

Perspectives d'avenir



Décoder le mystère du pétrole brut canadien

En bref

- **Western Canadian Select (WCS)** : Le prix de référence du pétrole brut provenant des sables bitumineux, le WCS, a affronté de nombreux obstacles au fil des années, ce qui a entraîné une forte volatilité de l'écart entre son prix et celui du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI). Les longs retards pour l'obtention des approbations nécessaires et la réalisation des projets d'oléoducs dédiés à l'exportation ont freiné la croissance et plombé les prix du pétrole canadien.
- **Passerelles et solutions à court terme** : Les réductions de production décrétées par le gouvernement de l'Alberta ont contribué à réduire l'écart de prix entre le WCS et le WTI, mais elles ne sont pas considérées comme des solutions permanentes et d'autres mesures seront requises.
- **Répercussions sur les placements** : Le Comité de répartition des actifs de Gestion de patrimoine TD adopte une position neutre à l'égard des actions canadiennes et du dollar canadien, compte tenu en partie de l'incertitude entourant l'énergie dont il est question dans le présent article. Si le gouvernement réussit à surmonter les difficultés actuelles dans le secteur de l'énergie, l'effet de catalyseur résultant pourrait stimuler les investissements au Canada.

Le pétrole sera-t-il le moteur d'un redressement du secteur canadien de l'énergie?

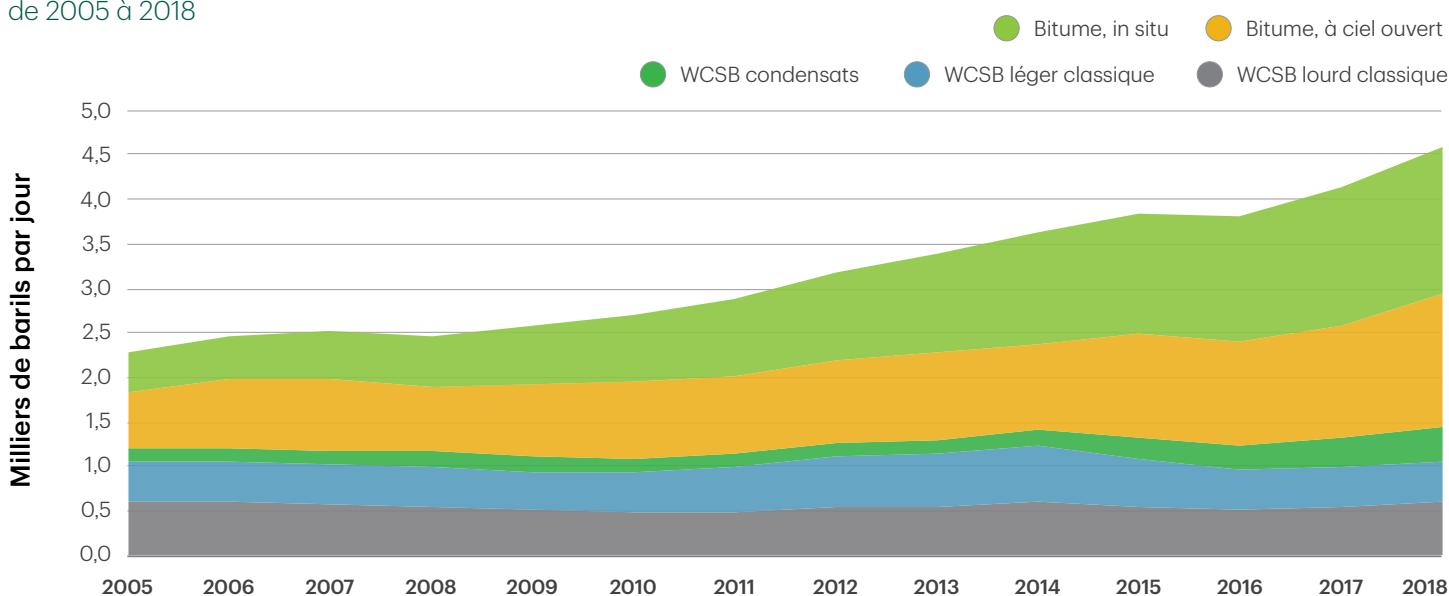
Pétrole, or noir, huile de pierre... Quelle que soit la façon de le nommer, c'est une ressource naturelle cruciale consommée dans le monde entier et un moteur important de l'économie mondiale. Au Canada, le WCS, pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta, a des retombées importantes sur la prospérité du secteur canadien de l'énergie et sur l'ensemble de l'économie.

