

RAPPORT AUX ACTIONNAIRES

Exercice clos le 31 décembre 2019

RAPPORT DE GESTION

Table des matières

1. À propos de Pembina	2
2. Aperçu des résultats financiers et d'exploitation.....	3
3. Résultats sectoriels.....	8
4. Situation de trésorerie et sources de financement.....	29
5. Dépenses d'investissement.....	35
6. Dividendes.....	36
7. Principaux renseignements trimestriels.....	38
8. Principaux renseignements sur les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	41
9. Autres.....	43
10. Méthodes et estimations comptables.....	46
11. Facteurs de risque	55
12. Mesures non conformes aux PCGR	78
13. Abréviations	82
14. Énoncés et renseignements prospectifs	84

Base de présentation

Le présent rapport de gestion de Pembina Pipeline Corporation (« Pembina » ou la « Société ») daté du 27 février 2020 est un complément des états financiers consolidés audités de Pembina au 31 décembre 2019 et pour l'exercice clos à cette date (les « états financiers consolidés »). Les états financiers consolidés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards, ou « IFRS ») et selon les méthodes comptables décrites à la note 4 des états financiers consolidés. Sauf indication contraire, tous les montants indiqués dans le présent rapport de gestion sont exprimés en dollars canadiens. Des renseignements supplémentaires sur Pembina déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada et des États-Unis, notamment les rapports trimestriels et annuels, les notices annuelles [déposées auprès de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») sur formulaire 40-F] et les circulaires d'information de la direction, peuvent être consultés en ligne sur les sites www.sedar.com et www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.

Abréviations

Se reporter à la rubrique « Abréviations » afin d'y consulter la liste des abréviations susceptibles d'être utilisées dans le présent rapport de gestion.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Pembina a relevé certaines des mesures de performance sur le plan de l'exploitation et sur le plan financier qui, selon la direction, fournissent une information pertinente au moment d'évaluer la performance sous-jacente de la Société. Les lecteurs sont avisés que ces mesures n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour une liste et une description de ces mesures non conformes aux PCGR, y compris pour obtenir des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

Facteurs de risque et renseignements prospectifs

Un certain nombre de facteurs, notamment ceux qui sont décrits aux rubriques « Facteurs de risque » et « Énoncés et renseignements prospectifs » du présent rapport de gestion, peuvent éventuellement avoir une incidence sur la performance sur le plan de l'exploitation et sur le plan financier de la Société. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuelles de Pembina. Ces renseignements ont pour but de faciliter la compréhension par le lecteur des plans et des attentes futurs de la Société et ils pourraient ne pas être appropriés à d'autres fins.

1. À PROPOS DE PEMBINA

Pembina est un important fournisseur de services de transport et de services intermédiaires qui œuvre dans le secteur énergétique nord-américain depuis 65 ans. Pembina possède un réseau intégré de pipelines qui transportent divers hydrocarbures liquides et des produits de gaz naturel produits principalement dans l'Ouest canadien. La Société détient également des installations de collecte et de traitement de gaz naturel, ainsi que des infrastructures, des installations et une entreprise de logistique relatives au pétrole et aux LGN. Elle poursuit l'accélération de ses activités liées aux terminaux d'exportation et construit actuellement une installation pétrochimique où elle convertira du propane en polypropylène. Grâce à ses actifs intégrés et à ses activités commerciales, de même qu'en grande partie à la chaîne de valeur des hydrocarbures, Pembina est en mesure d'offrir une gamme complète de services intermédiaires et de commercialisation au secteur de l'énergie. Pembina est résolue à repérer les nouvelles occasions de relier la production d'hydrocarbures à de nouveaux marchés où se situe la demande en procédant au développement de l'infrastructure qui renforce l'offre de services de Pembina le long de la chaîne de valeur des hydrocarbures. Ces améliorations permettront aux hydrocarbures provenant du BSOC et des autres bassins exploités par Pembina de rejoindre les marchés les plus importants de partout dans le monde.

Le but de Pembina :

Être le chef de file en matière de solutions d'infrastructures intégrées reliant les marchés mondiaux;

- **Les clients** nous choisissent pour nos services fiables et à valeur ajoutée;
- **Les investisseurs** obtiennent des rendements totaux durables et qui sont parmi les meilleurs de l'industrie;
- **Nos employés** affirment que nous sommes un employeur de choix et apprécient notre culture organisationnelle respectueuse, collaborative et équitable;
- **Les collectivités** nous accueillent et reconnaissent l'influence positive de notre engagement social et environnemental.

Acquisition de Kinder

Le 16 décembre 2019, Pembina a mené à bien l'acquisition de Kinder Morgan Canada Limited (« Kinder Morgan Canada ») au moyen d'un plan d'arrangement aux termes de l'article 193 de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) et le tronçon américain du réseau de pipelines Cochin auprès de Kinder Morgan, Inc. (collectivement, l'« acquisition de Kinder »). La contrepartie totale payée pour l'acquisition de Kinder s'est élevée à 4,25 milliards de dollars et était constituée d'une tranche de 2,0 milliards de dollars en trésorerie, déduction faite des entrées de trésorerie, d'une tranche de 1,71 milliard de dollars en actions ordinaires et d'une tranche de 536 millions de dollars en actions privilégiées de catégorie A.

À la clôture de l'acquisition de Kinder, Pembina a annoncé qu'elle augmenterait son dividende mensuel de 0,01 \$ par actions ordinaire, à compter du versement de dividende effectué le 14 février 2020.

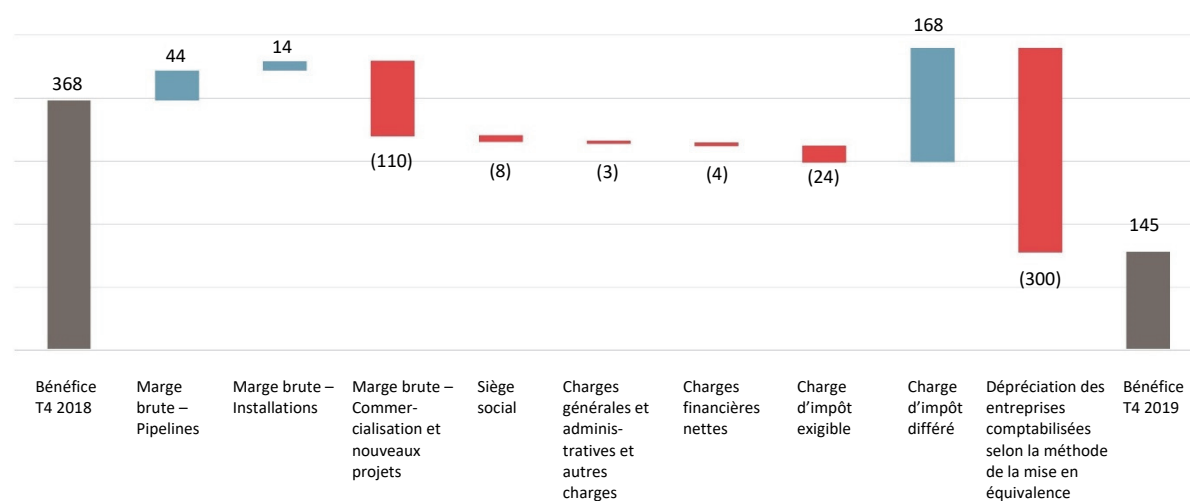
2. APERÇU DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION

Aperçu des résultats financiers consolidés des trimestres clos les 31 décembre

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits	1 754	1 726	28	2
Produits nets ¹⁾	837	706	131	19
Marge brute	603	663	(60)	(9)
Bénéfice	145	368	(223)	(61)
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	0,21	0,66	(0,45)	(68)
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	0,21	0,66	(0,45)	(68)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	728	674	54	8
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	1,41	1,33	0,08	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	576	543	33	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	1,11	1,07	0,04	4
Dépenses d'investissement	429	356	73	21
BAIIA ajusté ¹⁾	787	715	72	10
Volume total <i>(kbep/j)</i> ²⁾	3 577	3 453	124	4

Analyse de transition des résultats *(en millions de dollars)*



Aperçu des résultats

Le bénéfice du quatrième trimestre de 2019 s'explique par l'augmentation des marges brutes dans les divisions Pipelines et Installations, par suite de la mise en service de nouveaux actifs et des actifs additionnels découlant de l'acquisition de Kinder. La division Commercialisation et nouveaux projets a tiré profit de la hausse des marges sur le pétrole brut et de l'incidence de l'IFRS 16, qui ont été plus que contrebalancées par les pertes latentes sur des instruments financiers dérivés sur marchandises découlant des contrats arrivés à échéance au cours de la période, et de la hausse des prix à terme pour le pétrole brut et les LGN par rapport aux positions contractuelles. De plus, Pembina a comptabilisé une charge de dépréciation de 300 millions de dollars (220 millions de dollars après impôt) au titre de sa participation en actions privilégiées convertibles dans Ruby. La charge de dépréciation fait suite à une évaluation exécutée en raison de l'expiration prochaine de contrats, dans un contexte commercial qui demeure difficile dans le bassin de la région des Rocheuses. La diminution de la charge d'impôt est attribuable à un recouvrement d'impôt différé découlant de la dépréciation de Ruby et au bénéfice des sociétés de personnes de l'exercice précédent comptabilisé dans la charge d'impôt de l'exercice considéré.

