans le cadre de la vente d'actifs de Groundbirch.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la Société a comptabilisé un profit sur les titres négociables de 22,1 M\$ et de 69,4 M\$, respectivement (trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 – néant). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la Société a comptabilisé un produit de dividende de 7,8 M\$ et de 13,6 M\$, respectivement (trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 – néant).

## DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Le tableau suivant présente un résumé des dépenses d'investissement de la Société par catégorie.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                    | Trimestres clos les |               |              | Périodes de neuf mois closes les |               |
|------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------|--------------|----------------------------------|---------------|
|                                                                        | 30 sept. 2025       | 30 sept. 2024 | 30 juin 2025 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 |
| Forage, complétion et équipement                                       | 106,7               | 175,5         | 214,5        | 520,4                            | 504,0         |
| Installations et pipelines                                             | 146,6               | 113,1         | 137,8        | 404,6                            | 283,5         |
| Reconditionnements, remises en production et poudre de polymère        | 16,2                | 19,4          | 13,4         | 48,0                             | 72,6          |
| Frais généraux et administratifs inscrits à l'actif et autres dépenses | 11,0                | 11,6          | 13,3         | 36,5                             | 43,6          |
| Dépenses d'investissement <sup>1</sup>                                 | 280,5               | 319,6         | 379,0        | 1 009,5                          | 903,7         |

1. Les dépenses d'investissement comprennent les activités poursuivies et abandonnées.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les activités liées aux travaux de forage et de complétion ainsi qu'à l'équipement ont représenté 38 % des dépenses d'investissement, et la Société a foré 52 nouveaux puits au cours du troisième trimestre de 2025, soit 12 dans le secteur Cold Lake, 32 dans le secteur Lloydminster – récupération thermique et 8 dans le secteur Lloydminster – récupération classique. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les activités liées aux travaux de forage et de complétion ainsi qu'à l'équipement ont représenté 52 % des dépenses d'investissement, et la Société a foré 177 nouveaux puits au cours de l'exercice, soit 42 dans le secteur Cold Lake, 72 dans le secteur Lloydminster – récupération thermique, 50 dans le secteur Lloydminster – récupération classique et 13 dans le secteur Montney. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les dépenses d'investissement liées aux installations et aux pipelines ont représenté 52 % et 40 %, respectivement, des dépenses d'investissement, et elles ont principalement trait à la construction de l'installation de traitement de Meota Central, aux travaux de révision à Tucker ainsi qu'à l'expansion et au dégoullottage non récurrents des installations de production de vapeur à Lindbergh.

## CHANGE

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les |                  |                 | Périodes de neuf mois closes les |                  |
|-----------------------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
|                                                     | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 |
| (Profit) perte réalisé                              | (2,1)               | 2,6              | 4,2             | 1,9                              | 4,1              |
| Perte (profit) latent – billets de premier rang     | 15,6                | (7,7)            | (39,0)          | (23,2)                           | 14,1             |
| Perte (profit) latent – facilités de crédit         | 3,3                 | 1,0              | (1,9)           | (26,8)                           | 30,5             |
| (Profit) perte latent – swaps de devises            | (3,3)               | (0,9)            | 1,9             | 26,8                             | (29,5)           |
| Perte (profit) latent – autres                      | 3,5                 | (1,8)            | (4,7)           | (2,2)                            | 1,3              |
| Perte (profit) de change                            | 17,0                | (6,8)            | (39,5)          | (23,5)                           | 20,5             |

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, une perte de change de 17,0 M\$ a été enregistrée, comparativement à un profit de 6,8 M\$ et à un profit de 39,5 M\$ pour les trimestres clos le 30 septembre 2024 et le 30 juin 2025, respectivement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, un profit de change de 23,5 M\$ a été enregistré, comparativement à une perte de 20,5 M\$ à la période correspondante de 2024. Les profits et les pertes de change découlent du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain appliqué aux soldes de la dette libellée en dollars américains, compte non tenu des swaps de devises.

## RÉSULTATS SECTORIELS

Les informations sectorielles reflètent la façon dont les principaux décideurs opérationnels de la Société évaluent les ressources et les répartissent entre les principales activités de la Société. Afin de mieux refléter les activités en cours après le dessaisissement du secteur Montney, les principaux décideurs opérationnels de la Société ont scindé le secteur Lloydminster en deux : le secteur Lloydminster – récupération thermique et le secteur Lloydminster – récupération classique.

La Société exerce ses activités dans trois secteurs d'activité :

- Cold Lake : ce secteur comprend la mise en valeur et la production de bitume dans la région de Cold Lake, dans le nord de l'Alberta.
- Lloydminster – récupération thermique : ce secteur comprend la mise en valeur et la production de pétrole lourd au moyen de techniques de drainage par gravité au moyen de vapeur dans le sud-ouest de la Saskatchewan.
- Lloydminster – récupération classique : ce secteur comprend la mise en valeur et la production de pétrole lourd au moyen de techniques de récupération classique et assistée du pétrole principalement dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan.

La Société présente les activités qui ne sont pas directement attribuables à un secteur opérationnel sous Siège social et secteur médian, qui comprend le terminal ferroviaire de Hardisty.

Les tableaux suivants présentent la performance financière par secteur à présenter et comprennent un indicateur des résultats nets sectoriels faisant l'objet d'un suivi régulier par les principaux décideurs opérationnels, pour les périodes closes les 30 septembre 2025 et 2024. Certaines informations comparatives relatives aux charges financières et aux frais généraux et administratifs ont été ventilées par secteur afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le bénéfice d'exploitation sur le terrain a été utilisé par les principaux décideurs opérationnels pour évaluer les résultats nets sectoriels. Le bénéfice d'exploitation a été utilisé par les principaux décideurs opérationnels à compter de la période close le 31 mars 2025.

Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour obtenir de l'information sur la vente du secteur Montney de la Société.

| Pour les trimestres clos les<br>(en millions de dollars,<br>sauf indication contraire)                                      | Secteur Cold Lake |                  |                 | Secteur Lloydminster –<br>récupération thermique <sup>1</sup> |                  |                 | Secteur Lloydminster –<br>récupération classique <sup>1</sup> |                  |                 | Siège social et<br>secteur médian |                  |                 | Données consolidées <sup>2</sup> |                  |                 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|-----------------|
|                                                                                                                             | 30 sept.<br>2025  | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                  | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 |
| <b>Volumes de production</b>                                                                                                |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 |                                  |                  |                 |
| Bitume (b/j)                                                                                                                | 61 157            | 58 610           | 56 628          | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                 | —                | —               | 61 157                           | 58 610           | 56 628          |
| Pétrole lourd (b/j)                                                                                                         | —                 | —                | —               | 31 937                                                        | 26 019           | 28 281          | 22 006                                                        | 24 475           | 23 198          | —                                 | —                | —               | 53 943                           | 50 494           | 51 479          |
| Condensat et pétrole léger (b/j)                                                                                            | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 39                                                            | 32               | 123             | —                                 | —                | —               | 39                               | 32               | 123             |
| Autres LGN (b/j)                                                                                                            | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 4                                                             | —                | 44              | —                                 | —                | —               | 4                                | —                | 44              |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)                                                                                           | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 2 642                                                         | 1 150            | 3 911           | —                                 | —                | —               | 2 642                            | 1 150            | 3 911           |
| Volumes de production (bep/j)                                                                                               | 61 157            | 58 610           | 56 628          | 31 937                                                        | 26 019           | 28 281          | 22 489                                                        | 24 699           | 24 005          | —                                 | —                | —               | 115 584                          | 109 328          | 108 914         |
| <b>Volumes de ventes (bep/j)</b>                                                                                            | <b>61 433</b>     | <b>58 422</b>    | <b>56 427</b>   | <b>30 941</b>                                                 | <b>27 152</b>    | <b>30 692</b>   | <b>22 861</b>                                                 | <b>23 910</b>    | <b>24 221</b>   | <b>—</b>                          | <b>—</b>         | <b>—</b>        | <b>115 235</b>                   | <b>109 484</b>   | <b>111 340</b>  |
| <b>Produits sectoriels</b>                                                                                                  |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 |                                  |                  |                 |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                                                                         | 585,6             | 616,9            | 548,7           | 247,3                                                         | 236,7            | 241,2           | 175,4                                                         | 205,6            | 184,8           | 0,4                               | (0,1)            | —               | 1 008,7                          | 1 059,1          | 974,7           |
| Vente de produits achetés                                                                                                   | 5,5               | 11,5             | —               | —                                                             | —                | —               | 8,8                                                           | 20,4             | 5,0             | 16,6                              | 12,5             | 9,4             | 30,9                             | 44,4             | 14,4            |
| Coûts de fluidification                                                                                                     | (193,8)           | (200,6)          | (208,4)         | (2,8)                                                         | (3,9)            | (7,0)           | (25,3)                                                        | (27,3)           | (34,7)          | —                                 | —                | —               | (221,9)                          | (231,8)          | (250,1)         |
| Produits achetés                                                                                                            | (5,5)             | (11,4)           | —               | —                                                             | —                | —               | (8,9)                                                         | (20,1)           | (5,0)           | (17,0)                            | (12,4)           | (9,4)           | (31,4)                           | (43,9)           | (14,4)          |
| Secteur médian                                                                                                              | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 9,6                               | —                | 6,6             | 9,6                              | —                | 6,6             |
| <b>Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification – activités poursuivies<sup>3</sup></b> | <b>391,8</b>      | <b>416,4</b>     | <b>340,3</b>    | <b>244,5</b>                                                  | <b>232,8</b>     | <b>234,2</b>    | <b>150,0</b>                                                  | <b>178,6</b>     | <b>150,1</b>    | <b>9,6</b>                        | <b>—</b>         | <b>6,6</b>      | <b>795,9</b>                     | <b>827,8</b>     | <b>731,2</b>    |
| <b>Charges sectorielles</b>                                                                                                 |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 |                                  |                  |                 |
| Redevances                                                                                                                  | 86,2              | 74,4             | 61,7            | 21,5                                                          | 15,3             | 14,8            | 19,9                                                          | 24,2             | 19,4            | —                                 | —                | —               | 127,6                            | 113,9            | 95,9            |
| Production et exploitation – liées à l'énergie                                                                              | 18,9              | 19,4             | 25,4            | 12,9                                                          | 16,7             | 24,6            | 6,9                                                           | 8,0              | 7,8             | —                                 | —                | 0,2             | 38,7                             | 44,1             | 58,0            |
| Production et exploitation – non liées à l'énergie                                                                          | 48,7              | 46,8             | 53,2            | 22,2                                                          | 24,6             | 27,2            | 31,5                                                          | 29,9             | 37,1            | 4,8                               | —                | 5,2             | 107,2                            | 101,3            | 122,7           |
| Transport                                                                                                                   | 21,2              | 21,7             | 21,8            | 63,7                                                          | 55,6             | 63,5            | 6,7                                                           | 12,9             | 8,9             | 0,2                               | —                | —               | 91,8                             | 90,2             | 94,2            |
| <b>Produits d'exploitation sur le terrain – activités poursuivies<sup>3</sup></b>                                           | <b>216,8</b>      | <b>254,1</b>     | <b>178,2</b>    | <b>124,2</b>                                                  | <b>120,6</b>     | <b>104,1</b>    | <b>85,0</b>                                                   | <b>103,6</b>     | <b>76,9</b>     | <b>4,6</b>                        | <b>—</b>         | <b>1,2</b>      | <b>430,6</b>                     | <b>478,3</b>     | <b>360,4</b>    |
| Déplétion et amortissements                                                                                                 | 42,7              | 42,2             | 37,7            | 64,8                                                          | 56,4             | 64,4            | 41,3                                                          | 47,3             | 49,9            | 2,5                               | 4,4              | 3,7             | 151,3                            | 150,3            | 155,7           |
| Frais généraux et administratifs                                                                                            | 8,4               | 7,0              | 7,9             | 8,0                                                           | 6,3              | 7,0             | 7,2                                                           | 5,9              | 6,2             | —                                 | —                | —               | 23,6                             | 19,2             | 21,1            |
| Charges financières                                                                                                         | 0,9               | 0,8              | 0,7             | 0,7                                                           | 1,0              | 0,7             | —                                                             | —                | 0,1             | 11,9                              | 11,8             | 13,3            | 13,5                             | 13,6             | 14,8            |
| Autres produits                                                                                                             | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | (8,1)                             | (0,1)            | (4,9)           | (8,1)                            | (0,1)            | (4,9)           |
| Intérêts                                                                                                                    | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 23,2                              | 42,1             | 45,8            | 23,2                             | 42,1             | 45,8            |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités poursuivies</b>                                                                      | <b>164,8</b>      | <b>204,1</b>     | <b>131,9</b>    | <b>50,7</b>                                                   | <b>56,9</b>      | <b>32,0</b>     | <b>36,5</b>                                                   | <b>50,4</b>      | <b>20,7</b>     | <b>(24,9)</b>                     | <b>(58,2)</b>    | <b>(56,7)</b>   | <b>227,1</b>                     | <b>253,2</b>     | <b>127,9</b>    |
| Perte sur les contrats de gestion des risques – réalisée                                                                    | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 19,7                              | 94,7             | 4,6             | 19,7                             | 94,7             | 4,6             |
| Perte (profit) sur les contrats de gestion des risques – latent                                                             | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 7,0                               | (78,1)           | (24,0)          | 7,0                              | (78,1)           | (24,0)          |
| (Profit) perte de change – réalisé                                                                                          | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | (2,1)                             | 2,6              | 4,2             | (2,1)                            | 2,6              | 4,2             |
| Perte (profit) de change – latent                                                                                           | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 19,1                              | (9,4)            | (43,7)          | 19,1                             | (9,4)            | (43,7)          |
| Coûts liés aux transactions                                                                                                 | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 4,1                               | 0,3              | 14,2            | 4,1                              | 0,3              | 14,2            |
| Profit sur les titres négociables                                                                                           | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | (22,1)                            | —                | (24,6)          | (22,1)                           | —                | (24,6)          |
| Profit latent sur le fonds d'assainissement de l'île de Sable                                                               | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                 | (0,2)            | —               | —                                | (0,2)            | —               |
| Charge d'impôt différé                                                                                                      | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                 | —                | —               | 56,8                             | 59,4             | 38,9            |
| <b>Bénéfice et bénéfice global liés aux activités poursuivies</b>                                                           |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 | <b>144,6</b>                     | <b>183,9</b>     | <b>158,3</b>    |
| Bénéfice et bénéfice global liés aux activités abandonnées, déduction faite de l'impôt                                      |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 | <b>428,6</b>                     | <b>4,1</b>       | <b>72,6</b>     |
| <b>Bénéfice et bénéfice global</b>                                                                                          |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 | <b>573,2</b>                     | <b>188,0</b>     | <b>230,9</b>    |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée.
2. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
3. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