Le secteur de l'énergie est le deuxième en importance (environ 19 %) dans l'indice composé S&P/TSX, le baromètre du marché boursier canadien, après le

secteur des services financiers (environ 36 %)¹. Le secteur canadien de l'énergie représente près de 11 % du produit intérieur brut (PIB) nominal² et la production de pétrole brut au Canada a plus que doublé depuis 2005 (**graphique 1**), la production totale dépassant 4,5 millions de barils par jour (b/j) à la fin de 2018. Malgré la croissance record de la production au Canada, le secteur de l'énergie subit des perturbations politiques et sociales, ce qui assombrit ses perspectives et celles de l'ensemble du marché boursier canadien et du huard. L'avenir sera-t-il plus reluisant? Examinons à fond la situation afin de déterminer si les immenses ressources pétrolières du Canada peuvent servir de moteur pour stimuler la croissance du secteur de l'énergie et le marché boursier canadien durant plusieurs années.

Graphique 1 : Production de pétrole brut de WCSB

de 2005 à 2018



Source : ONE, Avenir énergétique du Canada en 2018.

Un produit très prisé

Avant de trouver une voie à suivre, il faut comprendre les principaux problèmes du secteur pétrolier canadien, leurs conséquences possibles sur les investissements et les perspectives du secteur. Il y a lieu de prendre du recul pour expliquer la situation, ce qui nous y a amenés et l'urgence concernant la construction d'oléoducs.

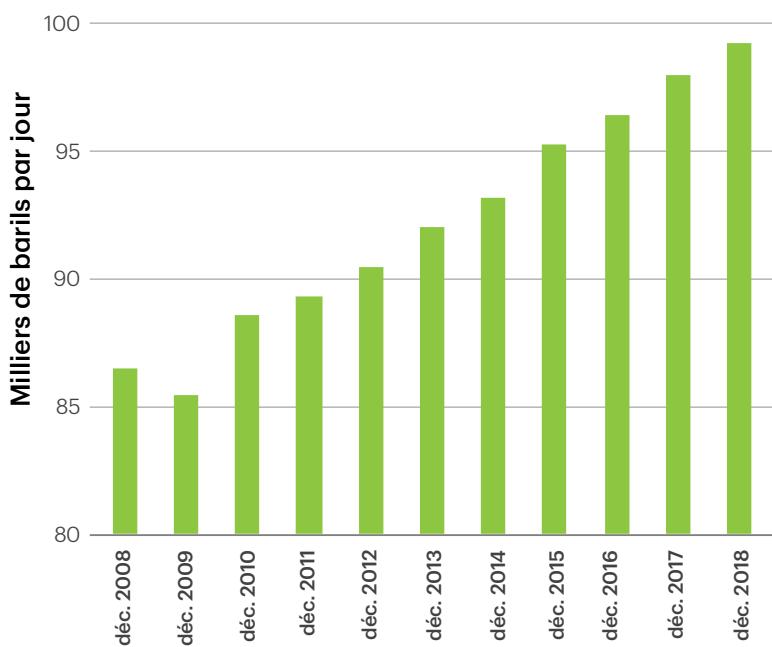
Avant 2014, année où le pétrole de schiste américain (un pétrole non conventionnel produit par fracturation de schistes bitumineux) a fait son apparition, on considérait le pétrole comme une précieuse ressource finie qui s'épuisait assez rapidement. Les ressources et

technologies de remplacement, comme les principales sources d'énergie renouvelable et les automobiles électriques, ne constituaient pas encore des éléments perturbateurs importants pour le secteur pétrolier. En conséquence, la demande pour trouver, extraire et raffiner toutes les ressources disponibles était importante. Durant cette période, les grandes réserves de sables bitumineux du Canada sont devenues très convoitées, élevant le pays au rang de concurrent à part entière dans le secteur pétrolier mondial. Des investissements considérables ont été faits, de sorte que la production et l'exportation de pétrole sont devenues une source de croissance importante de l'économie canadienne.