Variations des résultats pour le trimestre clos le 31 décembre

Produits	▲	Augmentation de 28 millions de dollars principalement attribuable à la mise en service de nouveaux actifs (se reporter aux rubriques « Projets et événements récents »), à la comptabilisation de produits différés plus élevés au quatrième trimestre de 2019 et à l'apport des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder, en partie contrebalancée par la baisse des produits tirés de la commercialisation découlant de la baisse des volumes de LGN et de la réduction des prix du propane et du pétrole brut.
Charges d'exploitation	▼	Augmentation de 12 millions de dollars attribuable à la hausse des coûts de main-d'œuvre et des coûts d'électricité découlant de la croissance des activités, des coûts associés à la remise en état d'un site contaminé et de l'apport des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder, en partie contrebalancée par les économies réalisées à la mise en service de l'installation de cogénération Redwater en mars 2019.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution de 41 millions de dollars, en grande partie attribuable au repli des marges sur le propane à l'installation Aux Sable à la suite de la diminution des prix de vente, ainsi qu'à un plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO, entraînant une diminution des volumes interruptibles et des tarifs pour Alliance.
Profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	●	Constance du profit réalisé qui s'explique par le règlement d'instruments financiers dérivés sur LGN.
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▼	Variation négative de 112 millions de dollars imputable surtout aux contrats sur le pétrole brut et sur les LGN arrivés à échéance au cours de la période, et à la hausse des prix à terme du pétrole brut et des LGN qui ont placé les contrats d'instruments financiers dérivés connexes dans une position de perte.
Charges générales et administratives et autres charges	●	Conforme à la période précédente puisque la hausse des charges générales et administratives et autres charges en 2019, attribuable à la croissance des activités et des coûts d'acquisition, a été en grande partie contrebalancée par les réductions de valeur des projets comptabilisées au quatrième trimestre de 2018.
Dépréciation des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Pembina a comptabilisé une charge de dépréciation de 300 millions de dollars (avant impôt) au titre de sa participation en actions privilégiées convertibles dans Ruby. La charge de dépréciation fait suite à une évaluation exécutée en raison de l'expiration prochaine de contrats, dans un contexte commercial qui demeure difficile dans le bassin de la région des Rocheuses.
Charges financières nettes	●	Conforme à la période précédente puisque la charge d'intérêts supplémentaire liée à la hausse de l'endettement moyen, combinée à la charge d'intérêts supplémentaire comptabilisée à l'adoption de l'IFRS 16, a été en grande partie contrebalancée par la hausse des profits de change.
Charge d'impôt exigible	▼	Augmentation de 24 millions de dollars attribuable principalement à la croissance du bénéfice des sociétés de personnes au cours de l'exercice précédent découlant de l'expansion comptabilisée dans le bénéfice imposable de l'exercice considéré.
Charge d'impôt différé	▲	Diminution de 168 millions de dollars principalement attribuable au recouvrement de la dépréciation mentionnée précédemment et à la croissance du bénéfice des sociétés de personnes au cours de l'exercice précédent comptabilisée dans le bénéfice imposable de l'exercice considéré.
Bénéfice	▼	Diminution de 223 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2018, en raison des éléments susmentionnés.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	▲	Augmentation de 54 millions de dollars, découlant surtout de l'augmentation des résultats d'exploitation après ajustement des éléments hors trésorerie, d'une variation de 34 millions de dollars des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'incidence de 13 millions de dollars attribuable à l'adoption de l'IFRS 16, en partie atténuée par une diminution de 35 millions de dollars des distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et par la hausse de 36 millions de dollars de l'impôt payé.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés¹⁾	▲	Augmentation de 33 millions de dollars attribuable en grande partie aux mêmes éléments qui influent sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont il est question ci-dessus, compte non tenu de la variation de 34 millions de dollars des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'augmentation de 24 millions de dollars de la charge d'impôt exigible, en partie contrebalancée par l'augmentation de 36 millions de dollars de l'impôt payé.
BAIIA ajusté¹⁾	▲	Augmentation de 72 millions de dollars attribuable aux nouveaux actifs mis en service dans les divisions Pipelines et Installations, à l'apport de 18 millions de dollars des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder, à la hausse des marges sur le pétrole brut dans la division Commercialisation et nouveaux projets ainsi qu'à l'incidence de 16 millions de dollars attribuable à l'adoption de l'IFRS 16, ayant été en partie atténués par le repli des marges sur le propane ayant eu un effet à la baisse sur l'apport de l'installation Aux Sable, ainsi que par un plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO qui a eu une incidence sur Alliance. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 196 millions de dollars (233 millions de dollars en 2018) lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
Volume total (kbpj/j)²⁾	▲	Hausse de 124 kbpj/j attribuable à l'accroissement du parc d'actifs et des volumes interruptibles temporaires sur le pipeline de Ruby, en partie contrebalancée par la diminution des volumes au complexe Redwater, combinée à la diminution des volumes de stocks à Veresen Midstream. Les volumes générant des revenus comprennent 368 kbpj/j (332 kbpj/j en 2018) liés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

▲ Augmentation ▼ Diminution ● Aucune incidence du/sur le bénéfice, du/sur le BAIIA ajusté, des/sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des/sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ou du/sur le volume total.

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

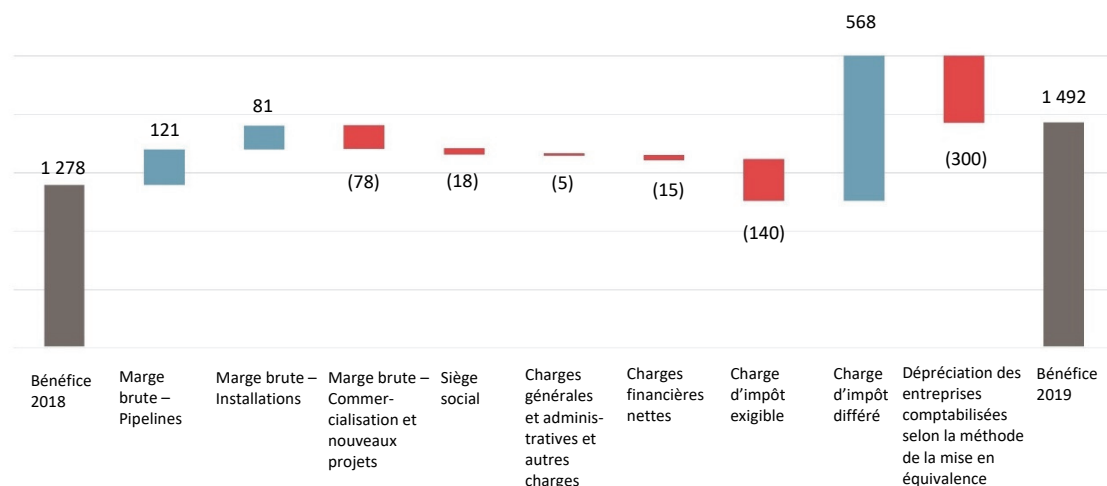
²⁾ Total des volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions. Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » pour en savoir plus à ce sujet.

Aperçu des résultats financiers consolidés des périodes de douze mois closes les 31 décembre

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits	7 230	7 351	(121)	(2)
Produits nets ¹⁾	3 120	2 836	284	10
Marge brute	2 433	2 327	106	5
Bénéfice	1 492	1 278	214	17
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	2,66	2,28	0,38	17
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	2,65	2,28	0,37	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 532	2 256	276	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	4,94	4,47	0,47	11
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	2 234	2 154	80	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	4,36	4,27	0,09	2
Dépenses d'investissement	1 645	1 226	419	34
BAlIA ajusté ¹⁾	3 061	2 835	226	8
Volume total <i>(kbp/j)</i> ²⁾	3 451	3 398	53	2

Analyse de transition des résultats *(en millions de dollars)*



Aperçu des résultats

Le bénéfice de la période de douze mois close le 31 décembre 2019 s'explique par l'incidence favorable de l'accroissement de la marge brute dans les divisions Pipelines et Installations découlant de la mise en service des nouveaux actifs. La division Installations a également tiré profit de la hausse des produits tirés des terminaux pour le propane et le butane. La marge brute de la division Commercialisation et nouveaux projets a diminué en grande partie en raison de la réduction de la quote-part dans les profits de l'installation Aux Sable découlant d'une diminution des prix du propane et de l'augmentation de la charge d'amortissement par suite de l'adoption de l'IFRS 16. La hausse de la charge d'impôt exigible a été atténuée par le recouvrement d'impôt différé découlant principalement de la diminution du taux d'imposition en Alberta, de 12 % à 8 %, sur une période de quatre ans. La charge de dépréciation de 300 millions de dollars (220 millions de dollars après impôt) au titre de la participation de Pembina dans les actions privilégiées convertibles de Ruby a également eu une incidence sur le bénéfice.

Variations des résultats pour la période de douze mois close le 31 décembre

Produits	▼	Diminution de 121 millions de dollars principalement attribuable à la baisse des prix des LGN et du pétrole brut, en partie contrebalancée par les produits liés aux nouveaux actifs mis en service (se reporter aux rubriques « Projets et événements récents ») et par l'apport des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder, par la hausse des produits tirés des terminaux, par le règlement de 33 millions de dollars par suite d'une décision arbitrale et par le recouvrement accru de charges d'exploitation.
Charges d'exploitation	▼	Augmentation de 51 millions de dollars principalement attribuable à la majoration des coûts d'électricité par suite de la hausse des prix de l'électricité mis en commun et de la consommation accrue résultant de la mise en service de nouveaux actifs, ainsi qu'à la hausse des coûts de main-d'œuvre et des charges liées aux activités de réparation et de maintenance en raison de l'accroissement du parc d'actifs.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution de 41 millions de dollars en grande partie attribuable au repli des marges sur le propane à l'installation Aux Sable à la suite de la diminution des prix de vente en 2019, ainsi qu'à un plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO qui a eu une incidence sur Alliance, atténuée en partie par l'incidence de l'annulation d'un profit financier de 24 millions de dollars comptabilisé au premier semestre de 2018.
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▲	Augmentation de 84 millions de dollars attribuable au recul des cours qui a entraîné un profit au règlement d'instruments financiers dérivés sur LGN et sur pétrole brut au cours de la période.
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▼	Augmentation de 86 millions de dollars de la perte latente imputable surtout aux contrats sur pétrole brut et sur les LGN arrivés à échéance au cours de la période.
Charges générales et administratives et autres charges	●	Conforme à la période précédente puisque la hausse des charges générales et administratives et autres charges en 2019, attribuable à la croissance des activités et des coûts d'acquisition, a été en grande partie contrebalancée par les réductions de valeur des projets comptabilisées en 2018.
Dépréciation des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Charge de dépréciation de 300 millions de dollars liée à la participation de Pembina dans les actions privilégiées convertibles de Ruby, comme il est mentionné précédemment.
Charges financières nettes	▼	Augmentation de 15 millions de dollars attribuable à la charge d'intérêts supplémentaire liée à la hausse de l'endettement moyen, ainsi qu'à la charge d'intérêts supplémentaire comptabilisée à l'adoption de l'IFRS 16, en partie contrebalancée par une hausse du profit de change.
Charge d'impôt exigible	▼	Augmentation de 140 millions de dollars découlant en grande partie de la croissance du bénéfice des sociétés de personnes de l'exercice précédent découlant de l'expansion comptabilisée dans le bénéfice imposable de l'exercice considéré et de la hausse du bénéfice pour l'exercice considéré.
Recouvrement d'impôt différé	▲	Diminution de l'impôt différé de 568 millions de dollars essentiellement attribuable à la réduction du taux d'imposition en Alberta, qui est passé de 12 % à 8 % sur quatre ans, au recouvrement de la dépréciation mentionné précédemment et à la croissance du bénéfice des sociétés de personnes au cours de l'exercice précédent comptabilisée dans le bénéfice imposable de l'exercice considéré.
Bénéfice	▲	Augmentation de 214 millions de dollars par rapport à 2018, en raison des éléments susmentionnés.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	▲	Augmentation de 276 millions de dollars, découlant surtout de l'augmentation des résultats d'exploitation après ajustement des éléments hors trésorerie, d'une variation de 189 millions de dollars des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, ainsi que de l'incidence de 56 millions de dollars attribuable à l'adoption de l'IFRS 16, contrebalancée en partie par une hausse de 115 millions de dollars des impôts payés et par une diminution de 47 millions de dollars des distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés¹⁾	▲	Augmentation de 80 millions de dollars attribuable en grande partie à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, ainsi qu'à la hausse de 118 millions de dollars des impôts payés, contrebalancée en partie par la hausse de 140 millions de dollars de la charge d'impôt exigible et par la variation de 189 millions de dollars des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.
BAIIA ajusté¹⁾	▲	Augmentation de 226 millions de dollars résultant surtout de l'apport provenant de nouveaux actifs mis en service et de l'apport des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder, ainsi que de l'incidence du profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises, de la comptabilisation de produits liés aux recouvrements de dépenses d'investissement, de la hausse des produits tirés des terminaux et du stockage et de l'incidence d'un montant de 61 millions de dollars attribuable à l'adoption de l'IFRS 16, en partie atténuée par le recul des prix du marché des LGN et du pétrole brut dans la division Commercialisation et nouveaux projets. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 802 millions de dollars (850 millions de dollars en 2018) lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
Volume total (kbp/j)²⁾	▲	Hausse de 53 kbp/j attribuable à de nouveaux actifs mis en service et à l'accroissement des volumes interruptibles temporaires au pipeline de Ruby, en partie contrebalancée par la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater. Les volumes générant des revenus comprennent 332 kbp/j (313 kbp/j en 2018) liés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

▲ Augmentation ▼ Diminution ● Aucune incidence du/sur le bénéfice, du/sur le BAIIA ajusté, des/sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des/sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ou du/sur le volume total.