| Pour les trimestres<br>clos les (\$/bep)                                                                                    | Secteur Cold Lake |                  |                 | Secteur Lloydminster –<br>récupération thermique <sup>1</sup> |                  |                 | Secteur Lloydminster –<br>récupération classique <sup>1</sup> |                  |                 | Siège social et secteur<br>médian |                  |                 | Données consolidées <sup>2</sup> |                  |                 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|-----------------|
|                                                                                                                             | 30 sept.<br>2025  | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                  | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 |
| <b>Produits sectoriels</b>                                                                                                  |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 |                                  |                  |                 |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                                                                         | 75,05             | 83,80            | 73,28           | 85,92                                                         | 93,30            | 84,07           | 74,00                                                         | 85,38            | 74,44           | —                                 | (0,01)           | —               | 77,48                            | 86,04            | 75,72           |
| Vente de produits achetés                                                                                                   | 0,96              | 2,14             | —               | —                                                             | —                | —               | 4,23                                                          | 9,26             | 2,23            | 1,56                              | 1,24             | 0,93            | 2,37                             | 4,41             | 0,45            |
| Coûts de fluidification                                                                                                     | (5,72)            | (6,35)           | (7,04)          | (0,05)                                                        | (0,12)           | (0,25)          | (2,60)                                                        | (4,22)           | (6,31)          | —                                 | —                | —               | (3,27)                           | (3,91)           | (4,21)          |
| Produits achetés                                                                                                            | (0,97)            | (2,12)           | —               | —                                                             | —                | —               | (4,26)                                                        | (9,14)           | (2,27)          | (1,60)                            | (1,23)           | (0,93)          | (2,41)                           | (4,36)           | (0,44)          |
| Secteur médian                                                                                                              | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 0,91                              | —                | 0,66            | 0,91                             | —                | 0,66            |
| <b>Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification – activités poursuivies<sup>3</sup></b> | <b>69,32</b>      | <b>77,47</b>     | <b>66,24</b>    | <b>85,87</b>                                                  | <b>93,18</b>     | <b>83,82</b>    | <b>71,37</b>                                                  | <b>81,28</b>     | <b>68,09</b>    | <b>0,87</b>                       | <b>—</b>         | <b>0,66</b>     | <b>75,08</b>                     | <b>82,18</b>     | <b>72,18</b>    |
| <b>Charges sectorielles</b>                                                                                                 |                   |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                                               |                  |                 |                                   |                  |                 |                                  |                  |                 |
| Redevances                                                                                                                  | 15,25             | 13,84            | 12,01           | 7,55                                                          | 6,12             | 5,32            | 9,43                                                          | 11,03            | 8,79            | —                                 | —                | —               | 12,03                            | 11,30            | 9,46            |
| Production et exploitation – liées à l'énergie                                                                              | 3,34              | 3,61             | 4,93            | 4,54                                                          | 6,67             | 8,82            | 3,26                                                          | 3,67             | 3,58            | —                                 | —                | 0,02            | 3,65                             | 4,38             | 5,73            |
| Production et exploitation – non liées à l'énergie                                                                          | 8,67              | 8,71             | 10,34           | 7,78                                                          | 9,84             | 9,73            | 14,89                                                         | 13,65            | 16,95           | 0,43                              | —                | 0,50            | 10,09                            | 10,05            | 12,10           |
| Transport et traitement                                                                                                     | 3,75              | 4,04             | 4,24            | 22,38                                                         | 22,27            | 22,73           | 3,24                                                          | 5,81             | 4,04            | 0,02                              | —                | —               | 8,67                             | 8,96             | 9,30            |
| <b>Revenu net d'exploitation sur le terrain – activités poursuivies<sup>3</sup></b>                                         | <b>38,31</b>      | <b>47,27</b>     | <b>34,72</b>    | <b>43,62</b>                                                  | <b>48,28</b>     | <b>37,22</b>    | <b>40,55</b>                                                  | <b>47,12</b>     | <b>34,73</b>    | <b>0,42</b>                       | <b>—</b>         | <b>0,14</b>     | <b>40,64</b>                     | <b>47,49</b>     | <b>35,59</b>    |
| Déplétion et amortissements                                                                                                 | 7,55              | 7,85             | 7,33            | 22,78                                                         | 22,59            | 23,06           | 19,63                                                         | 21,49            | 22,61           | 0,23                              | 0,44             | 0,37            | 14,27                            | 14,92            | 15,36           |
| Frais généraux et administratifs                                                                                            | 1,53              | 1,30             | 1,53            | 2,83                                                          | 2,54             | 2,52            | 2,67                                                          | 2,64             | 2,84            | —                                 | —                | —               | 2,23                             | 1,89             | 2,09            |
| Charges financières                                                                                                         | 0,15              | 0,15             | 0,15            | 0,24                                                          | 0,39             | 0,27            | 0,02                                                          | 0,02             | 0,02            | 1,12                              | 1,12             | 1,32            | 1,27                             | 1,35             | 1,47            |
| Autres produits                                                                                                             | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | (0,76)                            | —                | (0,46)          | (0,76)                           | —                | (0,46)          |
| Intérêts                                                                                                                    | —                 | —                | —               | —                                                             | —                | —               | —                                                             | —                | —               | 2,18                              | 4,17             | 4,52            | 2,18                             | 4,17             | 4,52            |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités poursuivies</b>                                                                      | <b>29,08</b>      | <b>37,97</b>     | <b>25,71</b>    | <b>17,77</b>                                                  | <b>22,76</b>     | <b>11,37</b>    | <b>18,23</b>                                                  | <b>22,97</b>     | <b>9,26</b>     | <b>(2,35)</b>                     | <b>(5,73)</b>    | <b>(5,61)</b>   | <b>21,45</b>                     | <b>25,16</b>     | <b>12,61</b>    |
| Taux de redevance effectif (%) <sup>3</sup>                                                                                 | 22,0              | 17,9             | 18,1            | 8,8                                                           | 6,6              | 6,3             | 13,2                                                          | 13,6             | 12,9            | —                                 | —                | —               | 16,0                             | 13,8             | 13,1            |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée.
2. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
3. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