Ce contexte favorable au WCS a été perturbé quand le pétrole de schiste des États-Unis a pris une place plus importante, ce qui a contribué à une offre excédentaire à l'échelle mondiale et entraîné l'effondrement du prix du pétrole en 2014. De plus, avec l'accroissement de la production canadienne, les oléoducs d'exportation sont arrivés près de leur capacité maximale, forçant les producteurs à se tourner vers le transport ferroviaire, option plus coûteuse. La limitation du transport par oléoduc a entraîné l'élargissement et la volatilité accrue des écarts de prix entre le WCS et le WTI, ce qui a réduit la capacité et la volonté du secteur d'investir dans des projets visant la croissance future.

Toutefois, ces obstacles ne laissaient pas nécessairement présager la fin du secteur canadien de l'énergie. La demande mondiale de pétrole continue d'augmenter (**graphique 2**) et le pétrole devrait rester un carburant essentiel pour le transport pendant des décennies. Il sera déterminant de voir comment les producteurs d'énergie, les propriétaires d'oléoducs et le gouvernement canadien parviennent à surmonter les obstacles actuels et à répondre à cette demande toujours croissante, tout en élevant le statut du Canada au rang de producteur d'énergie de calibre mondial.

Graphique 2 : Agence internationale de l'énergie – Demande mondiale totale de pétrole brut



Source : Bloomberg, L.P.

Malgré les progrès technologiques et les autres sources d'énergie renouvelable, **la demande mondiale de pétrole poursuit son ascension.**

Oléoducs et politique

À l'époque où le prix du pétrole s'établissait à 100 \$ le baril (2011 – 2014), les sociétés pétrolières canadiennes comme Suncor Énergie et Canadian Natural Resources ont investi des milliards de dollars dans des projets d'exploitation des sables bitumineux pour augmenter leur production. Elles croyaient que des oléoducs seraient construits afin de livrer cette production additionnelle aux États-Unis ou jusqu'aux côtes pour accéder aux marchés d'outre-mer. Ces projets d'envergure étaient le programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, l'oléoduc Keystone XL, le projet Énergie Est et le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain.

Malheureusement pour les producteurs de pétrole, ces oléoducs n'ont pas été construits comme prévu. Un ensemble complexe de facteurs politiques et environnementaux, de même que les questions concernant les peuples autochtones, ont provoqué des retards ou même des annulations. En conséquence, un énorme surplus de pétrole a été emprisonné en Alberta sans débouchés. Au milieu de 2018, les installations de stockage dans l'Ouest du Canada débordaient en raison de l'offre excédentaire, ce qui a entraîné une baisse rapide du prix du WCS par rapport à celui du WTI. Au pire moment en octobre 2018, l'écart de prix entre les deux a atteint un sommet de 50 \$ (**graphique 3**).

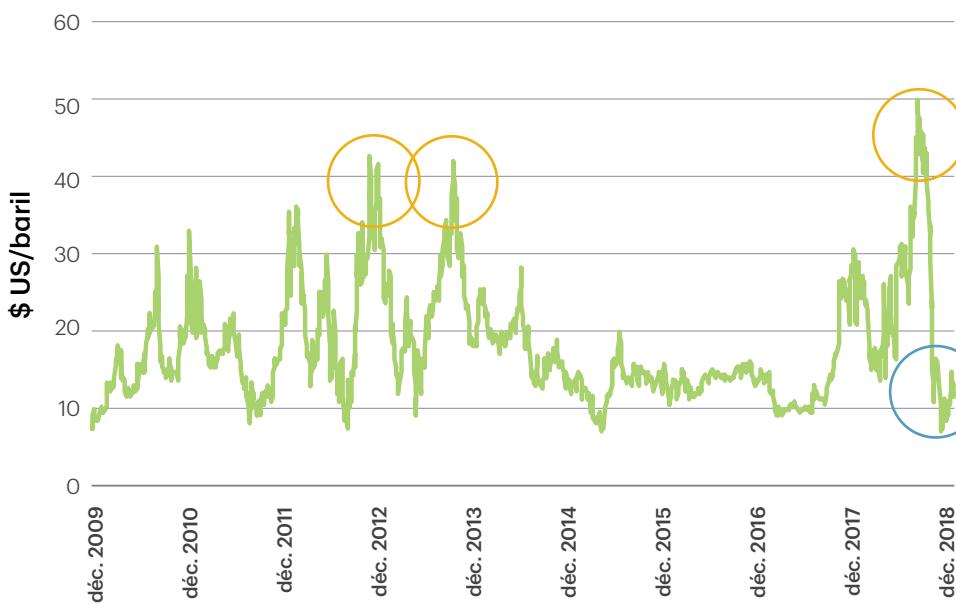
La confiance des investisseurs à l'égard du pétrole canadien a sans doute touché un creux vers la fin de 2018, en raison surtout des difficultés persistantes auxquelles est confronté le secteur. Aujourd'hui, de nombreux investisseurs sont désempêtrés du secteur canadien de l'énergie en tant qu'occasion de placement viable, à tout le moins pendant que les obstacles à la construction d'oléoducs restent en place. Le Canada a reconnu le besoin de chercher des solutions pour modifier cette perception négative et créer un climat d'investissement plus stable, ce qui explique l'intervention du gouvernement de l'Alberta.