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

²⁾ Total des volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions. Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » pour en savoir plus à ce sujet.

3. RÉSULTATS SECTORIELS

Aperçu des activités

La division Pipelines offre à ses clients des services de transport par pipeline, des services liés aux terminaux ainsi que des services de stockage et des services liés au transport ferroviaire pour le pétrole brut, les condensats, les liquides de gaz naturel et le gaz naturel dans les principaux marchés au Canada et aux États-Unis. La capacité de transport par pipelines s'élève à 3,1 Mbep/j¹⁾, la capacité de stockage à ciel ouvert atteint 11 Mb¹⁾ et la capacité du terminal ferroviaire est d'environ 145 kbep/j¹⁾ pour ce qui est des actifs destinés au pétrole classique, aux sables bitumineux et pétrole lourd et au transport. Les actifs classiques comprennent des pipelines et des terminaux situés de façon stratégique et destinés à la collecte et au transport de pétrole brut léger et moyen, de condensats et de liquides de gaz naturel depuis l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région d'Edmonton, en Alberta, pour y être traités et acheminés par pipeline au secteur en aval. Les actifs destinés aux sables bitumineux et au pétrole lourd servent au transport du pétrole lourd et du pétrole synthétique produits en Alberta vers la région d'Edmonton et offrent les services connexes de stockage, de terminaux et de transport ferroviaire. Les actifs de transport servent à l'acheminement du gaz naturel, de l'éthane et des condensats à l'échelle du Canada et les États-Unis dans des pipelines longue distance reliant divers grands carrefours. De plus, les actifs de la division Pipelines servent à faire le pont entre les actifs de Pembina situés en amont et ceux situés en aval dans toute l'Amérique du Nord, et permettent ainsi à cette dernière d'offrir une gamme complète de services intégrés. Regroupés, ces actifs permettent d'acheminer les produits depuis les régions productrices d'hydrocarbures vers les raffineries, les tours de fractionnement et les principaux marchés en Alberta, en Colombie-Britannique, en Illinois et en Californie, ainsi que dans d'autres régions en Amérique du Nord.

La division Installations comprend l'infrastructure qui offre aux clients de Pembina des services gaziers et des services liés aux condensats et aux LGN. Les actifs en exploitation de collecte et de traitement de gaz naturel de Pembina sont stratégiquement positionnés dans des gisements actifs du BSOC et du bassin de Williston qui sont riches en LGN et intégrés aux autres secteurs d'activité de la Société. Pembina présente des activités de collecte de gaz naturel non corrosif et corrosif, de compression, de stabilisation des condensats, ainsi que des services de traitement du gaz naturel de coupe légère et de coupe lourde d'une capacité totale d'environ 6 Gpi³/j²⁾ pour ses clients. Pratiquement tous les condensats et les LGN extraits au moyen de ces installations canadiennes sont transportés par les actifs de la division Pipelines de Pembina. De plus, tous les LGN transportés via le pipeline d'Alliance sont extraits par l'intermédiaire de l'installation de Channahon exploitée par Pembina au terminal. La division Installations comprend des installations de fractionnement des LGN d'environ 326 kb/j²⁾, des cavernes de stockage de 21 Mb¹⁾ et des pipelines et terminaux ferroviaires connexes. Pembina construit actuellement une installation d'exportation de propane liquéfié sur la côte ouest du Canada. Ces installations sont entièrement intégrées aux autres divisions de Pembina, offrant aux clients la capacité d'accéder à une gamme exhaustive de services pour accroître la valeur de leurs hydrocarbures. De plus, Pembina possède un terminal maritime d'exportation en vrac à Vancouver, en Colombie-Britannique.

La division Commercialisation et nouveaux projets s'efforce de maximiser la valeur des hydrocarbures liquides et du gaz naturel émanant des bassins dans lesquelles Pembina exerce ses activités. Pembina cherche à pénétrer de nouveaux marchés et à améliorer davantage ses marchés existants pour soutenir les intérêts commerciaux de Pembina et de ses clients à la fois. Plus particulièrement, Pembina cherche à repérer des occasions de relier les sites de production d'hydrocarbures aux nouveaux marchés où se situe la demande en procédant au développement de l'infrastructure. Pembina s'emploie à accroître

le revenu net des producteurs et la demande pour les produits afin d'améliorer le caractère concurrentiel global des bassins où elle exerce ses activités. La division Commercialisation et nouveaux projets procède à des activités de commercialisation à valeur ajoutée, y compris l'achat et la vente de produits (gaz naturel, éthane, propane, butane, condensats et pétrole brut), d'arbitrage de produits, et l'optimisation des occasions de stockage. Le secteur Commercialisation conclut des contrats visant la capacité sur l'infrastructure de Pembina et de tiers, traite les volumes de Pembina et des clients et regroupe la production aux fins de vente ultérieure. La division Commercialisation et nouveaux projets comprend une installation mixte de déshydrogénation du propane et de production de polypropylène (l'« installation de PDH/PP ») construite par CKPC, coentreprise de Pembina, et le projet proposé de GNL Jordan Cove.

¹⁾ Capacité nette; exclut les projets en cours d'aménagement.

²⁾ Capacité nette. Inclut la capacité de l'installation Aux Sable. Les résultats financiers et d'exploitation de l'installation Aux Sable sont inclus dans la division Commercialisation et nouveaux projets; exclut les projets en cours d'aménagement.

Aperçu des résultats financiers et d'exploitation par division

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Trimestres clos les 31 décembre						Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2019			2018			2019			2018		
	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾
Pipelines	2 667	345	467	2 529	301	417	2 566	1 376	1 854	2 521	1 255	1 703
Installations	910	169	254	924	155	233	885	655	955	877	574	880
Commercialisation et nouveaux projets ³⁾	—	93	120	—	203	109	—	406	423	—	484	409
Siège social	—	(4)	(54)	—	4	(44)	—	(4)	(171)	—	14	(157)
Total	3 577	603	787	3 453	663	715	3 451	2 433	3 061	3 398	2 327	2 835

¹⁾ Les divisions Pipelines et Installations comprennent des volumes générant des revenus, lesquels sont des volumes physiques plus les volumes comptabilisés à partir d'engagements d'achat ferme. Les volumes indiqués sont en kbep/j et les volumes de gaz naturel ont été convertis en kbep/j à partir des Mpi³/j selon le ratio 6:1.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

³⁾ Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » pour en savoir plus à ce sujet.

Division Pipelines

Aperçu des résultats financiers des trimestres clos les 31 décembre

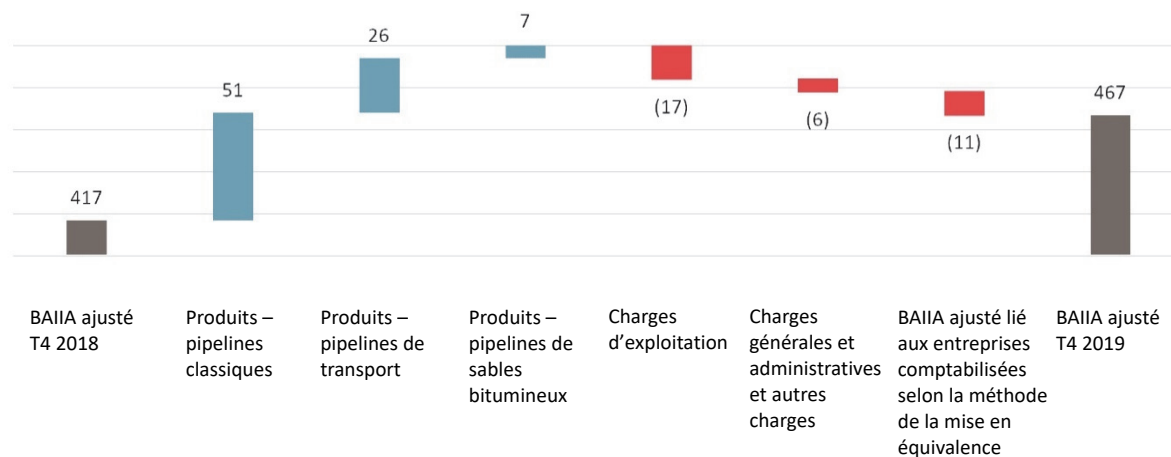
Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits classiques ¹⁾	354	303	51	17
Produits tirés du transport ¹⁾	60	34	26	76
Produits tirés des sables bitumineux ¹⁾	73	66	7	11
Produits tirés des pipelines ¹⁾	487	403	84	21
Charges d'exploitation ¹⁾	137	120	17	14
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	61	74	(13)	(18)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	66	56	10	18
Marge brute	345	301	44	15
BAIIA ajusté ²⁾	467	417	50	12
Volumes (kbep/j) ³⁾	2 667	2 529	138	5
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	80	88	(8)	(9)