| Pour les périodes de neuf mois closes les<br>(en millions de dollars,<br>sauf indication contraire)                                 | Secteur Cold Lake |                  | Secteur Lloydminster –<br>récupération thermique <sup>1</sup> |                  | Secteur Lloydminster –<br>récupération classique <sup>1</sup> |                  | Siège social et<br>secteur médian |                  | Données consolidées <sup>2</sup> |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------|---------------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------------------------|------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------------------|------------------|
|                                                                                                                                     | 30 sept.<br>2025  | 30 sept.<br>2024 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 sept.<br>2025                                              | 30 sept.<br>2024 | 30 sept.<br>2025                  | 30 sept.<br>2024 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 |
| <b>Volumes de production</b>                                                                                                        |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  |                                  |                  |
| Bitume (b/j)                                                                                                                        | 60 919            | 59 444           | —                                                             | —                | —                                                             | —                | —                                 | —                | 60 919                           | 59 444           |
| Pétrole lourd (b/j)                                                                                                                 | —                 | —                | 29 216                                                        | 27 671           | 22 767                                                        | 23 473           | —                                 | —                | 51 983                           | 51 144           |
| Condensat et pétrole léger (b/j)                                                                                                    | —                 | —                | —                                                             | —                | 60                                                            | 35               | —                                 | —                | 60                               | 35               |
| Autres LGN (b/j)                                                                                                                    | —                 | —                | —                                                             | —                | 17                                                            | 2                | —                                 | —                | 17                               | 2                |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)                                                                                                   | —                 | —                | —                                                             | —                | 2 853                                                         | 1 211            | —                                 | —                | 2 853                            | 1 211            |
| Volumes de production (bep/j)                                                                                                       | 60 919            | 59 444           | 29 216                                                        | 27 671           | 23 320                                                        | 23 711           | —                                 | —                | 113 455                          | 110 826          |
| <b>Volumes de ventes (bep/j)</b>                                                                                                    | <b>60 878</b>     | <b>59 389</b>    | <b>29 887</b>                                                 | <b>28 499</b>    | <b>23 468</b>                                                 | <b>23 593</b>    | <b>—</b>                          | <b>—</b>         | <b>114 233</b>                   | <b>111 481</b>   |
| <b>Produits sectoriels</b>                                                                                                          |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  |                                  |                  |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                                                                                 | 1 856,0           | 1 943,9          | 739,2                                                         | 758,7            | 564,1                                                         | 628,5            | 0,4                               | (0,1)            | 3 159,7                          | 3 331,0          |
| Vente de produits achetés                                                                                                           | 7,9               | 18,3             | —                                                             | —                | 18,7                                                          | 20,4             | 26,0                              | 20,7             | 52,6                             | 59,4             |
| Coûts de fluidification                                                                                                             | (683,2)           | (697,4)          | (17,9)                                                        | (8,7)            | (96,9)                                                        | (107,7)          | —                                 | —                | (798,0)                          | (813,8)          |
| Produits achetés                                                                                                                    | (8,2)             | (18,2)           | —                                                             | —                | (18,8)                                                        | (20,1)           | (26,4)                            | (20,6)           | (53,4)                           | (58,9)           |
| Secteur médian                                                                                                                      | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 16,2                              | —                | 16,2                             | —                |
| <b>Ventes de pétrole et de gaz naturel,<br/>déduction faite des coûts de<br/>fluidification – activités poursuivies<sup>3</sup></b> | <b>1 172,5</b>    | <b>1 246,6</b>   | <b>721,3</b>                                                  | <b>750,0</b>     | <b>467,1</b>                                                  | <b>521,1</b>     | <b>16,2</b>                       | <b>—</b>         | <b>2 377,1</b>                   | <b>2 517,7</b>   |
| <b>Charges sectorielles</b>                                                                                                         |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  |                                  |                  |
| Redevances                                                                                                                          | 217,3             | 252,4            | 54,7                                                          | 58,6             | 63,9                                                          | 71,0             | —                                 | —                | 335,9                            | 382,0            |
| Production et exploitation – liées à l'énergie                                                                                      | 84,7              | 98,0             | 61,7                                                          | 60,8             | 24,0                                                          | 25,3             | 0,2                               | —                | 170,6                            | 184,1            |
| Production et exploitation – non liées à<br>l'énergie                                                                               | 155,4             | 146,5            | 74,2                                                          | 68,4             | 98,8                                                          | 90,4             | 10,0                              | —                | 338,4                            | 305,3            |
| Transport                                                                                                                           | 64,2              | 65,4             | 187,2                                                         | 177,0            | 22,4                                                          | 32,9             | 0,2                               | —                | 274,0                            | 275,3            |
| <b>Produits d'exploitation sur le terrain –<br/>activités poursuivies<sup>3</sup></b>                                               | <b>650,9</b>      | <b>684,3</b>     | <b>343,5</b>                                                  | <b>385,2</b>     | <b>258,0</b>                                                  | <b>301,5</b>     | <b>5,8</b>                        | <b>—</b>         | <b>1 258,2</b>                   | <b>1 371,0</b>   |
| Dépilation et amortissements                                                                                                        | 123,6             | 127,4            | 187,5                                                         | 174,3            | 133,5                                                         | 139,5            | 10,0                              | 12,1             | 454,6                            | 453,3            |
| Frais généraux et administratifs                                                                                                    | 23,4              | 20,0             | 21,4                                                          | 17,7             | 19,1                                                          | 17,3             | —                                 | —                | 63,9                             | 55,0             |
| Charges financières                                                                                                                 | 2,4               | 2,4              | 2,3                                                           | 3,2              | 0,1                                                           | 0,1              | 35,8                              | 31,8             | 40,6                             | 37,5             |
| Autres produits                                                                                                                     | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | (14,2)                            | (0,1)            | (14,2)                           | (0,1)            |
| Intérêts                                                                                                                            | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 107,4                             | 131,2            | 107,4                            | 131,2            |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités<br/>poursuivies</b>                                                                          | <b>501,5</b>      | <b>534,5</b>     | <b>132,3</b>                                                  | <b>190,0</b>     | <b>105,3</b>                                                  | <b>144,6</b>     | <b>(133,2)</b>                    | <b>(175,0)</b>   | <b>605,9</b>                     | <b>694,1</b>     |
| Perte sur les contrats de gestion des<br>risques – réalisée                                                                         | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 25,2                              | 101,6            | 25,2                             | 101,6            |
| Perte (profit) sur les contrats de gestion<br>des risques – latent                                                                  | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 60,1                              | (47,4)           | 60,1                             | (47,4)           |
| Perte de change – réalisée                                                                                                          | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 1,9                               | 4,1              | 1,9                              | 4,1              |
| (Profit) perte de change – latent                                                                                                   | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | (25,4)                            | 16,4             | (25,4)                           | 16,4             |
| Coûts liés aux transactions                                                                                                         | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | 18,9                              | 0,7              | 18,9                             | 0,7              |
| Profit sur les titres négociables                                                                                                   | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | (69,4)                            | —                | (69,4)                           | —                |
| Profit latent sur le fonds d'assainissement<br>de l'île de Sable                                                                    | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | —                                 | (0,1)            | —                                | (0,1)            |
| Charge d'impôt différé                                                                                                              | —                 | —                | —                                                             | —                | —                                                             | —                | —                                 | —                | 138,7                            | 159,9            |
| <b>Bénéfice et bénéfice global liés aux<br/>activités poursuivies</b>                                                               |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  | <b>455,9</b>                     | <b>458,9</b>     |
| Bénéfice et bénéfice global liés aux<br>activités abandonnées, déduction faite de<br>l'impôt                                        |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  | <b>553,5</b>                     | <b>56,9</b>      |
| <b>Bénéfice et bénéfice global</b>                                                                                                  |                   |                  |                                                               |                  |                                                               |                  |                                   |                  | <b>1 009,4</b>                   | <b>515,8</b>     |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée.
2. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
3. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

| Pour les périodes de neuf mois closes les (\$/bep)                                                                          | Secteur Cold Lake |               | Secteur Lloydminster – récupération thermique <sup>1</sup> |               | Secteur Lloydminster – récupération classique <sup>1</sup> |               | Siège social et secteur médian |               | Données consolidées <sup>2</sup> |               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------|------------------------------------------------------------|---------------|------------------------------------------------------------|---------------|--------------------------------|---------------|----------------------------------|---------------|
|                                                                                                                             | 30 sept. 2025     | 30 sept. 2024 | 30 sept. 2025                                              | 30 sept. 2024 | 30 sept. 2025                                              | 30 sept. 2024 | 30 sept. 2025                  | 30 sept. 2024 | 30 sept. 2025                    | 30 sept. 2024 |
| <b>Produits sectoriels</b>                                                                                                  |                   |               |                                                            |               |                                                            |               |                                |               |                                  |               |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                                                                         | 77,77             | 84,27         | 88,56                                                      | 87,62         | 77,69                                                      | 86,19         | 0,01                           | —             | 80,05                            | 87,07         |
| Vente de produits achetés                                                                                                   | 0,47              | 1,12          | —                                                          | —             | 2,92                                                       | 3,15          | 0,83                           | 0,68          | 1,69                             | 1,94          |
| Coûts de fluidification                                                                                                     | (7,20)            | (7,66)        | (0,16)                                                     | (0,17)        | (4,82)                                                     | (5,59)        | —                              | —             | (4,32)                           | (4,66)        |
| Produits achetés                                                                                                            | (0,49)            | (1,12)        | —                                                          | —             | (2,94)                                                     | (3,11)        | (0,85)                         | (0,67)        | (1,71)                           | (1,93)        |
| Secteur médian                                                                                                              | —                 | —             | —                                                          | —             | —                                                          | —             | 0,52                           | —             | 0,52                             | —             |
| <b>Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification – activités poursuivies<sup>3</sup></b> | <b>70,55</b>      | <b>76,61</b>  | <b>88,40</b>                                               | <b>87,45</b>  | <b>72,85</b>                                               | <b>80,64</b>  | <b>0,51</b>                    | <b>0,01</b>   | <b>76,23</b>                     | <b>82,42</b>  |
| <b>Charges sectorielles</b>                                                                                                 |                   |               |                                                            |               |                                                            |               |                                |               |                                  |               |
| Redevances                                                                                                                  | 13,08             | 15,51         | 6,70                                                       | 7,50          | 9,98                                                       | 10,99         | —                              | —             | 10,77                            | 12,50         |
| Production et exploitation – liées à l'énergie                                                                              | 5,09              | 6,02          | 7,56                                                       | 7,79          | 3,75                                                       | 3,92          | 0,01                           | —             | 5,47                             | 6,03          |
| Production et exploitation – non liées à l'énergie                                                                          | 9,37              | 9,00          | 9,09                                                       | 8,75          | 15,42                                                      | 14,05         | 0,32                           | —             | 10,85                            | 9,99          |
| Transport                                                                                                                   | 3,86              | 4,03          | 22,95                                                      | 22,66         | 3,51                                                       | 5,09          | 0,01                           | —             | 8,79                             | 9,01          |
| <b>Revenu net d'exploitation sur le terrain – activités poursuivies<sup>3</sup></b>                                         | <b>39,15</b>      | <b>42,05</b>  | <b>42,10</b>                                               | <b>40,75</b>  | <b>40,19</b>                                               | <b>46,59</b>  | <b>0,17</b>                    | <b>0,01</b>   | <b>40,35</b>                     | <b>44,89</b>  |
| Dépilation et amortissements                                                                                                | 7,43              | 7,83          | 22,98                                                      | 22,33         | 20,82                                                      | 21,57         | 0,32                           | 0,40          | 14,57                            | 14,84         |
| Frais généraux et administratifs                                                                                            | 1,41              | 1,22          | 2,63                                                       | 2,27          | 2,74                                                       | 2,67          | —                              | —             | 2,05                             | 1,80          |
| Charges financières                                                                                                         | 0,14              | 0,15          | 0,29                                                       | 0,41          | 0,02                                                       | 0,01          | 1,15                           | 1,04          | 1,30                             | 1,23          |
| Autres produits                                                                                                             | —                 | —             | —                                                          | —             | —                                                          | —             | (0,46)                         | —             | (0,46)                           | —             |
| Intérêts                                                                                                                    | —                 | —             | —                                                          | —             | —                                                          | —             | 3,44                           | 4,29          | 3,44                             | 4,29          |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités poursuivies</b>                                                                      | <b>30,17</b>      | <b>32,85</b>  | <b>16,20</b>                                               | <b>15,74</b>  | <b>16,61</b>                                               | <b>22,34</b>  | <b>(4,28)</b>                  | <b>(5,72)</b> | <b>19,45</b>                     | <b>22,73</b>  |
| Taux de redevance effectif (%) <sup>3</sup>                                                                                 | 18,5              | 20,2          | 7,6                                                        | 8,6           | 13,7                                                       | 13,6          | —                              | —             | 14,1                             | 15,2          |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée.
2. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
3. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

## Secteur Cold Lake

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la production du secteur Cold Lake a augmenté pour s'établir à 61 157 bep par jour, comparativement à 58 610 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la production a augmenté pour s'établir à 60 919 bep par jour, comparativement à 59 444 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations tiennent principalement à la performance des nouveaux puits de Tucker forés dans le cadre du programme d'investissement de la Société.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont diminué pour s'établir à 391,8 M\$ (69,32 \$ par bep), comparativement à 416,4 M\$ (77,47 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont diminué pour s'établir à 1 172,5 M\$ (70,55 \$ par bep), comparativement à 1 246,6 M\$ (76,61 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des prix de référence du WCS Hardisty, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes de ventes et par la diminution des coûts de fluidification découlant de la baisse des prix de référence du condensat par rapport aux périodes correspondantes de 2024.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif a augmenté pour s'établir à 22,0 %, comparativement à 17,9 % à la période correspondante de 2024. Cette augmentation reflète le calendrier d'admissibilité des déductions en capital. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif a diminué pour s'établir à 18,5 %, comparativement à 20,2 % pour la période correspondante de 2024. Cette diminution reflète la baisse des prix de référence moyens des marchandises et le calendrier d'admissibilité des déductions en capital.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation liées à l'énergie ont diminué pour s'établir à 18,9 M\$ (3,34 \$ par bep) et à 84,7 M\$ (5,09 \$ par bep), respectivement, comparativement à 19,4 M\$ (3,61 \$ par bep) et à 98,0 M\$ (6,02 \$ par bep) pour les périodes correspondantes de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des charges découlant de la baisse des prix de l'électricité, et aux économies découlant des achats de crédits de carbone, qui ont réduit le montant initial du fardeau de la taxe sur le carbone estimé par la Société par rapport aux taux prévus par la loi.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie ont augmenté pour s'établir à 48,7 M\$ (8,67 \$ par bep) et à 155,4 M\$ (9,37 \$ par bep), respectivement, comparativement à 46,8 M\$ (8,71 \$ par bep) et à 146,5 M\$ (9,00 \$ par bep) pour les périodes correspondantes de 2024. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des coûts d'entretien de la surface et du fond de trou, partiellement contrebalancée par une baisse des charges liées aux produits chimiques.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais de transport ont diminué pour s'établir à 21,2 M\$ (3,75 \$ par bep), comparativement à 21,7 M\$ (4,04 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais de transport ont diminué pour s'établir à 64,2 M\$ (3,86 \$ par bep), comparativement à 65,4 M\$ (4,03 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables au calendrier et à l'utilisation des droits de rattrapage.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements ont augmenté pour s'établir à 42,7 M\$ (7,55 \$ par bep), comparativement à 42,2 M\$ (7,85 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des volumes de ventes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements a diminué pour s'établir à 123,6 M\$ (7,43 \$ par bep), comparativement à 127,4 M\$ (7,83 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette diminution reflète une plus grande proportion des volumes de ventes provenant des zones assujetties à un taux de déplétion par baril moins élevé.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 8,4 M\$ (1,53 \$ par bep), comparativement à 7,0 M\$ (1,30 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 23,4 M\$ (1,41 \$ par bep), comparativement à 20,0 M\$ (1,22 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la réaffectation de frais généraux aux activités à la suite de la vente du secteur Montney.