Le gouvernement de l'Alberta décrète des solutions temporaires

En décembre 2018, quand l'écart de prix a atteint un sommet, Rachel Notley, première ministre de l'Alberta, a

décrété une réduction de production de 8,7 % (325 000 b/j) à compter du 1^{er} janvier 2019 afin d'atténuer une partie de l'offre excédentaire et de faire monter les prix. Cette décision visait à donner du temps pour la reconstruction de la canalisation 3 d'Enbridge (une canalisation plus ancienne en voie d'amélioration), qui permettra d'augmenter d'environ 370 000 b/j sa capacité de transport par rapport à sa capacité initiale de 760 000 b/j. Même si le gouvernement de l'Alberta a depuis lors allégé la réduction de production imposée puisque le prix du pétrole a augmenté, le secteur reste préoccupé par le problème fondamental à l'origine de cette réduction : le manque de capacité de transport des oléoducs. Toutefois, les réductions de production ont eu un effet immédiat sur l'écart de prix entre le WCS et le WTI, qui a d'abord diminué à environ 9 \$ le baril, pour ensuite s'élargir légèrement, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

Graphique 3 : Écart WTI-WCS



Source : Bloomberg, L.P.

Des aberrations dans l'écart de prix entre le WCS et le WTI se produisent lorsque la capacité de stockage est maximisée en disposant de peu de moyens d'exporter le pétrole des zones enclavées où sont extraits les sables bitumineux de l'Alberta

Les politiques décrétées par le gouvernement de l'Alberta ont eu un effet immédiat sur l'écart de prix. L'écart de prix entre le WCS et le WTI a diminué à environ 9 \$ le baril, pour ensuite se stabiliser à l'intérieur d'une fourchette plus « normalisée » de 15 \$ à 20 \$.

Pourquoi y a-t-il un écart de prix entre le WCS et le WTI?

Tous les types de pétrole ne sont pas égaux. Le prix qu'un producteur reçoit pour un baril de pétrole dépend du type de pétrole, des coûts de transport et des facteurs liés à l'offre et à la demande.

Le WTI est un pétrole léger et est considéré comme étant de la plus grande qualité. Le WCS est un pétrole lourd mélangé avec des composés de bitume et de diluants. Comme le WCS est plus lourd que le WTI et plus éloigné des principaux marchés, son prix reflète un écart par rapport au prix du WTI qui tient compte de la différence de qualité et des coûts de transport pour l'acheminer vers les marchés. L'écart de prix à long terme prévu ou « normalisé » est d'environ 15 \$ à 20 \$ le baril. Il varie à l'intérieur de cette fourchette selon que le WCS est livré par oléoduc ou par train.

Les contraintes entourant les oléoducs et les écarts de prix marqués ont incité plusieurs producteurs à augmenter les livraisons par train. Le gouvernement de l'Alberta est allé plus loin en adoptant son propre plan de location de locomotives et de wagons pour transporter 120 000 b/j hors de la province d'ici le milieu de 2020. Même si l'exportation de pétrole par train aidera à atténuer l'offre excédentaire dans la province, ce mode de transport est plus coûteux que les oléoducs; en théorie, il peut normaliser l'écart de prix entre le WCS et le WTI dans le haut de la fourchette de 15 \$ à 20 \$.