Variations des résultats

Produits classiques¹⁾	▲	Augmentation attribuable aux produits liés aux actifs des phases IV et V mis en service en décembre 2018, à une différence temporelle dans la comptabilisation des produits différés, qui a d'abord été effectuée au quatrième trimestre en 2019 alors qu'elle l'a été au troisième trimestre en 2018, et à un recouvrement plus élevé des charges d'exploitation.
Produits tirés du transport¹⁾	▲	Augmentation découlant principalement de l'apport du pipeline Cochin par suite de l'acquisition de Kinder, ainsi qu'à la hausse des tarifs moyens suivant la conclusion de nouveaux contrats pour le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta et au retour aux activités normales au pipeline Vantage par suite d'un cas de force majeure chez un tiers qui a duré un an.
Produits tirés des sables bitumineux¹⁾	▲	Augmentation attribuable surtout à l'apport des terminaux d'Edmonton par suite de l'acquisition de Kinder.
Charges d'exploitation¹⁾	▼	Augmentation principalement attribuable à la hausse des coûts de main-d'œuvre découlant de la croissance des activités et des coûts associés à la remise en état d'un site contaminé et de l'apport des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution grandement attribuable à la diminution des volumes interruptibles et des tarifs au pipeline d'Alliance, entraînée par le plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	▼	Augmentation de l'amortissement découlant de l'accroissement du parc d'actifs, Pembina ayant poursuivi l'expansion de ses réseaux de pipelines classiques par la mise en service des actifs des phases IV et V en décembre 2018 et au moyen des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Distributions de 80 millions de dollars comprenant un montant de 50 millions de dollars (56 millions de dollars en 2018) provenant d'Alliance et un montant de 30 millions de dollars (31 millions de dollars en 2018) provenant de Ruby.
Volumes (kbep/j)³⁾	▲	Augmentation des volumes générant des revenus, en raison principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau de pipelines Peace, expliqué précédemment dans les produits, et les volumes interruptibles temporaires sur le pipeline de Ruby, en partie contrebalancée par la baisse des volumes sur le pipeline d'Alliance en raison du plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO. Les volumes générant des revenus comprennent 134 kbep/j (146 kbep/j en 2018) liés à Alliance et 146 kbep/j (89 kbep/j en 2018) liés à Ruby.
BAIIA ajusté²⁾	▲	Hausse de 50 millions de dollars attribuable surtout à l'augmentation des produits, en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et la diminution de l'apport d'Alliance, comme il est expliqué ci-dessus, ainsi que la hausse des charges générales et administratives et autres charges en raison de l'accroissement du parc d'actifs. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 76 millions de dollars (88 millions de dollars en 2018) en lien avec Alliance et un montant de 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2018) en lien avec Ruby.

Analyse de transition du BAIIA ajusté²⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

³⁾ Total des volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers des périodes de douze mois closes les 31 décembre

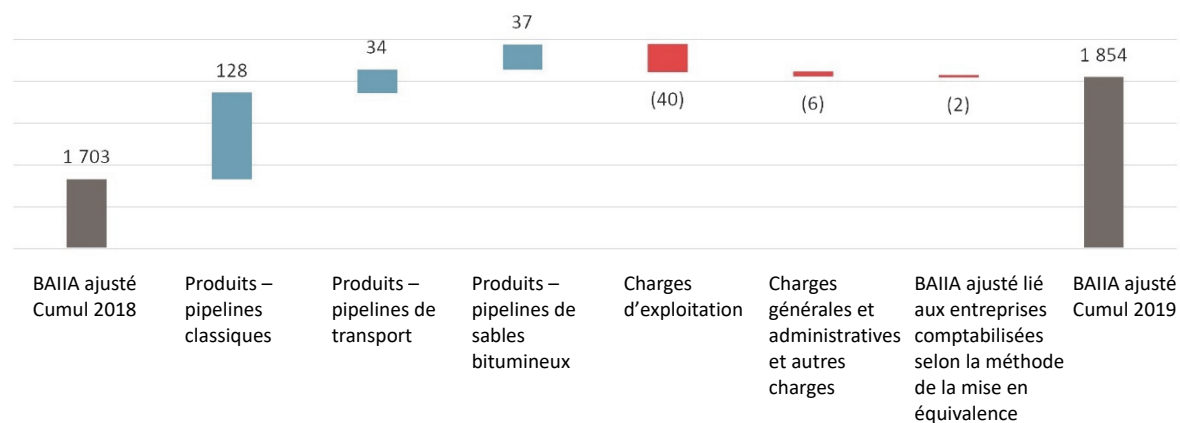
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits classiques ¹⁾	1 314	1 186	128	11
Produits tirés du transport ¹⁾	189	155	34	22
Produits tirés des sables bitumineux ¹⁾	284	247	37	15
Total des produits ¹⁾	1 787	1 588	199	13
Charges d'exploitation ¹⁾	436	396	40	10
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	270	279	(9)	(3)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	245	216	29	13
Marge brute	1 376	1 255	121	10
BAIIA ajusté ²⁾	1 854	1 703	151	9
Volumes (kbep/j) ³⁾	2 566	2 521	45	2
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	390	380	10	3

Variations des résultats

Produits classiques¹⁾	▲	Augmentation attribuable aux produits additionnels liés aux actifs des phases IV et V et à un recouvrement plus élevé des charges d'exploitation pertinentes, par suite de la hausse des charges liées aux activités de réparation et de maintenance, de la hausse des prix de l'électricité mis en commun et de la consommation accrue.
Produits tirés du transport¹⁾	▲	Augmentation découlant surtout de l'apport du pipeline Cochin par suite de l'acquisition de Kinder, de la hausse des tarifs moyens pour le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta, de la fin d'un cas de force majeure chez un tiers qui a duré un an, ainsi que de l'incidence du cours de change favorable pour le pipeline Vantage.
Produits tirés des sables bitumineux¹⁾	▲	Augmentation attribuable surtout à la comptabilisation de produits variables de 23 millions de dollars liés aux recouvrements de dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice et de l'exercice précédent, à l'apport des terminaux d'Edmonton par suite de l'acquisition de Kinder et à la hausse des recouvrements de charges d'exploitation par suite de la majoration des prix d'électricité mis en commun.
Charges d'exploitation¹⁾	▼	Augmentation découlant principalement de la hausse des coûts de main-d'œuvre et d'électricité par suite de l'accroissement du parc d'actifs et de la majoration des prix d'électricité mis en commun, ainsi que de la hausse des charges liées aux activités de réparation et de maintenance.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution principalement attribuable à la baisse des volumes interruptibles sur le pipeline d'Alliance au cours du quatrième trimestre, entraînée par un rétrécissement de l'écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO, en partie contrebalancée par les économies réalisées sur les charges générales et administratives à la transition d'Alliance vers un modèle de propriétaire-exploitant.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	▼	Augmentation de l'amortissement découlant de l'accroissement du parc d'actifs, Pembina ayant mis en service des actifs des phases IV et V en décembre 2018, et des nouveaux actifs provenant de l'acquisition de Kinder.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▲	Distributions de 390 millions de dollars comprenant un montant de 268 millions de dollars (259 millions de dollars en 2018) provenant d'Alliance et un montant de 121 millions de dollars (120 millions de dollars en 2018) provenant de Ruby.
Volumes (kbep/j)³⁾	▲	Augmentation en raison surtout de la mise en service des actifs classiques des phases IV et V en décembre 2018, ainsi que de l'accroissement des volumes interruptibles sur le pipeline de Ruby. Les volumes générant des revenus comprennent 141 kbep/j (143 kbep/j en 2018) liés à Alliance et 103 kbep/j (89 kbep/j en 2018) liés à Ruby.
BAIIA ajusté²⁾	▲	Hausse de 151 millions de dollars attribuable surtout à l'augmentation des produits, en partie annulée par la hausse des charges d'exploitation, comme il est mentionné ci-dessus, ainsi qu'à la hausse des charges générales et administratives et autres charges par suite de l'accroissement du parc d'actifs. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 328 millions de dollars (342 millions de dollars en 2018) en lien avec Alliance et un montant de 202 millions de dollars (191 millions de dollars en 2018) en lien avec Ruby.

Analyse de transition du BAIIA ajusté²⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

³⁾ Total des volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Trimestres clos les 31 décembre						Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2019			2018			2019			2018		
	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾
Pipelines												
Pipelines classiques	958	216	253	897	182	215	910	849	993	878	776	907
Pipelines de transport	646	96	173	566	86	162	591	384	684	570	352	643
Pipelines de sables bitumineux	1 063	33	41	1 066	33	40	1 065	143	177	1 073	127	153
Total	2 667	345	467	2 529	301	417	2 566	1 376	1 854	2 521	1 255	1 703

¹⁾ Volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

Projets et événements récents¹⁾

La division Pipelines continue de miser sur l'avancement de divers projets d'expansion de réseaux. Le tableau qui suit présente les projets mis en service récemment et leur incidence sur les résultats de la division Pipelines.

Principaux projets	Date de mise en service
Expansion de phase V du réseau de pipelines Peace	Décembre 2018
Expansion de phase IV du réseau de pipelines Peace	Décembre 2018

Conformément à ce qui avait été annoncé précédemment au cours du trimestre, Pembina a approuvé la première étape d'une autre expansion du réseau de pipelines Peace (« phase IX »), qui ajoutera une capacité supplémentaire dans le corridor entre le nord-ouest de l'Alberta et Gordondale pour répondre à la demande découlant de l'activité accrue dans l'installation Montney. Le coût estimatif de cette expansion s'établit à environ 100 millions de dollars et est financé par des ententes de 10 ans conclues en grande partie avec des contreparties de qualité investissement aux termes d'importants contrats d'achat ferme. Cette tranche de l'expansion de phase IX permet à Pembina d'utiliser à plein régime environ 100 kb/j de capacité latente qui sera créée sur le pipeline Peace à l'est de La Glace par suite des expansions de phases VII et VIII. Une fois l'expansion terminée, Pembina aura atteint son objectif visant le service de transport distinct pour l'éthane-plus, le propane-plus, le pétrole brut et les condensats dans plusieurs réseaux de pipelines entre Gordondale et la région d'Edmonton, en Alberta. La phase IX devrait être mise en service au quatrième trimestre de 2021, sous réserve de l'obtention des approbations en matière de réglementation et d'environnement.

Pembina continue d'évaluer si des stations de pompage additionnelles sont nécessaires entre Fox Creek et Namao pour atteindre sa capacité de livraison sur le marché à plein régime de 1,3 Mb/j dans les réseaux de pipelines Peace et Northern. Les travaux d'ingénierie sont en cours et, selon le soutien commercial additionnel obtenu, l'étendue de la phase IX pourrait être révisée à l'avenir pour inclure ces projets. De plus, l'élimination du projet de mise en lots et d'autres initiatives d'optimisation hydraulique, que Pembina appelle Phase X, pourrait ajouter jusqu'à 100 kb/j de plus à la capacité, et ne nécessiter que des dépenses d'investissement minimales.