## Secteur Lloydminster – récupération thermique

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la production du secteur Lloydminster – récupération thermique a augmenté pour s'établir à 31 937 bep par jour, comparativement à 26 019 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la production a augmenté pour s'établir à 29 216 bep par jour, comparativement à 27 671 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations sont attribuables à la mise en service des puits de Meota East et de Meota West dans le cadre du programme d'investissement de la Société.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont augmenté pour s'établir à 244,5 M\$ (85,87 \$ par bep), comparativement à 232,8 M\$ (93,18 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des volumes de ventes, facteur partiellement contrebalancé par la baisse des prix de référence du WCS de la côte américaine du golfe du Mexique. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont diminué pour s'établir à 721,3 M\$ (88,40 \$ par bep), comparativement à 750,0 M\$ (87,45 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des prix de référence du WCS de la côte américaine du golfe du Mexique, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes de ventes.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif a augmenté pour s'établir à 8,8 %, comparativement à 6,6 % à la période correspondante de 2024. Cette augmentation reflète principalement le calendrier d'admissibilité des déductions en capital. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif a diminué pour s'établir à 7,6 %, comparativement à 8,6 % pour la période correspondante de 2024. Cette diminution reflète principalement la baisse des prix de référence moyens des marchandises.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation liées à l'énergie ont diminué pour s'établir à 12,9 M\$ (4,54 \$ par bep), comparativement à 16,7 M\$ (6,67 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette diminution s'explique principalement par l'utilisation de crédits de carbone générés à l'interne, ce qui a réduit le montant initial du fardeau de la taxe sur le carbone estimé par la Société par rapport aux taux prévus par la loi. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation liées à l'énergie sont demeurées relativement stables, s'établissant à 61,7 M\$ (7,56 \$ par bep), comparativement à 60,8 M\$ (7,79 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie ont diminué pour s'établir à 22,2 M\$ (7,78 \$ par bep), comparativement à 24,6 M\$ (9,84 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des charges liées à l'entretien de la surface. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie ont augmenté pour s'établir à 74,2 M\$ (9,09 \$ par bep), comparativement à 68,4 M\$ (8,75 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des charges liées à l'entretien du fond de trou et aux produits chimiques.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais de transport ont augmenté pour s'établir à 63,7 M\$ (22,38 \$ par bep), comparativement à 55,6 M\$ (22,27 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais de transport ont augmenté pour s'établir à 187,2 M\$ (22,95 \$ par bep), comparativement à 177,0 M\$ (22,66 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des volumes de ventes.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la dépréciation et les amortissements ont augmenté pour s'établir à 64,8 M\$ (22,78 \$ par bep), comparativement à 56,4 M\$ (22,59 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la dépréciation et les amortissements ont augmenté pour s'établir à 187,5 M\$ (22,98 \$ par bep), comparativement à 174,3 M\$ (22,33 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des volumes de ventes.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 8,0 M\$ (2,83 \$ par bep), comparativement à 6,3 M\$ (2,54 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 21,4 M\$ (2,63 \$ par bep), comparativement à 17,7 M\$ (2,27 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations s'expliquent surtout par la réaffectation de frais généraux aux activités à la suite de la vente du secteur Montney.

## Lloydminster – récupération classique

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la production du secteur Lloydminster – récupération classique a diminué pour s'établir à 22 489 bep par jour, comparativement à 24 699 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la production a diminué pour s'établir à 23 320 bep par jour, comparativement à 23 711 bep par jour pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont attribuables à des réductions de production temporaires, à des problèmes de conformité des réservoirs liés à certains projets de récupération assistée du pétrole et à une baisse de la production de base sous-jacente dans les champs parvenus à maturité.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont diminué pour s'établir à 150,0 M\$ (71,37 \$ par bep), comparativement à 178,6 M\$ (81,28 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, ont diminué pour s'établir à 467,1 M\$ (72,85 \$ par bep), comparativement à 521,1 M\$ (80,64 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des prix de référence du WCS Hardisty et à la baisse des volumes de ventes.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, le taux de redevance effectif est demeuré stable à 13,2 % et à 13,7 %, respectivement, comparativement à 13,6 % et à 13,6 %, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2024.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation liées à l'énergie ont diminué pour s'établir à 6,9 M\$ (3,26 \$ par bep) et à 24,0 M\$ (3,75 \$ par bep), respectivement, comparativement à 8,0 M\$ (3,67 \$ par bep) et à 25,3 M\$ (3,92 \$ par bep) pour les périodes correspondantes de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des prix de l'électricité.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie ont augmenté pour s'établir à 31,5 M\$ (14,89 \$ par bep), comparativement à 29,9 M\$ (13,65 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie ont augmenté pour s'établir à 98,8 M\$ (15,42 \$ par bep), comparativement à 90,4 M\$ (14,05 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des charges liées à l'entretien du fond de trou et aux produits chimiques.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais de transport ont diminué pour s'établir à 6,7 M\$ (3,24 \$ par bep), comparativement à 12,9 M\$ (5,81 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais de transport ont diminué pour s'établir à 22,4 M\$ (3,51 \$ par bep), comparativement à 32,9 M\$ (5,09 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Les diminutions découlent de la baisse des volumes acheminés par voie ferroviaire, qui a entraîné une hausse des frais par baril par rapport aux volumes de ventes transportés par pipeline.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements ont diminué pour s'établir à 41,3 M\$ (19,63 \$ par bep), comparativement à 47,3 M\$ (21,49 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la déplétion et les amortissements ont diminué pour s'établir à 133,5 M\$ (20,82 \$ par bep), comparativement à 139,5 M\$ (21,57 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces diminutions sont principalement attribuables à la baisse des volumes de ventes et à la hausse de la proportion des volumes de ventes dans les zones assujetties à des taux de déplétion moins élevés.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 7,2 M\$ (2,67 \$ par bep), comparativement à 5,9 M\$ (2,64 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les frais généraux et administratifs ont augmenté pour s'établir à 19,1 M\$ (2,74 \$ par bep), comparativement à 17,3 M\$ (2,67 \$ par bep) pour la période correspondante de 2024. Ces augmentations s'expliquent surtout par la réaffectation de frais généraux aux activités à la suite de la vente du secteur Montney.

## ACTIVITÉS ABANDONNÉES

### Vente d'actifs de Montney

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a conclu la vente de son secteur Montney. Le secteur Montney représente une ligne d'activité et une région géographique principales et distinctes; par conséquent, ses résultats ont été classés dans les activités abandonnées conformément à IFRS 5 *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. Se reporter à la rubrique « Présentation des activités poursuivies et abandonnées » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Les résultats historiques du secteur Montney présentés à titre d'activités abandonnées ne se reproduiront pas au cours des périodes futures et ne sont pas représentatifs de la performance future de la Société.

## Performance financière et informations sur les flux de trésorerie

Le tableau suivant résume les résultats financiers des activités abandonnées de la Société.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                               | Trimestres clos les |                  |                 | Périodes de neuf mois closes les |                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
|                                                                                   | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 |
| <b>Volumes de production</b>                                                      |                     |                  |                 |                                  |                  |
| Pétrole lourd (b/j)                                                               | —                   | —                | 49              | 16                               | —                |
| Condensat et pétrole léger (b/j)                                                  | 211                 | 19 488           | 20 524          | 13 725                           | 19 604           |
| Autres LGN (b/j)                                                                  | 230                 | 11 680           | 12 258          | 8 065                            | 11 604           |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)                                                 | 1 059               | 226 431          | 237 668         | 171 069                          | 237 904          |
| Volumes de production (bep/j)                                                     | 617                 | 68 907           | 72 442          | 50 317                           | 70 869           |
| <b>Volumes de ventes (bep/j)</b>                                                  | <b>617</b>          | <b>68 907</b>    | <b>72 466</b>   | <b>50 325</b>                    | <b>70 869</b>    |
| <b>Produits</b>                                                                   |                     |                  |                 |                                  |                  |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                                               | 3,3                 | 213,4            | 234,7           | 520,7                            | 712,6            |
| <b>Charges</b>                                                                    |                     |                  |                 |                                  |                  |
| Redevances                                                                        | 0,5                 | 20,1             | 8,7             | 35,0                             | 72,2             |
| Charges de production et d'exploitation liées à l'énergie                         | (1,3)               | 1,6              | —               | 0,5                              | 5,3              |
| Charges de production et d'exploitation non liées à l'énergie                     | (2,9)               | 38,9             | 39,2            | 83,5                             | 119,8            |
| Transport et traitement                                                           | 0,2                 | 50,0             | 56,3            | 110,9                            | 157,5            |
| <b>Produits d'exploitation sur le terrain – activités abandonnées<sup>1</sup></b> | <b>6,8</b>          | <b>102,8</b>     | <b>130,5</b>    | <b>290,8</b>                     | <b>357,8</b>     |
| Déplétion et amortissements                                                       | —                   | 76,0             | 21,6            | 89,7                             | 223,9            |
| Frais généraux et administratifs                                                  | (1,6)               | 6,3              | 6,4             | 10,3                             | 17,7             |
| Charges financières                                                               | —                   | 8,3              | 4,9             | 13,3                             | 29,8             |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités abandonnées<sup>1</sup></b>                | <b>8,4</b>          | <b>12,2</b>      | <b>97,6</b>     | <b>177,5</b>                     | <b>86,4</b>      |
| Taux de redevance effectif <sup>1</sup>                                           | 15,2 %              | 9,4 %            | 3,7 %           | 6,7 %                            | 10,1 %           |

1. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant résume les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)                          | Trimestres clos les |                  |                 | Périodes de neuf mois closes les |                  |
|------------------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
|                                                                              | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 |
| <b>Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités abandonnées</b> |                     |                  |                 |                                  |                  |
| Activités d'exploitation                                                     | (6,4)               | 96,2             | 118,9           | 259,0                            | 339,5            |
| Activités de financement                                                     | —                   | (167,4)          | (95,3)          | (134,0)                          | (187,6)          |
| Activités d'investissement                                                   | —                   | (105,2)          | (133,7)         | (250,2)                          | (348,1)          |
| <b>Variation des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées</b>       | <b>(6,4)</b>        | <b>(176,4)</b>   | <b>(110,1)</b>  | <b>(125,2)</b>                   | <b>(196,2)</b>   |

## SOURCES DE FINANCEMENT

### Facilités de crédit bancaire

#### *Facilité de crédit renouvelable et facilité de crédit à terme fondées sur des clauses restrictives*

Au 30 septembre 2025, la Société avait une facilité de crédit renouvelable fondée sur des clauses restrictives de 3,0 G\$ (31 décembre 2024 – 2,5 G\$) conclue avec un consortium d'institutions financières canadiennes, américaines et internationales (la « **facilité de crédit renouvelable** »), et une facilité à terme fondée sur des clauses restrictives d'un montant de 175,0 M\$ US (31 décembre 2024 – néant) (la « **facilité de crédit à terme** » et collectivement avec la facilité de crédit renouvelable, les « **facilités de crédit** »). La convention régissant les facilités de crédit (la « **convention de crédit** ») prévoit une clause accordéon qui autorise la Société à augmenter les facilités de crédit disponibles d'un montant supplémentaire allant jusqu'à 250,0 M\$, sous réserve du respect de certaines conditions.