À ces problèmes s'est ajoutée l'annonce faite en mars 2019 d'un nouveau retard d'un an du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, en raison du retard dans l'émission de permis, ce qui causera

probablement de nouveaux maux de tête au secteur pétrolier et gazier en difficulté de l'Alberta. Il faudra plus de trains pour acheminer le pétrole jusqu'au marché. En outre, le gouvernement albertain devra décider de la durée de la prolongation des réductions de production au-delà du plan initial afin de maintenir le marché en équilibre. Les retards dans la construction de la canalisation 3 pourraient maintenir longtemps l'écart de prix important entre le WCS et le WTI. À long terme, l'incapacité d'exporter le pétrole du Canada devrait continuer de freiner la croissance du secteur. Seule une orientation claire pour l'avenir peut rétablir la confiance envers le secteur canadien de l'énergie, une orientation qui débouche sur des solutions permanentes, soit la construction d'oléoducs.

Trouver des solutions permanentes

Si le Canada est déterminé à établir un secteur pétrolier prospère, la construction d'oléoducs d'une capacité suffisante s'imposera alors. Par exemple, en mettant en œuvre le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain, le Canada pourra vendre du pétrole à l'extérieur de

l'Amérique du Nord, ce qui contribuera à augmenter les prix de son produit. Les producteurs pourront ainsi accroître leurs revenus, ce qui aidera le gouvernement à percevoir plus de redevances et améliorera la confiance des investisseurs.

Voyons de plus près trois projets d'oléoducs qui pourraient transformer le paysage énergétique du Canada s'ils sont construits :

1

Programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge

Enbridge travaille à remplacer sa canalisation 3 vieillissante. Une fois ce remplacement terminé, la canalisation devrait acheminer environ 760 000 b/j (quelque 370 000 b/j de plus que sa capacité actuelle). On prévoit maintenant que ce projet sera complètement opérationnel d'ici la fin de 2020.

2

Projet Keystone XL de TransCanada

L'oléoduc Keystone XL est un embranchement additionnel du réseau d'oléoducs actuel de TransCanada qui devrait transporter 830 000 b/j de pétrole de l'Alberta jusqu'à Steele City (Nebraska). En 2015, la demande de permis pour l'oléoduc Keystone XL a été rejetée par l'ancien président Barack Obama, avant d'être rétablie par le président Trump. Les permis pour cet oléoduc restent encore à accorder, et la construction devrait durer de deux à trois ans.

3

Projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain

Cet oléoduc transporte du pétrole brut et du pétrole raffiné de l'Alberta à la côte de la Colombie-Britannique. L'expansion vise à créer un réseau d'oléoducs qui augmenterait la capacité nominale de 300 000 à 890 000 b/j. Même s'il a été acheté par le gouvernement du Canada l'année dernière, ce projet demeure embourré dans des contestations judiciaires et en suspens après qu'un tribunal a annulé les permis pour le projet. Le règlement ou non de ces problèmes sera déterminant pour la réussite du secteur canadien de l'énergie.

Point de vue du Comité de répartition des actifs de Gestion de patrimoine TD (CRAGP)

Le CRAGP surpondère les actions par rapport aux obligations; sur le plan géographique, nous privilégions les actions américaines et les actions des marchés émergents, tout en maintenant une pondération neutre des actions canadiennes. L'incertitude entourant le secteur de l'énergie dont nous parlons dans cet article constitue un des principaux facteurs qui nous incite à la prudence à l'égard du Canada. Cependant, les actions canadiennes affichent un ratio cours/bénéfice (C/B) prévisionnel d'environ 15³, soit un écart important par rapport aux actions américaines qui affichent un ratio C/B prévisionnel d'environ 17³, ce qui indique que les marchés prennent déjà en compte une partie de cette incertitude.

L'achèvement des principaux oléoducs pourrait régler les problèmes de distribution du pétrole canadien au cours des prochaines années, contribuer à stabiliser le prix du WCS et peut-être aussi ancrer l'écart de prix aux alentours de 15 %. Il pourrait aussi agir comme catalyseur d'une réévaluation généralisée des actions canadiennes.