Collectivement, les projets de la division Pipelines tendent à respecter les budgets impartis. Le tableau qui suit présente les projets importants en cours actuellement et les événements récents dans la division Pipelines :

Expansion de phase VI du réseau de pipelines Peace		
Budget d'investissement : 280 millions de dollars	Date de mise en service : Par étapes, du premier trimestre de 2020 à la mi-2020	État : Étape initiale reportée, tend à dépasser le budget
Cette expansion comprend des mises à niveau à Gordondale; un pipeline de 16 pouces allant de La Glace à Wapiti, ainsi que des mises à niveau des stations de pompage et des terminaux connexes; et un pipeline de 20 pouces allant de Kakwa à Lator. La mise en fonction de la première étape est entamée et les travaux de construction de la deuxième étape sont en cours.		

Expansion de phase VII du réseau de pipelines Peace		
Budget d'investissement : 950 millions de dollars	Date de mise en service : 1 ^{er} semestre 2021	État : Dans les délais, tend à être inférieur au budget
Cette expansion devrait ajouter une capacité d'environ 240 kb/j en amont de Fox Creek et permettre d'accéder à la capacité disponible des principaux pipelines en aval de Fox Creek. L'expansion comprend un pipeline de 20 pouces d'environ 220 kilomètres dans le corridor La Glace-Valleyview-Fox Creek, ainsi que six nouvelles stations de pompage ou des mises à niveau des terminaux allant de La Glace à Edmonton, en Alberta. Les travaux de construction sur le pipeline ont commencé en janvier 2020.		
Expansion de phase VIII du réseau de pipelines Peace		
Budget d'investissement : 500 millions de dollars	Date de mise en service ²⁾ : Par étapes de 2020 au premier semestre de 2022	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Cette expansion comprendra des pipelines de 10 pouces et de 16 pouces allant de Gordondale à La Glace ainsi que six nouvelles stations de pompage ou des mises à niveau des terminaux allant de Gordondale à Fox Creek. Les travaux d'ingénierie progressent selon le calendrier et devraient permettre le début des travaux de construction au deuxième semestre de 2020.		
Expansion de phase IX du réseau de pipelines Peace		
Budget d'investissement : 100 millions de dollars	Date de mise en service ²⁾ : Quatrième trimestre de 2021	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Cette expansion comprendra des pipelines de 6 pouces et de 16 pouces permettant de désengorger le corridor au nord de Gordondale, ainsi que la mise à niveau d'une station de pompage. De plus, cette expansion permettra de convertir les pipelines existants, qui réalisent actuellement la mise en lots, en pipelines de produits distincts. Les travaux d'ingénierie progressent selon le calendrier.		
Infrastructure de NEBC à Montney		
Budget d'investissement : non présenté séparément ³⁾	Date de mise en service : Terminé, en attente de la connexion en aval d'un tiers	État : Dans les délais, respecte le budget
Ces infrastructures comprennent un raccordement de la zone de production au terminal de Birch de Pembina ainsi que des mises à niveau du terminal comprenant des pompes et des installations de stockage supplémentaires ainsi que des modifications mineures. Les travaux de construction des nouvelles installations et du pipeline d'embranchement connexe sont terminés.		
Pipeline d'embranchement de condensats à Wapiti		
Budget d'investissement : non présenté séparément ³⁾	Date de mise en service : Premier trimestre de 2020	État : Retardé, tend à respecter le budget
Il s'agit d'un pipeline d'embranchement de 12 pouces, qui assurera le transport de volumes sans cesse plus grands des condensats produits par une installation détenue par un tiers dans la région de Pipestone-Montney jusqu'au pipeline Peace de Pembina. Les travaux de construction sont terminés et la mise en fonction est en cours.		

¹⁾ Pour de plus amples renseignements sur les principaux actifs de Pembina, y compris leurs définitions, il y a lieu de consulter la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 sur le site www.sedar.com (déposée à la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur formulaire 40-F et pouvant être consultée à l'adresse www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.

²⁾ Sous réserve de l'obtention des approbations environnementales et réglementaires. Se reporter à la rubrique « Énoncés et renseignements prospectifs ».

³⁾ Le budget d'investissement combiné s'élève à 120 millions de dollars.

Division Installations

Aperçu des résultats financiers pour les trimestres clos les 31 décembre

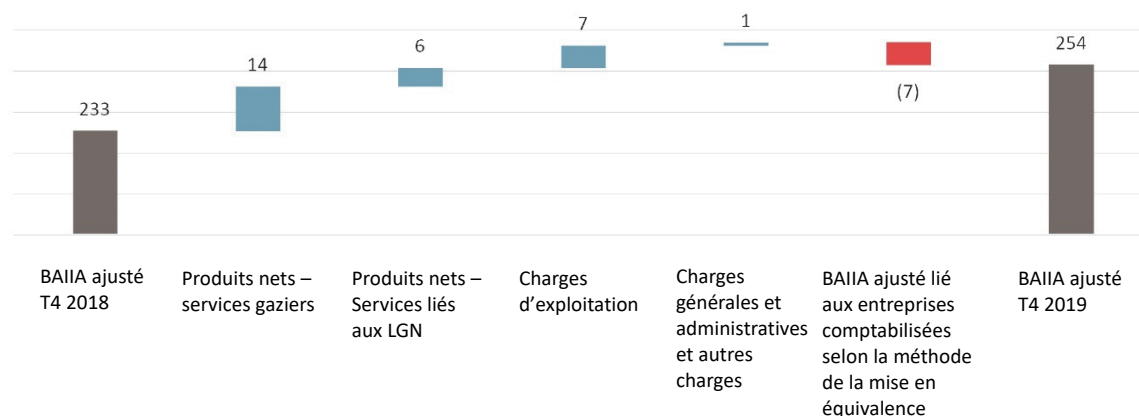
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits nets tirés des services gaziers ^{1), 2), 3)}	152	138	14	10
Produits nets tirés des services liés aux LGN ^{1), 2), 3)}	133	127	6	5
Produits nets des Installations ^{1), 2), 3)}	285	265	20	8
Charges d'exploitation ¹⁾	80	87	(7)	(8)
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	14	16	(2)	(13)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	50	39	11	28
Marge brute	169	155	14	9
BAIIA ajusté ³⁾	254	233	21	9
Volumes (kbp/j) ⁴⁾	910	924	(14)	(2)
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	39	(18)	(46)

Variations des résultats

Produits nets tirés des services gaziers^{1), 2), 3)}	▲	Augmentation attribuable en grande partie aux produits tirés de la mise en service de Duvernay II en novembre 2019, ainsi qu'à la hausse des produits tirés des contrats d'achat ferme à Kakwa River.
Produits nets des services liés aux LGN^{1), 2), 3)}	▲	Augmentation attribuable surtout à la mise en service de l'installation de cogénération Redwater et de l'installation de stockage d'éthane de Burstall respectivement en mars 2019 et janvier 2019, ainsi qu'aux produits supplémentaires tirés du terminal Wharves de Vancouver par suite de l'acquisition de Kinder, en partie atténuée par la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater.
Charges d'exploitation¹⁾	▲	Diminution principalement attribuable à un ajustement au titre d'un remboursement obtenu d'un tiers, ainsi qu'à la réduction des coûts d'électricité par suite de la mise en service de l'installation de cogénération Redwater en mars 2019, en partie contrebalancée par la hausse des coûts de main-d'œuvre découlant de la mise en service de l'installation de stockage d'éthane de Burstall et de l'installation de cogénération Redwater.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	●	Conforme à la période précédente.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	▼	Augmentation surtout attribuable à la mise en service de l'installation de cogénération Redwater et de l'installation de stockage d'éthane de Burstall respectivement en mars 2019 et en janvier 2019.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Distributions de 21 millions de dollars comprenant un montant de 20 millions de dollars (38 millions de dollars en 2018) provenant de Veresen Midstream et un montant de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2018) provenant de Fort Corp. La baisse des distributions de Veresen Midstream est principalement attribuable à la conversion des parts de catégorie B de Veresen Midstream en parts de catégorie A par le coentrepreneur de Pembina, ce qui a réduit la distribution de Pembina à l'équivalent du pourcentage de participation.
Volumes (kbp/j)⁴⁾	▼	Diminution des volumes générant des revenus, principalement en raison de la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater, ainsi qu'à la diminution des volumes aux installations Dawson de Veresen Midstream, en partie contrebalancée par les volumes supplémentaires découlant de la mise en service de Duvernay II. Les volumes générant des revenus comprennent 88 kbp/j (97 kbp/j en 2018) liés à Veresen Midstream.
BAIIA ajusté³⁾	▲	Augmentation de 21 millions de dollars résultant surtout de la hausse des produits nets et de la diminution des charges d'exploitation, mentionnées ci-dessus, en partie contrebalancée par la diminution des produits tirés de Veresen Midstream par suite de la baisse des volumes. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 48 millions de dollars (54 millions de dollars en 2018) en lien avec Veresen Midstream.

Analyse de transition du BAIIA ajusté³⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Les produits et le coût des ventes présentés pour les périodes de 2018 ont été retraités afin de refléter la présentation actualisée pour 2019, période dans laquelle la plus grande partie du coût des ventes et des produits connexes a été comptabilisée dans la division Commercialisation et nouveaux projets.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

⁴⁾ Volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers pour les périodes de douze mois closes les 31 décembre

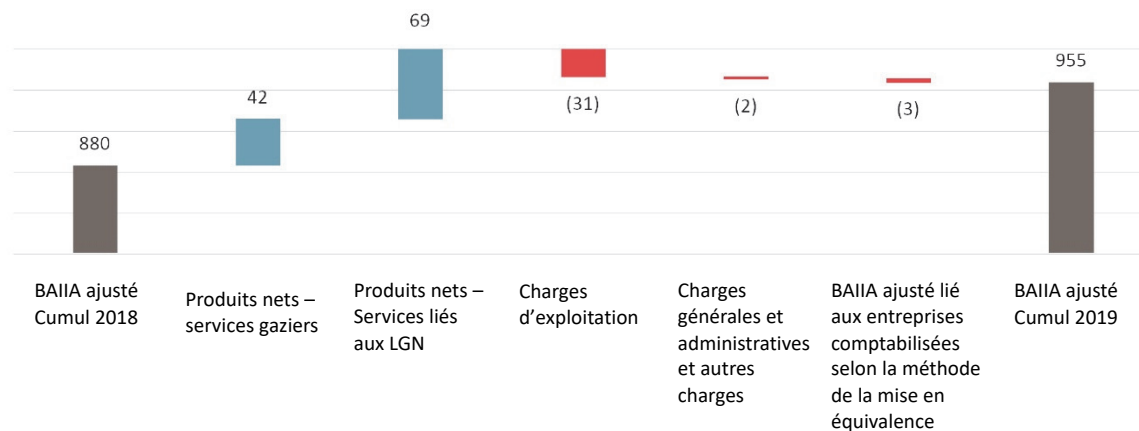
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits nets tirés des services gaziers ^{1), 2), 3)}	588	546	42	8
Produits nets tirés des services liés aux LGN ^{1), 2), 3)}	529	460	69	15
Produits nets des Installations ^{1), 2), 3)}	1 117	1 006	111	11
Charges d'exploitation ¹⁾	344	313	31	10
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	50	30	20	67
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	168	149	19	13
Marge brute	655	574	81	14
BAIIA ajusté ³⁾	955	880	75	9
Volumes (kbep/j) ⁴⁾	885	877	8	1
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	101	133	(32)	(24)