La date d'échéance des facilités de crédit est le 28 mars 2028, mais elle sera le 1<sup>er</sup> mai 2026 si les billets de premier rang (définis ci-après) demeurent en circulation et n'ont pas été refinancés ni fait l'objet d'un désendettement de droit à cette date. Il n'y a aucun paiement obligatoire aux termes de la facilité de crédit renouvelable ni de la facilité de crédit à terme. Les emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable peuvent être prélevés et remboursés de temps à autre par la Société en dollars canadiens ou américains. Les emprunts en vertu de la facilité de crédit à terme ont été faits au moyen d'un seul prélèvement initial en dollars américains et les montants remboursés par la Société ne peuvent être empruntés de nouveau. Les facilités de crédit ne font pas l'objet d'évaluations annuelles ou semestrielles.

Les facilités de crédit portent intérêt au taux préférentiel applicable, au taux de base, au taux des opérations de pension à un jour (le « **taux CORRA** ») ou au taux Secured Overnight Financing Rate, majorés des marges applicables. Les marges applicables imputées par les prêteurs dépendent du ratio de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté de la Société (tel qu'il est décrit ci-dessous) pour le trimestre le plus récent. Les facilités de crédit sont garanties par les filiales de la Société et par une sûreté sur la quasi-totalité des actifs existants et futurs de la Société et de ses filiales, y compris par une obligation à charge flottante consentie par la Société et chacune de ses filiales.

Au 30 septembre 2025, la Société avait des lettres de crédit en cours de 1,2 M\$ (31 décembre 2024 – 1,6 M\$) en vertu de la facilité de crédit renouvelable.

#### *Gestion du risque de change sur la dette bancaire libellée en dollars américains*

Strathcona effectue périodiquement des emprunts libellés en dollars américains et conclut simultanément des swaps de devises et de taux d'intérêt pour tirer parti d'un arbitrage de taux d'intérêt découlant de la relation entre les taux d'intérêt en dollars canadiens et en dollars américains et des courbes de change à terme.

Le risque de change lié à ces emprunts est neutralisé au moment du prélèvement, car les swaps de devises et de taux d'intérêt fixent les paiements de capital et d'intérêts prévus à l'échéance. La dette inscrite au bilan comprend l'équivalent en dollars canadiens des prélèvements en dollars américains convertis au taux de change de clôture, et elle ne tient pas compte de l'incidence compensatoire des swaps de devises et de taux d'intérêt. Au 30 septembre 2025, l'actif au titre des swaps de devises s'établissait à 1,8 M\$ (31 décembre 2024 – actif de 28,6 M\$), et le total de la dette comprenait une perte latente de 1,8 M\$ (31 décembre 2024 – perte latente de 28,6 M\$) lié aux prélèvements en dollars américains sur la facilité de crédit renouvelable. Les profits ou les pertes latents sur les prélèvements en dollars américains, de même que les profits ou les pertes latents compensatoires sur les swaps de devises et de taux d'intérêt, sont inclus dans les profits ou les pertes de change dans les états financiers intermédiaires.

Au 30 septembre 2025, les swaps de devises et de taux d'intérêt en cours de la Société s'établissaient comme suit :

| Montant notionnel (en \$ US) | Date d'échéance | Prix du contrat    |
|------------------------------|-----------------|--------------------|
| 150,0 millions               | 10 octobre 2025 | 1,3836 \$ CA/\$ US |
| 175,0 millions               | 29 octobre 2025 | 1,3890 \$ CA/\$ US |

## Clauses restrictives financières

La convention de crédit est assortie de trois clauses restrictives financières qui sont calculées chaque trimestre (tel qu'il est expliqué ci-dessous).

- i) Ratio de la dette sur le BAIIA ajusté – L'ensemble de la dette, en excluant l'entente de financement (se reporter à la note 7 des états financiers intermédiaires), des contrats de location-acquisition et des lettres de crédit constituant la dette (le « **total de la dette** »), tous définis dans la convention de crédit, ne doit pas excéder 4,0 fois le bénéfice net des 12 derniers mois avant les éléments hors trésorerie, l'impôt sur le résultat, les charges d'intérêts et les pertes extraordinaires et non récurrentes, ajusté en fonction des acquisitions ou cessions significatives comme si celles-ci s'étaient produites le premier jour de la période de calcul (le « **BAIIA ajusté** »). Aux fins du calcul du BAIIA ajusté, les paiements de loyers sont déduits du calcul si le contrat de location connexe avait été considéré comme un contrat de location simple avant l'adoption d'IFRS 16.
- ii) Ratio de la dette de premier rang sur le BAIIA ajusté – Le total de la dette, en excluant la dette de rang inférieur autorisée (p. ex., les billets de premier rang), tel qu'il est défini dans la convention de crédit, ne doit pas dépasser 3,5 fois le BAIIA ajusté des 12 derniers mois.
- iii) Ratio de couverture des intérêts – Le BAIIA ajusté des 12 derniers mois ne doit pas être inférieur à 3,5 fois les charges d'intérêts en trésorerie, telles qu'elles sont définies dans la convention de crédit.

Au 30 septembre 2025, la Société respectait ces clauses restrictives financières.

## Billets de premier rang

Au 30 septembre 2025, Strathcona avait des billets non garantis de premier rang en cours d'un montant de 696,0 M\$ (31 décembre 2024 – 719,2 M\$), soit un montant en capital total de 500,0 M\$ US, échéant le 1<sup>er</sup> août 2026 (les « **billets de premier rang** »). Les billets de premier rang portent intérêt au taux de 6,875 % par année, dont les intérêts sont payables semestriellement à terme échu le 1<sup>er</sup> février et le 1<sup>er</sup> août de chaque année. Les billets de premier rang sont rachetables au pair, en totalité ou en partie, au gré de Strathcona.

Les billets de premier rang ne sont pas assujettis à des clauses restrictives financières.

## Facilité de lettres de crédit à vue

Au 30 septembre 2025, la Société avait une facilité de lettres de crédit à vue d'un montant de 200,0 M\$ (31 décembre 2024 – 100,0 M\$) auprès d'une institution financière (la « **facilité de lettres de crédit** »). La facilité de lettres de crédit est soutenue par une marge pour garanties de cautionnements offerte par Exportation et développement Canada en faveur de l'institution financière. La Société et ses filiales ont indemnisé Exportation et développement Canada pour le montant de tout paiement effectué par Exportation et développement Canada à l'institution financière en vertu de cette marge pour garanties de cautionnements; toutefois, les obligations en vertu de cette indemnité ne sont pas garanties. Les lettres de crédit en cours en vertu de la facilité de lettres de crédit n'ont aucune incidence sur la capacité d'emprunt de la Société en vertu de la facilité de crédit renouvelable. Au 30 septembre 2025, la Société avait des lettres de crédit d'un montant de 66,6 M\$ (31 décembre 2024 – 70,3 M\$) en cours en vertu de la facilité de lettres de crédit.

## GESTION DU CAPITAL ET LIQUIDITÉS

La Société a pour politique de maintenir une assise financière solide de façon à conserver une souplesse financière et la confiance des créanciers et du marché, ainsi que pour soutenir l'expansion future de ses activités. La Société gère sa structure du capital et y apporte des ajustements en fonction de l'évolution de la conjoncture économique et des caractéristiques des risques liés aux actifs pétroliers et gaziers sous-jacents. La Société considère que les capitaux propres, la dette à long terme et le fonds de roulement sont compris dans sa structure du capital.

La Société a généralement recours à ses flux de trésorerie liés aux opérations et à ses facilités de crédit pour répondre aux exigences en matière de capital. Les liquidités futures dépendent principalement des flux de trésorerie liés aux opérations, des fonds disponibles aux termes de la facilité de crédit renouvelable et de la capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et de capitaux propres. Tous les paiements de capital sur les facilités de crédit sont exigibles à leur date d'échéance.

Le tableau suivant présente un sommaire du montant disponible en vertu de la facilité de crédit renouvelable.

|                                                              | Au 30 septembre 2025 | Au 31 décembre 2024 |
|--------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------|
| Capacité de la facilité de crédit renouvelable               | 3 005,0              | 2 500,0             |
| Capacité de la facilité de crédit à terme <sup>1</sup>       | 243,6                | —                   |
| Capacité des facilités de crédit bancaire                    | 3 248,6              | 2 500,0             |
| Dette au titre des facilités de crédit <sup>1</sup>          | (525,0)              | (1 766,9)           |
| (Profit) perte latent sur les emprunts en dollars américains | 1,8                  | 28,6                |
| Lettres de crédit en cours                                   | (1,2)                | (1,6)               |
| Montant disponible                                           | 2 724,2              | 760,1               |

1. Équivalent en dollars canadiens, selon le taux de change à la fin de la période.

À l'heure actuelle, la structure du capital de la Société comprend un fonds de roulement excédentaire. Au 30 septembre 2025, le fonds de roulement excédentaire s'établissait à 874,0 M\$ (31 décembre 2024 – fonds de roulement déficitaire de 545,6 M\$). La direction est d'avis que les ressources en capital actuelles de la Société et sa capacité à gérer les niveaux des flux de trésorerie et du fonds de roulement lui permettront de respecter ses obligations actuelles et futures, d'effectuer les paiements d'intérêts prévus, de financer les dépenses d'investissement prévues et de financer les autres besoins liés aux activités pour au moins les 12 prochains mois. Toutefois, rien ne garantit que ce sera le cas ou que d'autres sources de capital ne seront pas nécessaires à l'avenir. Les flux de trésorerie de la Société et la mise en valeur des projets sont exposés à certains facteurs de risque dont il est question à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le risque de liquidité correspond au risque que la Société ne soit pas en mesure d'honorer ses obligations financières à leur échéance. Le secteur pétrolier et gazier est cyclique, et les prix des marchandises peuvent être volatils, ce qui devrait avoir une incidence sur les produits et la rentabilité futurs de la Société. Une baisse soutenue des prix des marchandises et une hausse de l'inflation et des taux d'intérêt pourraient nuire à nos activités, à notre situation financière et à nos résultats d'exploitation, à nos liquidités et à notre capacité à respecter nos engagements financiers à l'échéance ou retarder nos dépenses d'investissement prévues. L'imposition de droits de douane ou d'autres barrières tarifaires pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix réalisés de la Société et sur le calendrier des flux de trésorerie découlant de toute production exportée directement par la Société, et pourrait entraîner une hausse des coûts de certains intrants.

La Société prépare et met à jour régulièrement ses budgets et ses prévisions afin de surveiller ses liquidités et sa capacité de respecter ses obligations et ses engagements financiers, y compris sa capacité de respecter les clauses restrictives financières aux termes des facilités de crédit.

## PASSIF RELATIF AU DÉMANTÈLEMENT

Au 30 septembre 2025, le solde actualisé de la provision liée au démantèlement de Strathcona au titre de l'abandon et de la remise en état futurs des biens pétroliers et gaziers de la Société s'établissait à 248,3 M\$ (31 décembre 2024 – 290,7 M\$). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a engagé des dépenses de démantèlement de 35,2 M\$ afin de régler des passifs existants et reclassé un montant de 25,9 M\$ dans les passifs associés à des actifs détenus en vue de la vente, qui ont été cédés au cours du troisième trimestre. Le solde a également été affecté par les ajouts au titre du passif en raison des nouveaux puits et nouvelles installations, par la désactualisation et par les changements d'estimations.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ARRANGEMENTS HORS BILAN

Dans le cours normal de ses activités, Strathcona doit s'acquitter d'obligations contractuelles, qui peuvent comprendre l'achat d'actifs et de services, des ententes d'exploitation, des engagements liés au transport, des engagements de vente, des redevances à payer, des obligations de location à bail, des contrats relatifs au personnel et des emprunts. Ces obligations sont d'une nature récurrente et stable et ont une incidence sur les flux de trésorerie de Strathcona de façon continue.