Si les oléoducs finissent par être construits, les évaluations des actions canadiennes du secteur de

l'énergie devraient s'améliorer, ce qui stimulera les investissements dans tout le secteur. En augmentant la capacité d'exportation et son efficacité, les producteurs de pétrole auraient certainement une plus grande confiance d'investir dans leurs activités et d'accroître leur production à long terme. La combinaison de tels résultats pourrait augmenter la confiance des investisseurs envers l'ensemble des actions canadiennes, et plus particulièrement celles du secteur de l'énergie.

De plus, l'adversité a poussé les sociétés pétrolières canadiennes à améliorer leurs méthodes d'exploitation et à faire des gains d'efficacité au fil des années. Après avoir surmonté de multiples difficultés, elles sont maintenant en bonne position pour propulser le secteur canadien de l'énergie, ayant terminé de grands projets d'infrastructure.

Dans l'immédiat, l'impasse politique et sociale relative aux oléoducs au Canada persiste et la voie à suivre reste floue. Toutefois, nous suivons les événements de près et tout progrès tangible dans la construction d'oléoducs nous rendra probablement plus optimistes à l'égard des placements canadiens.



¹<https://web.tmxmoney.com/indices.php?section=tsx&index=%^TSX#indexInfo>

²<https://www.nrcan.gc.ca/energy/facts/energy-economy/2006>

³Source : Bloomberg, L.P. Marché canadien représenté par l'indice composé S&P/TSX; marché américain représenté par l'indice S&P 500.

Les renseignements aux présentes ont été fournis par Gestion de Placements TD Inc. aux fins d'information seulement. Ils proviennent de sources jugées fiables. Les graphiques et les tableaux sont utilisés à des fins d'illustration et ne reflètent pas des valeurs ou des rendements futurs. Ces renseignements n'ont pas pour but de fournir des conseils financiers, juridiques, fiscaux ou de placement. Les stratégies fiscales, de placement ou de négociation devraient être étudiées en fonction des objectifs et de la tolérance au risque de chacun. Le présent document peut contenir des déclarations prospectives qui sont de nature prévisionnelle et pouvant comprendre des termes comme « prévoir », « s'attendre à », « compter », « croire », « estimer » ainsi que les formes négatives de ces termes. Les déclarations prospectives sont fondées sur des prévisions et des projections à propos de facteurs généraux futurs concernant l'économie, la politique et les marchés, comme les taux d'intérêt, les taux de change, les marchés boursiers et financiers, et le contexte économique général; on suppose que les lois et règlements applicables en matière de fiscalité ou autres ne feront l'objet d'aucune modification et qu'aucune catastrophe ne surviendra. Les prévisions et projections à l'égard d'événements futurs sont, de par leur nature, assujetties à des risques et à des incertitudes que nul ne peut prévoir. Les prévisions et les projections pourraient s'avérer inexactes dans l'avenir. Les déclarations prospectives ne garantissent pas les résultats futurs. Les événements réels peuvent différer grandement de ceux qui sont exprimés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives. De nombreux facteurs importants, y compris ceux énumérés ci-dessus, peuvent contribuer à ces écarts. Vous ne devriez pas vous fier aux déclarations prospectives. Le Comité de répartition des actifs de Gestion de patrimoine TD est formé de divers professionnels du placement de la TD. Le Comité a le mandat de publier des perspectives trimestrielles qui présentent un point de vue concis sur la situation à prévoir sur les marchés pour les 6 à 18 mois à venir. Ces conseils ne garantissent pas les résultats futurs, et les événements sur les marchés peuvent se révéler sensiblement différents de ceux implicitement ou explicitement formulés dans les perspectives trimestrielles du Comité. Les perspectives trimestrielles ne remplacent pas les conseils de placement. Bloomberg et Bloomberg.com sont des marques de commerce et des marques de service de Bloomberg Finance L.P., une société en commandite simple enregistrée au Delaware, ou de ses filiales. Tous droits réservés. Gestion de Placements TD Inc. est une filiale en propriété exclusive de La Banque Toronto-Dominion. Toutes les marques de commerce appartiennent à leurs propriétaires respectifs. ^{MD} Le logo TD et les autres marques de commerce sont la propriété de La Banque Toronto-Dominion.