Variations des résultats

Produits nets tirés des services gaziers^{1), 2), 3)}	▲	Augmentation attribuable en grande partie aux recouvrements accrus de charges d'exploitation résultant de la majoration des coûts d'électricité et des charges liées aux activités de réparation et de maintenance, à l'accroissement de la demande au complexe Saturn et au complexe Cutbank, et à la mise en service de Duvernay II en novembre 2019.
Produits nets des services liés aux LGN^{1), 2), 3)}	▲	Augmentation attribuable surtout à la hausse des produits tirés des terminaux pour le propane et le butane et à la mise en service de l'installation de cogénération Redwater et de l'installation de stockage d'éthane de Burstall respectivement en mars 2019 et en janvier 2019.
Charges d'exploitation¹⁾	▼	Augmentation découlant de la consommation accrue d'électricité du fait de la mise en service de l'installation de stockage d'éthane de Burstall, de la hausse des charges liées aux activités de réparation et de maintenance, de la majoration des prix de l'électricité mis en commun et de la hausse des coûts de main-d'œuvre associée à l'accroissement de l'effectif découlant de la mise en service de nouveaux actifs, le tout en partie contrebalancé par la diminution des coûts de l'électricité au complexe Redwater par suite de la mise en service de l'installation de cogénération Redwater en mars 2019.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▲	Augmentation attribuable surtout à l'incidence de l'annulation d'un profit financier de 24 millions de dollars comptabilisée en 2018, en partie atténuée par un ajustement ponctuel de 5 millions de dollars des produits en lien avec les installations Dawson de Veresen Midstream.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	▼	Augmentation attribuable surtout à la mise en service de l'installation de cogénération Redwater et de l'installation de stockage d'éthane de Burstall respectivement en mars 2019 et en janvier 2019.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Distributions de 101 millions de dollars comprenant un montant de 96 millions de dollars (124 millions de dollars en 2018) provenant de Veresen Midstream et un montant de 5 millions de dollars (9 millions de dollars en 2018) provenant de Fort Corp. La diminution des distributions provenant de Veresen Midstream est attribuable aux mêmes facteurs que ceux mentionnés ci-dessus.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	▲	Augmentation principalement attribuable aux volumes supplémentaires enregistrés à Veresen Midstream, découlant de la mise en service du carrefour de liquides North Central en juin 2018 et à la hausse des volumes au complexe Saturn et au complexe Cutbank, en partie atténuée par la diminution des volumes à l'installation Younger par suite de pannes aux installations d'un tiers et de la baisse des volumes au complexe Redwater. Les volumes générant des revenus comprennent 88 kbep/j (81 kbep/j en 2018) liés à Veresen Midstream.
BAIIA ajusté³⁾	▲	Augmentation de 75 millions de dollars résultant surtout des produits tirés des services liés aux LGN et des services gaziers élevés, en partie atténuée par la hausse des charges d'exploitation mentionnée ci-dessus. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 182 millions de dollars (183 millions de dollars en 2018) en lien avec Veresen Midstream.

Analyse de transition du BAIIA ajusté³⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Les produits et le coût des ventes présentés pour les périodes de 2018 ont été retraités afin de refléter la présentation actualisée pour 2019, période dans laquelle la plus grande partie du coût des ventes et des produits connexes a été comptabilisée dans la division Commercialisation et nouveaux projets.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

⁴⁾ Volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Trimestres clos les 31 décembre						Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2019			2018			2019			2018		
	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾
Installations												
Services gaziers	690	90	146	683	83	142	678	337	551	664	301	537
Services liés aux LGN	220	79	108	241	72	91	207	318	404	213	273	343
Total	910	169	254	924	155	233	885	655	955	877	574	880

¹⁾ Volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

Projets et événements récents

La division Installations poursuit la construction de ses installations de fractionnement et de traitement du gaz naturel et de LGN afin de satisfaire à la demande des clients. Le tableau qui suit présente les projets mis en service récemment et leur incidence sur les résultats de la division Installations.

Principaux projets ¹⁾	Date de mise en service
Duvernay II	Novembre 2019
Installation de cogénération de Redwater	Mars 2019
Installation de stockage d'éthane de Burstall	Janvier 2019
Expansion de la gare de triage	Décembre 2018
Caverne de stockage	Tout au long de 2018
Veresen Midstream²⁾	
Carrefour de liquides North Central	Juin 2018
Usine à gaz Saturn II	Janvier 2018

Comme il a déjà été annoncé, Pembina a approuvé l'aménagement d'une installation de cogénération de 120 millions de dollars à l'installation d'extraction de LGN d'Empress (l'« installation de cogénération Empress »). L'installation de cogénération Empress permettra de réduire les charges d'exploitation globales et les émissions de gaz à effet de serre en fournissant électricité et chauffage aux installations d'extraction et de fractionnement. La mise en service devrait avoir lieu à la mi-2022, sous réserve de l'obtention des approbations en matière de réglementation et d'environnement.

Comme il a déjà été annoncé, le démarrage anticipé du terminal d'exportation du GPL de Prince Rupert a suscité un intérêt significatif chez nos clients et acheteurs, et Pembina a décidé d'aller de l'avant avec l'expansion du terminal (l'« expansion du terminal de Prince Rupert »), projet qui devrait permettre d'accroître la capacité d'exportation de propane pour la porter à environ 40 kb/j. Les coûts de l'expansion du terminal de Prince Rupert devraient s'établir à environ 175 millions de dollars. La mise en service est prévue pour le premier semestre de 2023, sous réserve de l'obtention des approbations en matière de réglementation et d'environnement.

Comme il a déjà été annoncé, parallèlement au projet d'aménagement de Hythe, Veresen Midstream a conclu un contrat avec NuVista Energy (« NuVista ») aux termes duquel NuVista s'est réservé l'option qui prévoit que Veresen Midstream détiendra et financera la station de compression Pipestone North en échange de droits de service annuels. NuVista a choisi d'exercer son option. Comme prévu, NuVista verra à la construction et à l'exploitation de la station de compression. À l'achèvement des travaux de construction, la station de compression sera transférée, au coût, à Pembina. En raison du choix de NuVista, le budget d'investissement prévu pour le projet d'aménagement de Hythe est passé de 185 millions de dollars à 240 millions de dollars (montant net revenant à Pembina).

Collectivement, les projets de la division Installations tendent à respecter les budgets impartis.

Le tableau qui suit présente les projets actuellement en cours et les événements récents dans la division Installations :

Duvernay III		
Budget d'investissement : 200 millions de dollars	Date de mise en service : de la mi-2020 à la fin de 2020	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Duvernay III constitue la deuxième tranche de l'aménagement des infrastructures aux termes d'une convention de service et de mise en valeur d'infrastructure d'une durée de 20 ans conclue avec Chevron Canada Limited et Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company. Cet aménagement comprend une installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère de 100 Mpi ³ /j, une installation de stabilisation de condensats d'entrée de 20 kb/j et d'autres infrastructures connexes. La conception détaillée est terminée, la fabrication de l'équipement à longs délais de livraison est presque terminée et l'enfoncement des pieux sur le site est terminé. En raison de la demande d'infrastructures supplémentaires de la part des clients, le budget d'investissement initial de 175 millions de dollars pour ce projet a été augmenté.		
Installations de traitement du gaz corrosif du complexe Duvernay		
Budget d'investissement : 65 millions de dollars	Date de mise en service : 1 ^{er} trimestre de 2020	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Installations de traitement du gaz corrosif du complexe Duvernay comprenant un réseau d'adoucissement du gaz corrosif de 150 Mpi ³ /j doté d'une capacité de régénération d'amine de 300 Mpi ³ /j et jusqu'à une tonne de soufre par jour d'incinération de gaz acide. Les travaux de construction ont été achevés à la mi-février et le démarrage est en cours.		
Terminal de Prince Rupert		
Budget d'investissement : 250 millions de dollars	Date de mise en service ³⁾ : 2 ^e semestre de 2020	État : Dans les délais, tend à dépasser le budget
Le terminal de Prince Rupert est situé sur l'île de Watson, en Colombie-Britannique, et devrait permettre une capacité d'environ 25 kb/j de propane. L'alimentation de propane proviendra essentiellement du complexe Redwater de la Société. Les travaux de construction d'ouvrages de génie mécanique se poursuivent et la mise en place des modules, l'installation du matériel et les travaux de tuyauterie sont en cours. L'assemblage de la sphère est presque terminé et les travaux de modernisation sur le quai progressent.		
Expansion du terminal de Prince Rupert		
Budget d'investissement : 175 millions de dollars	Date de mise en service ³⁾ : 1 ^{er} semestre de 2023	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
L'expansion du terminal de Prince Rupert permettra d'accroître la capacité d'exportation de propane pour la porter à environ 40 kb/j. Les travaux d'ingénierie de base ont commencé.		
Aménagements de Hythe		
Budget d'investissement ⁴⁾ : 240 millions de dollars	Date de mise en service : Fin 2020	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Pembina et sa coentreprise à 45 %, Veresen Midstream, construiront des infrastructures de collecte et de traitement de gaz naturel dans la région de Pipestone Montney. Les infrastructures comportent une expansion pouvant atteindre 125 Mpi ³ /j (56 Mpi ³ /j nets revenant à Pembina) pour traiter le gaz corrosif à l'installation de Hythe existante de Veresen Midstream, et un nouveau pipeline de gaz corrosif d'un diamètre de 12 pouces d'environ 60 km qui sera détenu par Veresen Midstream et construit par Pembina. De plus, Veresen Midstream financera et détiendra une station de compression construite et exploitée par NuVista et divers pipelines d'embranchement seront détenus et construits par Pembina. Tout l'équipement à longs délais de livraison a été commandé et les travaux de construction ont commencé.		
Infrastructures d'Empress		
Budget d'investissement : 120 millions de dollars	Date de mise en service : Fin 2020	État : Dans les délais, tend à respecter le budget
Cette expansion permettra d'ajouter de nouvelles installations de fractionnement et de terminaux, qui devraient ajouter une capacité de fractionnement d'environ 30 kb/j de propane-plus à l'installation d'extraction de LGN d'Empress de Pembina. Les travaux de construction d'ouvrages de génie mécanique progressent sur les sites de fractionnement et les sites destinés aux services ferroviaires. Les travaux de construction d'ouvrages de génie électrique ont commencé aux deux sites. La construction du pipeline a commencé en février et la construction de rails de chemin de fer devrait commencer en mai 2020.		