Le tableau ci-dessous présente des détails sur les flux de trésorerie non actualisés et les échéances contractuelles liés aux passifs financiers de la Société au 30 septembre 2025.

|                                                            | Total   | Moins de<br>1 an | De 1 an à<br>3 ans | De 4 à<br>5 ans | Plus de<br>5 ans |
|------------------------------------------------------------|---------|------------------|--------------------|-----------------|------------------|
| Facilités de crédit <sup>1</sup>                           | 525,0   | —                | 525,0              | —               | —                |
| Billets de premier rang <sup>2</sup>                       | 743,9   | 743,9            | —                  | —               | —                |
| Créditeurs et charges à payer                              | 712,5   | 712,5            | —                  | —               | —                |
| Passif lié aux contrats de gestion des risques             | 106,1   | 71,0             | 35,1               | —               | —                |
| Obligations locatives – activités poursuivies <sup>3</sup> | 104,0   | 35,6             | 29,5               | 10,8            | 28,1             |
| Total                                                      | 2 191,5 | 1 563,0          | 589,6              | 10,8            | 28,1             |

1. Le montant contractuel reflète le prix de règlement prévu dans les swaps de devises et de taux d'intérêt et ne tient pas compte des paiements d'intérêts futurs sur les emprunts.
2. Les montants représentent le remboursement des billets de premier rang (696,0 M\$) et les paiements d'intérêts connexes (47,9 M\$) en fonction du taux de change en vigueur au 30 septembre 2025.
3. Les montants se rapportent à des paiements non actualisés au titre d'obligations locatives.

Au 30 septembre 2025, la Société était tenue d'effectuer les paiements non résiliables suivants :

|                         | Total   | Moins de<br>1 an | De 1 an à<br>3 ans | De 4 à<br>5 ans | Plus de<br>5 ans |
|-------------------------|---------|------------------|--------------------|-----------------|------------------|
| Transport et traitement | 2 227,1 | 147,9            | 222,2              | 335,2           | 1 521,8          |
| Capital                 | 124,9   | 120,4            | 4,5                | —               | —                |
| Autres                  | 62,1    | 45,4             | 16,0               | 0,7             | —                |
| Total                   | 2 414,1 | 313,7            | 242,7              | 335,9           | 1 521,8          |

Dans le cours normal des activités, la Société a des obligations à l'égard de paiements futurs, y compris en ce qui a trait aux obligations contractuelles et aux engagements irrévocables. De façon générale, la Société s'attend à respecter ces engagements à l'aide des flux de trésorerie liés aux opérations et de prélèvements sur sa facilité de crédit renouvelable. Strathcona ne maintient pas de transactions, d'arrangements, d'obligations ou d'autres relations hors bilan avec des entités non consolidées ou d'autres entités qui sont raisonnablement susceptibles d'avoir une incidence significative, actuellement ou dans l'avenir, sur la situation financière, les produits ou les charges, les résultats d'exploitation, la situation de trésorerie, les dépenses d'investissement ou les ressources en capital de la Société et qui ne sont pas présentés dans les états financiers intermédiaires ou les notes annexes.

## CAPITAL SOCIAL

Le capital autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées. Au 30 septembre 2025, aucune action privilégiée n'avait été émise par la Société (31 décembre 2024 – néant).

Le tableau suivant présente un sommaire du nombre d'actions en circulation au 5 novembre 2025.

| Catégorie d'actions | Actions en circulation au 5 novembre 2025 |
|---------------------|-------------------------------------------|
| Actions ordinaires  | 214 235 608                               |

## Dividendes

À l'exclusion du paiement équivalent aux dividendes, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, Strathcona a déclaré et versé des dividendes d'un total de 64,3 M\$ (0,30 \$ par action ordinaire) et de 184,3 M\$ (0,86 \$ par action ordinaire), respectivement (trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 – 53,6 M\$ [0,25 \$ par action ordinaire]).

Le 10 octobre 2025, le conseil d'administration de Strathcona a approuvé la distribution spéciale à tous les actionnaires ordinaires de Strathcona. La distribution spéciale devrait prendre effet conformément à un plan d'arrangement prévu par la loi qui exige l'obtention de l'approbation d'au moins 66<sup>2/3</sup> % des actionnaires, en plus de l'approbation de la Cour du Banc du Roi de l'Alberta. L'assemblée extraordinaire des actionnaires de Strathcona pour approuver la distribution spéciale est prévue le 27 novembre 2025. Si la distribution spéciale reçoit toutes les approbations requises, elle devrait prendre effet et être versée en décembre 2025.

Le 5 novembre 2025, le conseil d'administration de Strathcona a déclaré un dividende trimestriel de 0,30 \$ par action ordinaire, payable le 15 décembre 2025 aux actionnaires inscrits aux registres le 5 décembre 2025.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

| (en millions de dollars,<br>sauf indication contraire) | 2025    |         |                 | 2024 <sup>1</sup> |         |         |         | 2023 <sup>1</sup> |
|--------------------------------------------------------|---------|---------|-----------------|-------------------|---------|---------|---------|-------------------|
|                                                        | T3      | T2      | T1 <sup>1</sup> | T4                | T3      | T2      | T1      | T4                |
| <b>Résultats d'exploitation (bep/j)</b>                |         |         |                 |                   |         |         |         |                   |
| Volumes de production moyens                           | 116 201 | 181 368 | 194 609         | 187 203           | 178 235 | 181 766 | 185 122 | 186 064           |
| Activités poursuivies                                  | 115 584 | 108 926 | 115 859         | 111 013           | 109 328 | 110 925 | 112 242 | 112 832           |
| Activités abandonnées                                  | 617     | 72 442  | 78 750          | 76 190            | 68 907  | 70 841  | 72 880  | 73 232            |
| <b>Résultats financiers</b>                            |         |         |                 |                   |         |         |         |                   |
| Ventes de pétrole et de gaz naturel                    | 1 012,0 | 1 216,0 | 1 459,0         | 1 292,8           | 1 272,5 | 1 472,3 | 1 298,8 | 1 287,6           |
| Activités poursuivies                                  | 1 008,7 | 981,3   | 1 176,3         | 1 042,4           | 1 059,1 | 1 231,1 | 1 040,8 | 1 029,8           |
| Activités abandonnées                                  | 3,3     | 234,7   | 282,7           | 250,4             | 213,4   | 241,2   | 258,0   | 257,8             |
| Bénéfice net (perte nette)                             | 573,2   | 230,9   | 205,3           | 87,9              | 188,0   | 227,2   | 100,6   | 263,7             |
| Activités poursuivies                                  | 144,6   | 158,3   | 152,8           | 48,6              | 183,9   | 202,8   | 72,3    | 211,6             |
| Activités abandonnées                                  | 428,6   | 72,6    | 52,5            | 39,3              | 4,1     | 24,4    | 28,3    | 52,1              |
| Bénéfice net (perte nette) par action                  | 2,68    | 1,08    | 0,96            | 0,41              | 0,88    | 1,06    | 0,47    | 1,23              |
| Activités poursuivies                                  | 0,68    | 0,74    | 0,71            | 0,23              | 0,86    | 0,95    | 0,34    | 0,99              |
| Activités abandonnées                                  | 2,00    | 0,34    | 0,25            | 0,18              | 0,02    | 0,11    | 0,13    | 0,24              |
| Bénéfice d'exploitation                                | 235,5   | 225,5   | 322,4           | 190,0             | 265,4   | 306,1   | 209,0   | 202,1             |
| Activités poursuivies                                  | 227,1   | 127,9   | 250,7           | 135,4             | 253,2   | 271,8   | 169,1   | 131,3             |
| Activités abandonnées <sup>2</sup>                     | 8,4     | 97,6    | 71,7            | 54,6              | 12,2    | 34,3    | 39,9    | 70,8              |
| Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>            | 93,8    | 32,0    | 184,0           | 0,3               | 200,6   | 247,3   | 157,9   | 150,8             |
| Activités poursuivies <sup>2</sup>                     | 85,4    | 43,5    | 168,8           | 1,2               | 105,1   | 247,2   | 50,8    | 145,9             |
| Activités abandonnées <sup>2</sup>                     | 8,4     | (11,5)  | 15,2            | (0,9)             | 95,5    | 0,1     | 107,1   | 4,9               |
| Dépenses d'investissement <sup>3</sup>                 | 280,5   | 379,0   | 350,0           | 392,5             | 319,6   | 298,0   | 286,1   | 307,8             |
| Dépenses liées au démantèlement <sup>3</sup>           | 8,4     | 3,3     | 23,5            | 12,7              | 8,5     | 2,9     | 11,6    | 13,8              |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.
2. Mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée en vertu des Normes de comptabilité; se reporter à la rubrique « Mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.
3. Comprennent les activités poursuivies et abandonnées.

Au cours des huit derniers trimestres, les ventes de pétrole et de gaz naturel de la Société ont fluctué en raison de la volatilité des prix de référence du pétrole brut, du condensat et du gaz naturel, des différentiels relativement au pétrole brut, des variations de la production, de la vente d'actifs de Groundbitch et de la vente d'actifs de Kakwa et de Grande Prairie. La production de la Société a fluctué en raison des acquisitions et des cessions d'actifs, des variations des niveaux de dépenses d'investissement liées à la mise en valeur et des réductions naturelles.

Les fluctuations du bénéfice net (de la perte nette) au cours des huit derniers trimestres s'expliquent principalement par les variations des flux de trésorerie liés aux opérations, la vente d'actifs de Groundbitch, la vente d'actifs de Kakwa et de Grande Prairie, les profits et les pertes latents sur les contrats de gestion des risques, qui varient en fonction des prix du marché à terme et des taux de change, le profit latent sur les titres négociables, qui varie selon les fluctuations des cours du marché, les profits et pertes de change liés aux billets de premier rang de la Société, les fluctuations des prix du gaz naturel et de l'énergie et l'incidence connexe sur les charges de production et d'exploitation liées à l'énergie, les pressions inflationnistes et les variations de la charge ou de l'économie d'impôt différé.

Au cours des huit derniers trimestres, les dépenses d'investissement ont fluctué en raison des variations des niveaux de dépenses d'investissement liées à la mise en valeur de la Société, qui découlent de plusieurs facteurs, notamment la conjoncture actuelle des prix des marchandises.

## MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

### Mesures financières et ratios non conformes aux PCGR et autres mesures financières et ratios

Les mesures financières et ratios non conformes aux PCGR sont utilisés à l'interne par la direction pour évaluer la performance de la Société. Ils fournissent également aux investisseurs des mesures significatives pour évaluer la performance de la Société par rapport à d'autres entreprises du même secteur. Toutefois, l'utilisation de ces termes par la Société pourrait ne pas être comparable à d'autres mesures similaires présentées par d'autres entreprises. Les investisseurs sont avertis que ces mesures ne doivent pas être considérées comme des substituts des mesures financières établies conformément aux PCGR ni comme étant plus significatives que les mesures conformes aux PCGR dans l'évaluation de la performance de la Société.

Les « **ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification** » sont calculées en déduisant les produits achetés et les coûts de fluidification des ventes de pétrole et de gaz naturel et de la vente de produits achetés. La direction utilise cette mesure pour isoler les produits liés aux activités de la Société après avoir comptabilisé les coûts de fluidification inévitables. Un rapprochement quantitatif des ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, et de la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, soit les ventes de pétrole et de gaz naturel, est présenté aux rubriques « Produits et prix réalisés – Ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification » et « Résultats sectoriels » du présent rapport de gestion.