Installation de cogénération d'Empress

Budget d'investissement : 120 millions de dollars

Date de mise en service³⁾ : Mi-2022

État : Dans les délais, tend à respecter le budget

Ce projet permettra à Pembina d'être plus efficace sur le plan de la production, permettra d'utiliser la chaleur récupérée et constituera une seconde source d'électricité grâce à la mise en place d'une unité de cogénération à l'installation d'extraction de LGN d'Empress. Les travaux d'ingénierie de base ont été achevés au quatrième trimestre de 2019 et les travaux de génie civil ont commencé en janvier 2020.

- ¹⁾ Pour de plus amples renseignements sur les principaux actifs de Pembina, y compris leur définition, il y a lieu de consulter la notice annuelle de Pembina sur le site www.sedar.com (déposée à la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur formulaire 40-F et pouvant être consultée à l'adresse www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.
- ²⁾ Entreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans laquelle Pembina détient une participation de 45 % au 31 décembre 2019. Les résultats de Veresen Midstream ont une incidence sur la quote-part du bénéfice provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et sur les paramètres comptabilisés sur la base de la consolidation proportionnelle. Se reporter à la note 10 afférente aux états financiers consolidés.
- ³⁾ Sous réserve de l'obtention des approbations environnementales et réglementaires. Se reporter à la rubrique « Énoncés et renseignements prospectifs ».
- ⁴⁾ Montant net revenant à Pembina.

Division Commercialisation et nouveaux projets

Aperçu des résultats financiers pour les trimestres clos les 31 décembre

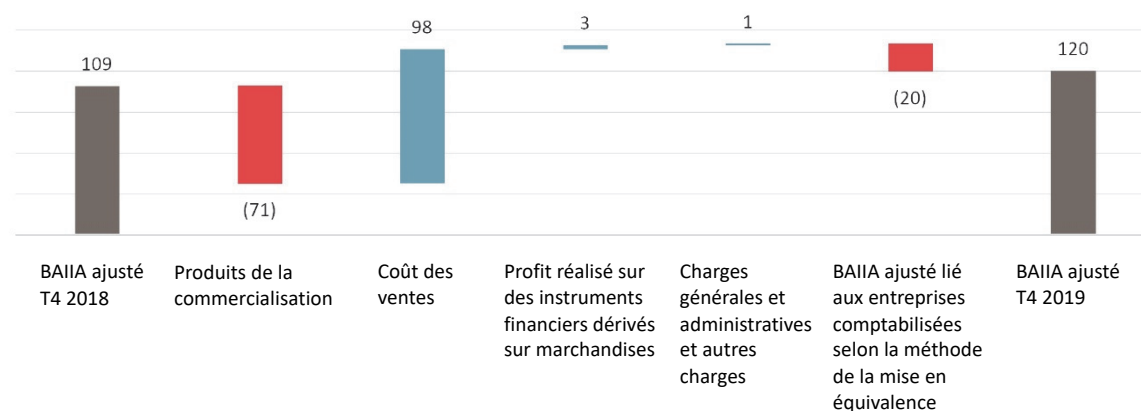
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits tirés de la commercialisation ^{1), 2)}	1 092	1 163	(71)	(6)
Coût des ventes ^{1), 2)}	989	1 087	(98)	(9)
Produits nets ^{1), 3)}	103	76	27	36
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	39	(26)	(67)
Profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(8)	(5)	3	(60)
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	23	(89)	(112)	126
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	8	6	2	33
Marge brute	93	203	(110)	(54)
BAIIA ajusté ³⁾	120	109	11	10
Volumes (kbep/j) ⁴⁾	190	201	(11)	(5)
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	22	31	(9)	(29)

Variations des résultats

Produits tirés de la commercialisation^{1), 2)}	▼	Diminution attribuable à la baisse des volumes de LGN commercialisés et à la baisse des prix du pétrole brut et des LGN au cours du quatrième trimestre de 2019.
Coût des ventes^{1), 2)}	▲	Diminution attribuable à la baisse des prix du pétrole brut et des LGN, à la diminution des ventes de LGN et à l'incidence de 11 millions de dollars découlant de l'adoption de l'IFRS 16 qui a eu pour effet de réduire le coût des ventes et d'augmenter l'amortissement et les charges financières.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution principalement attribuable à la réduction des marges sur le propane à l'installation Aux Sable à la suite de la diminution des prix de vente, ainsi qu'à un plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO.
Profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	●	Profits réalisés constants par suite du règlement des contrats d'instruments financiers dérivés sur LGN.
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▼	Perte latente imputable essentiellement à la hausse des cours à terme du pétrole brut et des LGN qui ont placé les contrats d'instruments financiers dérivés connexes dans une position de perte.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	●	Comptabilisation d'un amortissement additionnel de 9 millions de dollars des wagons de chemins de fer loués par suite de l'adoption de l'IFRS 16, montant contrebalancé par la diminution de l'amortissement attribuable à certaines immobilisations incorporelles qui avaient été entièrement amorties.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution de 9 millions de dollars attribuable au repli des marges à l'installation Aux Sable mentionné dans la quote-part des bénéfices des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ci-dessus.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	▼	Les volumes de ventes de LGN ont diminué par suite de la baisse des volumes de stocks au complexe Redwater, ainsi qu'en raison de la hausse des ventes de butane au quatrième trimestre de 2018, le tout en partie atténué par l'accroissement des volumes à l'installation Aux Sable. Les volumes générant des revenus comprennent 32 kbep/j (28 kbep/j en 2018) en lien avec Aux Sable.
BAIIA ajusté³⁾	▲	Augmentation attribuable à l'accroissement des marges sur le pétrole brut et à l'incidence de 11 millions de dollars découlant de l'adoption de l'IFRS 16, contrebalancée en partie par la diminution de l'apport de l'installation Aux Sable et la hausse des charges générales et administratives et autres charges dans le segment nouveaux projets. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 18 millions de dollars (34 millions de dollars en 2018) en lien avec Aux Sable.

Analyse de transition du BAIIA ajusté³⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Les produits et le coût des ventes présentés pour les périodes de 2018 ont été retraités afin de refléter la présentation actualisée pour 2019, période dans laquelle la plus grande partie du coût des ventes et des produits connexes a été comptabilisée dans la division Commercialisation et nouveaux projets.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

⁴⁾ Volumes de LGN commercialisés. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers pour les périodes de douze mois closes les 31 décembre

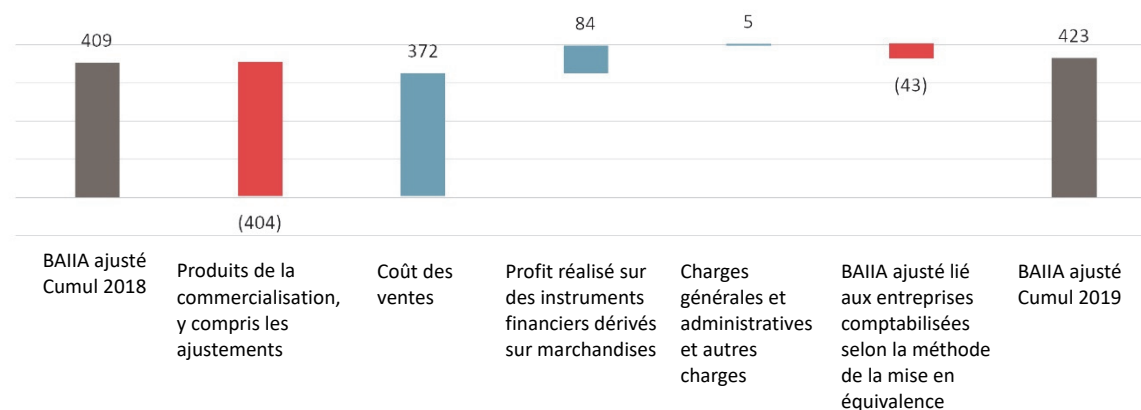
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2019	2018	Variation	Variation en %
Produits tirés de la commercialisation ^{1), 2)}	4 804	5 175	(371)	(7)
Coût des ventes ^{1), 2)}	4 417	4 789	(372)	(8)
Produits nets ^{1), 3)}	387	386	1	—
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	50	102	(52)	(51)
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(33)	51	84	165
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	13	(73)	(86)	118
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	51	26	25	96
Marge brute	406	484	(78)	(16)
BAlIA ajusté ³⁾	423	409	14	3
Volumes (kbep/j) ⁴⁾	189	175	14	8
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	84	109	(25)	(23)

Variations des résultats

Produits tirés de la commercialisation^{1), 2)}	▼	Diminution principalement attribuable à la baisse des prix des LGN et du pétrole brut, en partie atténuée par la hausse des volumes de ventes de LGN et au règlement de 33 millions de dollars par suite d'une décision arbitrale au premier trimestre de 2019.
Coût des ventes^{1), 2)}	▲	Diminution surtout attribuable à la baisse des cours du pétrole brut et des LGN, mentionnée précédemment, ainsi qu'à l'ajustement de 41 millions de dollars par suite de l'adoption de l'IFRS 16 qui a eu pour effet de réduire le coût des ventes et d'augmenter l'amortissement et les charges financières.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution attribuable à la réduction des marges sur le propane à l'installation Aux Sable à la suite de la diminution des prix de vente en 2019 et à un plus faible écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO, ainsi qu'à une interruption exécutée en juin 2019 dans le cadre des travaux d'entretien réguliers à l'installation Aux Sable.
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▲	Augmentation qui s'explique par la diminution des cours du marché entraînant le passage à une position de profit pour les instruments financiers dérivés sur LGN et sur pétrole brut qui ont été réglés au cours de la période.
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	▼	La perte latente découle principalement des contrats sur pétrole brut et sur LGN arrivés à échéance au cours de la période.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	▼	Augmentation résultant en grande partie d'un amortissement de 36 millions de dollars des wagons de chemins de fer loués qui ont été comptabilisés en tant qu'actifs au titre de droits d'utilisation et ont été amortis par suite de l'adoption de l'IFRS 16, contrebalancée en partie par la diminution de l'amortissement attribuable aux immobilisations incorporelles qui avaient été entièrement amorties.
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	▼	Diminution de 25 millions de dollars surtout attribuable au repli des marges à l'installation Aux Sable mentionné dans la quote-part des bénéfices des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ci-dessus.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	▲	Hausse des volumes de ventes de LGN qui s'explique surtout par les volumes accrus de butane, en partie contrebalancée par la diminution des volumes d'éthane à l'installation Aux Sable. Les volumes générant des revenus comprennent 33 kbep/j (35 kbep/j en 2018) en lien avec Aux Sable.
BAlIA ajusté³⁾	▲	Augmentation principalement attribuable à la hausse du profit réalisé sur les instruments financiers dérivés sur marchandises, ainsi que l'incidence de 41 millions de dollars découlant de l'adoption de l'IFRS 16 et la diminution des charges générales et administratives et autres charges dans les nouveaux projets, contrebalancée par le repli des marges après l'ajustement de 33 millions de dollars par suite d'une décision arbitrale mentionnée précédemment. Le BAlIA ajusté comprend un montant de 74 millions de dollars (114 millions de dollars en 2018) en lien avec Aux Sable.