Les ventes de pétrole et de gaz naturel, déduction faite des coûts de fluidification, sont aussi présentées par bep et calculées au moyen des volumes de ventes. La direction calcule également le « **bitume fluidifié par baril** » et le « **pétrole lourd, fluidifié et brut par baril** » en déduisant les produits achetés et les coûts de fluidification connexes des ventes de pétrole et de gaz naturel et de la vente de produits achetés et en divisant le montant obtenu par le volume de ventes respectif. Ce ratio est utile pour la direction aux fins de l'analyse des prix réalisés par rapport aux prix de référence des marchandises.

Le « **taux de redevance effectif** » est calculé en divisant les redevances par les ventes de pétrole et de gaz naturel et la vente des produits achetés, déduction faite des coûts de fluidification et des produits achetés. Cette mesure permet à la direction d'analyser les variations des charges au titre des redevances par rapport aux prix réalisés et aux prix de référence des marchandises.

Les « **produits d'exploitation sur le terrain** » et le « **revenu net d'exploitation sur le terrain** » sont des mesures couramment utilisées dans le secteur pétrolier et gazier pour évaluer la rentabilité et l'efficacité des activités sur le terrain de la Société. Un rapprochement quantitatif des produits d'exploitation sur le terrain et du revenu net d'exploitation sur le terrain avec la mesure financière conforme aux PCGR la plus directement comparable, soit le bénéfice d'exploitation, est présenté aux rubriques « Résultats sectoriels » et « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Le « **bénéfice d'exploitation – activités abandonnées** » est une mesure financière clé aux fins de l'évaluation de la rentabilité des activités abandonnées de Strathcona. Le « **bénéfice d'exploitation – activités poursuivies** » est une mesure financière conforme aux PCGR utilisée par les principaux décideurs opérationnels pour évaluer le résultat net et présentée dans les états financiers intermédiaires. Un rapprochement quantitatif du bénéfice d'exploitation – activités abandonnées et de la mesure financière conforme aux PCGR la plus directement comparable, soit les ventes de pétrole et de gaz naturel, est présenté à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Les « **flux de trésorerie liés aux opérations** » sont utilisés par la direction pour analyser la performance opérationnelle et fournissent une indication des fonds générés par les principales activités de Strathcona pour financer les activités d'exploitation, réinvestir aux fins du maintien ou de la croissance de l'entreprise ou rembourser la dette. Les flux de trésorerie liés aux opérations correspondent au bénéfice d'exploitation ajusté pour tenir compte de la déplétion et des amortissements, des charges financières, du profit (de la perte) réalisé sur les contrats de gestion des risques et du profit (de la perte) de change réalisé.

Les « **flux de trésorerie disponibles** » présentent les fonds disponibles pour réduire la dette, financer la croissance future ou générer des rendements pour les actionnaires. Les flux de trésorerie disponibles correspondent au bénéfice d'exploitation ajusté pour tenir compte de la déplétion et des amortissements, des charges financières, du profit (de la perte) réalisé sur les contrats de gestion des risques, du profit (de la perte) de change réalisé, des dépenses d'investissement et des coûts de démantèlement.

Les tableaux suivants présentent un rapprochement quantitatif des flux de trésorerie liés aux opérations et des flux de trésorerie disponibles liés aux activités poursuivies et aux activités abandonnées avec la mesure financière conforme aux PCGR la plus directement comparable, soit le bénéfice d'exploitation.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)           | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|---------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                               | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités poursuivies</b>        | <b>227,1</b>        | 253,2                         | 127,9           | <b>605,9</b>                     | 694,1                         |
| Déplétion et amortissements                                   | <b>151,3</b>        | 150,3                         | 155,7           | <b>454,6</b>                     | 453,3                         |
| Charges financières                                           | <b>13,5</b>         | 13,6                          | 14,8            | <b>40,6</b>                      | 37,5                          |
| Subvention publique liée au démantèlement                     | <b>—</b>            | —                             | —               | <b>—</b>                         | 0,2                           |
| Perte sur les contrats de gestion des risques – réalisée      | <b>(19,7)</b>       | (94,7)                        | (4,6)           | <b>(25,2)</b>                    | (101,6)                       |
| (Perte) profit de change – réalisé                            | <b>2,1</b>          | (2,6)                         | (4,2)           | <b>(1,9)</b>                     | (4,1)                         |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies</b>      | <b>374,3</b>        | 319,8                         | 289,6           | <b>1 074,0</b>                   | 1 079,4                       |
| Dépenses d'investissement                                     | <b>(280,5)</b>      | (214,4)                       | (244,7)         | <b>(759,3)</b>                   | (555,6)                       |
| Coûts de démantèlement                                        | <b>(8,4)</b>        | (8,2)                         | (1,4)           | <b>(33,1)</b>                    | (22,4)                        |
| <b>Flux de trésorerie disponibles – activités poursuivies</b> | <b>85,4</b>         | 97,2                          | 43,5            | <b>281,6</b>                     | 501,4                         |

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)           | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|---------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                               | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| <b>Bénéfice d'exploitation – activités abandonnées</b>        | <b>8,4</b>          | 12,2                          | 97,6            | <b>177,5</b>                     | 86,4                          |
| Déplétion et amortissements                                   | <b>—</b>            | 76,0                          | 21,6            | <b>89,7</b>                      | 223,9                         |
| Charges financières                                           | <b>—</b>            | 8,3                           | 4,9             | <b>13,3</b>                      | 29,8                          |
| Perte réalisée au règlement des primes différées              | <b>—</b>            | 112,4                         | —               | <b>—</b>                         | 112,4                         |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées</b>      | <b>8,4</b>          | 208,9                         | 124,1           | <b>280,5</b>                     | 452,5                         |
| Dépenses d'investissement                                     | <b>—</b>            | (105,2)                       | (133,7)         | <b>(250,9)</b>                   | (347,5)                       |
| Coûts de démantèlement                                        | <b>—</b>            | (0,3)                         | (1,9)           | <b>(2,1)</b>                     | (0,6)                         |
| <b>Flux de trésorerie disponibles – activités abandonnées</b> | <b>8,4</b>          | 103,4                         | (11,5)          | <b>27,5</b>                      | 104,4                         |

Le tableau suivant présente un rapprochement du bénéfice d'exploitation, des flux de trésorerie liés aux opérations et des flux de trésorerie disponibles liés aux activités poursuivies et aux activités abandonnées.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire)    | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|--------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                        | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| Bénéfice d'exploitation – activités poursuivies        | <b>227,1</b>        | 253,2                         | 127,9           | <b>605,9</b>                     | 694,1                         |
| Bénéfice d'exploitation – activités abandonnées        | <b>8,4</b>          | 12,2                          | 97,6            | <b>177,5</b>                     | 86,4                          |
| <b>Bénéfice d'exploitation</b>                         | <b>235,5</b>        | 265,4                         | 225,5           | <b>783,4</b>                     | 780,5                         |
| Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies      | <b>374,3</b>        | 319,8                         | 289,6           | <b>1 074,0</b>                   | 1 079,4                       |
| Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées      | <b>8,4</b>          | 208,9                         | 124,1           | <b>280,5</b>                     | 452,5                         |
| <b>Flux de trésorerie liés aux opérations</b>          | <b>382,7</b>        | 528,7                         | 413,7           | <b>1 354,5</b>                   | 1 531,9                       |
| Flux de trésorerie disponibles – activités poursuivies | <b>85,4</b>         | 97,2                          | 43,5            | <b>281,6</b>                     | 501,4                         |
| Flux de trésorerie disponibles – activités abandonnées | <b>8,4</b>          | 103,4                         | (11,5)          | <b>27,5</b>                      | 104,4                         |
| <b>Flux de trésorerie disponibles</b>                  | <b>93,8</b>         | 200,6                         | 32,0            | <b>309,1</b>                     | 605,8                         |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

## APPLICATION D'ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Aux termes de certaines méthodes comptables, la direction doit prendre des décisions appropriées à l'égard de la formulation d'estimations et d'hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits et des charges. La direction révisé ses estimations régulièrement. L'émergence de nouveaux renseignements et l'évolution des circonstances pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative des estimations actuelles. L'utilisation d'estimations et de jugements par la Société dans la préparation des états financiers intermédiaires est analysée à la note 2 des états financiers annuels.

## CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Strathcona est tenue de se conformer au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs (le « **Règlement 52-109** »). L'attestation de l'information présentée dans les documents intermédiaires pour la période intermédiaire close le 30 septembre 2025 exige que Strathcona présente dans le rapport de gestion intermédiaire tout changement apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « **CIIF** ») de Strathcona au cours de la période qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence significative sur le CIIF de Strathcona. Strathcona confirme qu'aucun changement de ce genre n'a été apporté à son CIIF au cours du trimestre clos le 30 septembre 2025.

## AVIS CONCERNANT L'INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Le présent rapport de gestion contient de nombreuses références à l'abréviation « **bep** », qui signifie barils d'équivalent pétrole. Les conversions en bep dans le présent rapport de gestion sont obtenues par la conversion du gaz naturel en équivalent pétrole à raison de six milliers de pieds cubes (« **kpi<sup>3</sup>** ») de gaz naturel pour un baril (« **b** ») de pétrole brut. Le bep peut être trompeur, en particulier s'il est utilisé de manière isolée. Le ratio de conversion en bep de 1 b pour 6 kpi<sup>3</sup> est basé sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique principalement applicable au prix au détail et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête de puits. Étant donné que le ratio de la valeur du pétrole par rapport au gaz naturel en fonction des prix en vigueur diffère considérablement du ratio d'équivalence énergétique de 1 b pour 6 kpi<sup>3</sup>, le recours à un ratio de conversion de 1 b pour 6 kpi<sup>3</sup> pourrait être trompeur à titre d'indication de la valeur. Dans le présent rapport de gestion, toute mention du terme « liquides » renvoie, collectivement, au bitume, au pétrole lourd, au condensat et au pétrole léger et aux autres liquides de gaz naturel (« **LGN** ») (comprenant uniquement l'éthane, le propane et le butane).

Le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières inclut le condensat dans le type de produit des liquides de gaz naturel. La Société a présenté le condensat combiné avec le pétrole léger et séparément des autres liquides de gaz naturel dans le présent rapport de gestion puisque le prix du condensat est actuellement beaucoup plus élevé que le prix des autres liquides de gaz naturel. En outre, la Société est d'avis que cette méthode de présentation fournit une description plus exacte de ses activités et des résultats qui en découlent. Dans le présent rapport de gestion, l'expression « pétrole et condensat » renvoie, dans son ensemble, au pétrole brut léger et moyen, au pétrole brut lourd, au bitume et aux liquides de gaz naturel, tandis que le terme « gaz naturel » renvoie au gaz naturel conventionnel.

Les volumes de production quotidiens moyens de la Société pour les trimestres et les périodes de neuf mois de 2025 et de 2024 (ainsi que les références aux termes « gaz naturel », « pétrole brut » et « condensat » dans le présent rapport de gestion renvoient aux types de produits suivants, tels qu'ils sont définis dans le Règlement 51-101 et, s'il y a lieu, selon un ratio de conversion de 6 kpi<sup>3</sup> pour 1 b.

|                                                                  | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                                  | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| <b>Secteur Cold Lake</b>                                         |                     |                               |                 |                                  |                               |
| Pétrole brut lourd (b/j)                                         | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)                                | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total du pétrole brut (b/j)                                      | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Bitume (b/j)                                                     | 61 157              | 58 610                        | 56 628          | 60 919                           | 59 444                        |
| LGN (b/j)                                                        | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total des liquides (b/j)                                         | 61 157              | 58 610                        | 56 628          | 60 919                           | 59 444                        |
| Gaz naturel conventionnel (kpi <sup>3</sup> /j)                  | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total (bep/j)                                                    | 61 157              | 58 610                        | 56 628          | 60 919                           | 59 444                        |
| <b>Secteur Lloydminster – récupération thermique<sup>2</sup></b> |                     |                               |                 |                                  |                               |
| Pétrole brut lourd (b/j)                                         | 31 937              | 26 019                        | 28 281          | 29 216                           | 27 671                        |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)                                | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total du pétrole brut (b/j)                                      | 31 937              | 26 019                        | 28 281          | 29 216                           | 27 671                        |
| Bitume (b/j)                                                     | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| LGN (b/j)                                                        | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total des liquides (b/j)                                         | 31 937              | 26 019                        | 28 281          | 29 216                           | 27 671                        |
| Gaz naturel conventionnel (kpi <sup>3</sup> /j)                  | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| Total (bep/j)                                                    | 31 937              | 26 019                        | 28 281          | 29 216                           | 27 671                        |
| <b>Secteur Lloydminster – récupération classique<sup>2</sup></b> |                     |                               |                 |                                  |                               |
| Pétrole brut lourd (b/j)                                         | 22 006              | 24 475                        | 23 198          | 22 767                           | 23 473                        |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)                                | 1                   | 32                            | 121             | 47                               | 35                            |
| Total du pétrole brut (b/j)                                      | 22 007              | 24 507                        | 23 319          | 22 814                           | 23 508                        |
| Bitume (b/j)                                                     | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| LGN (b/j)                                                        | 42                  | —                             | 46              | 30                               | 2                             |
| Total des liquides (b/j)                                         | 22 049              | 24 507                        | 23 365          | 22 844                           | 23 510                        |
| Gaz naturel conventionnel (kpi <sup>3</sup> /j)                  | 2 642               | 1 150                         | 3 911           | 2 853                            | 1 211                         |
| Total (bep/j)                                                    | 22 489              | 24 699                        | 24 017          | 23 320                           | 23 711                        |
| <b>Activités abandonnées</b>                                     |                     |                               |                 |                                  |                               |
| Pétrole brut lourd (b/j)                                         | —                   | —                             | 49              | 16                               | —                             |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)                                | 17                  | 613                           | 302             | 267                              | 627                           |
| Total du pétrole brut (b/j)                                      | 17                  | 613                           | 351             | 283                              | 627                           |
| Bitume (b/j)                                                     | —                   | —                             | —               | —                                | —                             |
| LGN (b/j)                                                        | 424                 | 30 555                        | 32 480          | 21 523                           | 30 590                        |
| Total des liquides (b/j)                                         | 441                 | 31 168                        | 32 831          | 21 806                           | 31 217                        |
| Gaz naturel conventionnel (kpi <sup>3</sup> /j)                  | 1 059               | 226 431                       | 237 668         | 171 069                          | 237 904                       |
| Total (bep/j)                                                    | 617                 | 68 907                        | 72 442          | 50 317                           | 70 868                        |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

2. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée.

|                                                 | Trimestres clos les |                               |                 | Périodes de neuf mois closes les |                               |
|-------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                                                 | 30 sept.<br>2025    | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> | 30 juin<br>2025 | 30 sept.<br>2025                 | 30 sept.<br>2024 <sup>1</sup> |
| <b>Données consolidées</b>                      |                     |                               |                 |                                  |                               |
| Pétrole brut lourd (b/j)                        | <b>53 943</b>       | 50 494                        | 51 528          | <b>51 999</b>                    | 51 144                        |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)               | <b>18</b>           | 645                           | 423             | <b>314</b>                       | 662                           |
| Total du pétrole brut (b/j)                     | <b>53 961</b>       | 51 139                        | 51 951          | <b>52 313</b>                    | 51 806                        |
| Bitume (b/j)                                    | <b>61 157</b>       | 58 610                        | 56 628          | <b>60 919</b>                    | 59 444                        |
| LGN (b/j)                                       | <b>466</b>          | 30 555                        | 32 526          | <b>21 553</b>                    | 30 592                        |
| Total des liquides (b/j)                        | <b>115 584</b>      | 140 304                       | 141 105         | <b>134 785</b>                   | 141 842                       |
| Gaz naturel conventionnel (kpi <sup>3</sup> /j) | <b>3 701</b>        | 227 581                       | 241 578         | <b>173 922</b>                   | 239 115                       |
| Total (bep/j)                                   | <b>116 201</b>      | 178 235                       | 181 368         | <b>163 772</b>                   | 181 695                       |

1. Les données des périodes comparatives ont été révisées afin que leur présentation soit conforme à celle de la période considérée; se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

## INFORMATION PROSPECTIVE

Certaines déclarations contenues dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. L'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est fondée sur les attentes actuelles à l'interne, les estimations, les projections, les hypothèses et les opinions de Strathcona. Cette information prospective ne garantit pas la performance future et sous-tend des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent de façon significative de ceux qui avaient été prévus dans l'information prospective. La Société est d'avis que les facteurs significatifs, les attentes et les hypothèses décrits dans l'information prospective étaient raisonnables au moment de la formulation de cette information, mais rien ne garantit que ces facteurs, attentes et hypothèses s'avéreront exacts; par conséquent, les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à l'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion.

L'utilisation de mots comme « s'attendre à », « prévoir », « estimer », « viser », « en cours », « pouvoir », « devoir », « projeter », « croire », « dépendre », « possible » et de tout mot ou de toute expression similaire vise à indiquer de l'information prospective. Plus précisément, mais sans toutefois limiter le caractère général de ce qui précède, le présent rapport de gestion comporte de l'information prospective concernant les facteurs suivants : la stratégie d'affaires et les plans futurs de la Société; les prévisions de la Société en matière de production et de dépenses d'investissement pour 2025 et 2026; la distribution spéciale, y compris l'obtention de l'approbation, le paiement et le calendrier connexe; la date prévue de l'assemblée extraordinaire des actionnaires de Strathcona durant laquelle la distribution spéciale sera approuvée; le calendrier prévu du dépôt de la circulaire d'information de la direction de Strathcona et d'autres documents connexes relatifs à la distribution spéciale; la convention d'achat d'actifs, y compris sa date d'entrée en vigueur prévue; la série de transactions de transfert d'actions direct de WEF à ses commanditaires, y compris le nombre d'actions ordinaires de Strathcona qui seront distribuées par WEF à ses commanditaires et le calendrier connexe; la participation prévue de WEF après la conclusion des transactions de transfert d'actions directs; la déclaration et le versement des dividendes, incluant le montant et le calendrier de ces versements; l'utilisation par la Société d'accords de couverture; la capacité de la Société à respecter ses obligations actuelles et futures, y compris à effectuer les paiements prévus de capital et d'intérêts, à financer les dépenses d'investissement prévues et à financer les autres besoins de l'entreprise; les liquidités et la capacité financière futures; le produit prévu des instruments financiers, y compris les contrats sur marchandises; les sources de financement du programme d'investissement de la Société et les modalités des obligations contractuelles futures de Strathcona, y compris ses obligations en vertu de la convention de crédit et des billets de premier rang et les différentiels liés au prix du pétrole et du gaz naturel.

Toute l'information prospective reflète les opinions et les hypothèses de Strathcona en fonction de l'information à sa disposition au moment de la publication de l'information prospective en question et à la lumière des attentes actuelles de la Société à l'égard du succès des activités et des projets de croissance et d'expansion de Strathcona; des attentes à l'égard de la croissance de la production, des taux de production aux puits et des volumes des réserves futurs; des attentes à l'égard du programme de dépenses d'investissement de Strathcona; de la capacité de Strathcona de déclarer et de verser des dividendes; des attentes à l'égard de l'incidence des droits de douane sur les activités de Strathcona et de sa capacité à atténuer efficacement cette incidence; des perspectives concernant les tendances économiques générales, les tendances du secteur, les prix des marchandises en vigueur et futurs, les taux de change et les taux d'intérêt; des régimes de redevances et des lois fiscales en vigueur et futurs; des taux de production aux puits et des volumes des réserves futurs; des fluctuations des prix de l'énergie en fonction de la demande mondiale et des événements géopolitiques; de l'incidence de l'inflation; de l'intégrité et de la fiabilité des actifs de Strathcona; des obligations de démantèlement; de la capacité de Strathcona à respecter ses clauses restrictives financières; du contexte gouvernemental, du cadre légal et du cadre réglementaire, y compris les attentes à l'égard du régime de taxe sur le carbone et des règlements connexes actuels et futurs.

La direction estime que les hypothèses et les attentes reflétées dans l'information prospective contenue dans les présentes sont raisonnables d'après les informations disponibles à la date à laquelle ont été fournies ces informations et le processus de préparation de ces informations. Toutefois, elle ne peut garantir au lecteur que ces prévisions s'avéreront exactes.

L'information prospective qui figure dans le présent rapport de gestion ne garantit pas la performance future et sous-tend des risques, des incertitudes et d'autres facteurs, connus ou non, qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent significativement de ceux prévus dans cette information prospective, y compris, sans s'y limiter : les variations des prix des marchandises; les variations de la demande ou de l'offre de produits de Strathcona; l'incidence continue, ou la détérioration accrue, de la conjoncture économique et des conditions du marché à l'échelle mondiale, y compris l'inflation et certains conflits géopolitiques, comme le conflit en cours entre la Russie et l'Ukraine et le conflit au Moyen-Orient, ainsi que d'autres risques géopolitiques accrus, y compris l'imposition de droits de douane et d'autres barrières tarifaires, et la capacité de la Société à poursuivre ses activités, tel qu'il est envisagé à la lumière de ce qui précède; les décisions de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et d'autres pays quant aux niveaux de production; les résultats d'exploitation imprévus ou les baisses de production; les modifications des lois fiscales ou environnementales, les changements climatiques, les taux de redevance ou d'autres questions réglementaires; les changements apportés aux plans de mise en valeur de Strathcona ou découlant des exploitants tiers des biens de Strathcona; l'incapacité à réaliser ses résultats d'exploitation prévus; la concurrence d'autres producteurs; l'incapacité à retenir les services liés aux appareils de forage et d'autres services; l'incapacité à réaliser les avantages attendus des acquisitions, cessions ou restructurations d'entreprise de la Société; une évaluation incorrecte de la valeur des acquisitions; l'incapacité à obtenir les approbations requises des organismes de réglementation, et les retards pouvant en découler; l'augmentation des niveaux d'endettement ou des obligations au titre du service de la dette; l'inflation; les fluctuations des taux de change; une estimation inexacte des volumes de réserves et de ressources éventuelles de pétrole et de gaz naturel de Strathcona; un accès limité, défavorable ou insuffisant aux marchés financiers ou à d'autres sources de capitaux; la hausse des coûts; l'absence de couverture d'assurance adéquate; l'incidence de la concurrence; le risque lié à l'incapacité d'obtenir les approbations requises aux fins de la distribution spéciale en temps opportun, ou de ne pas les obtenir du tout; le risque que les conditions préalables à la convention d'achat d'actifs, y compris la conclusion de la transaction liée à Cenovus et à MEG, ne soient pas satisfaites ou qu'elles ne puissent faire l'objet d'une renonciation, ce qui pourrait faire en sorte que les transactions en vertu de la convention d'achat d'actifs ne soient pas conclues en temps opportun ou qu'elles ne soient pas conclues du tout; et les autres facteurs présentés à la rubrique « Facteurs de risque » dans le rapport de gestion de la Société ainsi que dans sa circulaire d'information annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, tous deux disponibles sur le profil de la Société sur SEDAR+ à l'adresse [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

Les prévisions à l'égard des dépenses d'investissement visent à aider les lecteurs à comprendre la situation financière et la performance prévues et ciblées de Strathcona, et cette information pourrait ne pas convenir à d'autres usages.

La liste des risques qui précède ne devrait pas être considérée comme exhaustive. L'information prospective qui figure aux présentes n'est valable qu'à la date du présent rapport de gestion, et Strathcona décline toute obligation de publier une mise à jour ou une révision en fonction de nouveaux faits ou de nouvelles circonstances, sous réserve d'une obligation imposée par les lois applicables. L'information prospective figurant aux présentes est formulée sous réserve de cette mise en garde.

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires au sujet de Strathcona, y compris la notice annuelle de Strathcona pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et les états financiers intermédiaires, sont accessibles aux adresses suivantes : [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et [www.strathconaresources.com](http://www.strathconaresources.com).