Analyse de transition du BAIIA ajusté^(3), 5) (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions interdivisions. Se reporter à la note 20 des états financiers consolidés.

²⁾ Les produits et le coût des ventes présentés pour les périodes de 2018 ont été retraités afin de refléter la présentation actualisée pour 2019, période dans laquelle la plus grande partie du coût des ventes et des produits connexes a été comptabilisée dans la division Commercialisation et nouveaux projets.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

⁴⁾ Volumes de LGN commercialisés. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

⁵⁾ Les produits tirés de la commercialisation ne tiennent pas compte du règlement positif de 33 millions de dollars par suite d'une décision arbitrale.

Aperçu des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre						Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2019			2018			2019			2018		
(en millions de dollars, sauf mention contraire) (non audité)	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Marge brute	BAIIA ajusté ²⁾
Commercialisation et nouveaux projets												
Commercialisation	190	96	127	201	203	111	189	407	440	175	484	432
Nouveaux projets ³⁾	—	(3)	(7)	—	—	(2)	—	(1)	(17)	—	—	(23)
Total	190	93	120	201	203	109	189	406	423	175	484	409

¹⁾ Volumes de LGN commercialisés. Les volumes sont indiqués en kbep/j.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

³⁾ Aucun des nouveaux projets n'a encore commencé son exploitation, de sorte qu'il n'y a pas de volumes à présenter.

Projets et événements récents

Comme il a déjà été annoncé, après le trimestre, CKPC a exécuté un contrat à forfait d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction relatif à la construction de l'installation de déshydrogénation du propane (« PDH ») faisant partie de son installation de PDH et de valorisation du polypropylène (« PP ») intégrée (l'« installation de PDH/PP »). Aux termes de ce contrat, CKPC a assumé environ 60 % du coût de l'installation de PDH/PP jusqu'à maintenant. Parallèlement à l'exécution du contrat à forfait, Pembina a révisé la quote-part du coût en capital de l'installation de PDH/PP qui lui revient pour la faire passer de 2,5 milliards de dollars à 2,7 milliards de dollars. Pembina s'attend maintenant à ce que l'installation de PDH/PP soit placée en service commercial au deuxième semestre de 2023.

Après le trimestre, CKPC a conclu un contrat remboursable visant des services d'ingénierie et d'approvisionnement avec TR Canada E&C Inc. (« TR ») pour l'installation de PP. TR et sa société mère, Técnicas Reunidas S.A., possèdent une vaste expérience des travaux de conception et d'ingénierie pour des installations de PP et d'autres produits pétrochimiques. Tous les principaux contrats visant des services d'ingénierie et d'approvisionnement ont maintenant été octroyés pour l'installation de PDH/PP.

Les processus réglementaires pour le projet de GNL de Jordan Cove sont en cours. Après la clôture du trimestre, la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis a reporté une décision initialement attendue le 13 février 2020. Pembina attend avec impatience la décision finale. Elle poursuit les démarches pour obtenir tous les permis nécessaires pour la suite des choses relativement à ce projet. Ces permis constituent des éléments essentiels du processus réglementaire, sont nécessaires pour ce qui est de la vitalité commerciale et permettent d'aller de l'avant en matière d'investissements. Nous ne savons pas quand nous recevrons les approbations ou si nous les recevrons. La suite du projet dépend de la réception des dernières approbations.

Le tableau qui suit présente les projets actuellement en cours et les événements récents dans la division Commercialisation et nouveaux projets :

Installation de PDH/PP	
Budget d'investissement¹⁾ : 2,7 milliards de dollars	Date de mise en service : 2 ^e semestre de 2023
L'installation de PDH/PP sera adjacente au complexe de fractionnement de Redwater de Pembina et elle convertira environ 23 000 b/j de propane provenant des marchés locaux en polypropylène, un polymère recyclable à valeur élevée utilisé pour une grande variété de produits finis, notamment les automobiles, le matériel médical, l'emballage alimentaire et les électroménagers. La totalité de l'équipement à longs délais de livraison a été commandée et les premiers travaux de préparation du chantier progressent, la fin de ces travaux étant prévue au cours du premier semestre de 2020. Tous les principaux contrats visant des services d'ingénierie et d'approvisionnement ont maintenant été octroyés pour l'installation de PDH/PP.	

Projet de GNL de Jordan Cove (proposé)

Le projet de GNL proposé de Jordan Cove (« Jordan Cove ») est une installation d'exportation de GNL à l'échelle mondiale qui permettra le transport du gaz naturel nord-américain vers les marchés mondiaux. Le projet comporte deux parties : le terminal de GNL, doté d'une capacité nominale prévue de 7,8 millions de tonnes par année et le gazoduc Pacific Connector qui transportera du gaz naturel de Malin, en Oregon, au terminal de GNL dans le comté de Coos, en Oregon.

La valeur comptable du projet au 31 décembre 2019 s'établit à 352 millions de dollars et comprend les coûts d'emprunt inscrits à l'actif de 12 millions de dollars.

Conjointement à une décision finale d'investissement, la Société a l'intention de rechercher des partenaires tant pour le gazoduc Pacific Connector que pour le terminal de GNL, réduisant sa participation de 100 % à une participation nette se situant entre 40 % et 60 %, afin de réduire notamment les risques du projet liés aux capitaux, aux activités d'exploitation et aux autres projets.

¹⁾ Montant net revenant à Pembina.

4. SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sources de trésorerie

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018
Fonds de roulement ¹⁾	(470)	(477)
Dettes à taux variable ^{2), 3)}		
Dettes bancaires	2 100	1 305
Encours total de la dette à taux variable [taux moyen pondéré de 3,3 % (3,2 % en 2018)]	2 100	1 305
Dettes à taux fixe ²⁾		
Billets de rang supérieur non garantis	273	540
Billets à moyen terme de rang supérieur non garantis	7 800	5 700
Encours total de la dette à taux fixe [taux moyen pondéré de 4,0 % (4,2 % en 2018)]	8 073	6 240
Passif lié à des contrats de location-financement ⁴⁾	—	19
Total de l'encours de la dette	10 173	7 564
Trésorerie et facilités d'emprunt inutilisées	1 040	2 372

¹⁾ Au 31 décembre 2019, le fonds de roulement comprenait un montant de 74 millions de dollars (480 millions de dollars au 31 décembre 2018) relatif à la partie courante des prêts et emprunts.

²⁾ Valeur nominale.

³⁾ Au 31 décembre 2019, un montant de 454 millions de dollars américains avait été prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de 2,5 milliards de dollars (néant au 31 décembre 2018).

⁴⁾ Passifs liés à des contrats de location-financement présentés séparément suivant l'adoption de l'IFRS 16. Se reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

Pembina s'attend à ce que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont la plupart se rattachent à des conventions fondées sur des honoraires, soient plus que suffisants pour honorer ses obligations d'exploitation à court et à long terme, ses besoins pour les dépenses d'investissement et pour financer ses dividendes. Pembina prévoit financer ses projets d'immobilisations et les apports à ses entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence à même la trésorerie et les facilités de crédit et en ayant recours aux marchés financiers, au besoin. De plus, vu sa capacité à obtenir du financement sur les marchés financiers au cours des dernières années, Pembina prévoit continuer d'avoir accès à du financement supplémentaire, au besoin. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Sources de financement supplémentaires » du présent rapport de gestion et à la note 24 afférente aux états financiers consolidés pour un complément d'information. La direction demeure convaincue que le niveau d'endettement que reflète sa structure du capital est suffisant et approprié compte tenu des caractéristiques et de l'exploitation de son parc d'actifs sous-jacent.

La direction peut apporter des ajustements à la structure du capital de Pembina par suite de l'évolution de la conjoncture économique et des caractéristiques de risque des actifs sous-jacents. Dans le but de maintenir ou de modifier la structure du capital de Pembina dans l'avenir, Pembina pourrait renégocier les modalités de sa dette, rembourser la dette existante, contracter de nouveaux emprunts, émettre des titres de capitaux propres supplémentaires ou racheter des actions.

Au 31 décembre 2019, les facilités de crédit de Pembina consistaient en une facilité de crédit renouvelable non garantie de 2,5 milliards de dollars (2,5 milliards de dollars au 31 décembre 2018), ce qui inclut la clause accordéon de 750 millions de dollars (750 millions de dollars au 31 décembre 2018), échéant en mai 2024, en un emprunt à terme non renouvelable non garanti de 500 millions de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2018) échéant en août 2022 et en une facilité de crédit d'exploitation de 20 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2018) échéant en mai 2020, qui est généralement reconduite chaque année. Aucun remboursement n'est exigible sur la durée de ces facilités. Le 16 décembre 2019, Pembina a conclu un emprunt à terme non renouvelable non garanti de 500 millions de dollars. Le

19 septembre 2019, Pembina a remboursé la totalité d'un emprunt à terme non garanti et non renouvelable de 1,0 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 décembre 2019, Pembina disposait de liquidités et de facilités d'emprunt inutilisées de 1,0 milliard de dollars (2,4 milliards de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 décembre 2019, les prêts et emprunts de Pembina (à l'exclusion des coûts de financement différés) totalisaient 10,2 milliards de dollars (7,5 milliards de dollars au 31 décembre 2018). Pembina est tenue de respecter certaines clauses restrictives de nature financière usuelles et particulières de faire et de ne pas faire aux termes de ses billets de rang supérieur non garantis, de ses billets à moyen terme, de sa facilité de crédit renouvelable, de son emprunt à terme non renouvelable et de sa facilité de crédit d'exploitation, qui imposent notamment à Pembina l'obligation de maintenir certains ratios financiers. Aux termes de ses billets et de ses facilités de crédit, Pembina est également assujettie aux restrictions d'usage à l'égard de ses activités, notamment en ce qui concerne les sûretés, les emprunts et la vente d'actifs.

Le 10 janvier 2020, Pembina a conclu un placement de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis d'un montant de 1,0 milliard de dollars. Le produit du placement a servi à rembourser une partie de l'encours de la dette bancaire à taux variable au 31 décembre 2019. Se reporter à la rubrique « Activités de financement » pour obtenir plus de détails sur le placement des billets.

Clauses restrictives

Les clauses restrictives de nature financière qui lient Pembina se rapportent aux éléments suivants :

Instruments d'emprunt	Clauses restrictives de nature financière¹⁾	Ratio	Ratio au 31 décembre 2019
Billets à moyen terme de rang supérieur non garantis	Ratio de la dette à long terme sur le capital	Plafond de 0,70	0,38
Facilité de crédit renouvelable non garantie et emprunt à terme non renouvelable	Ratio de la dette par rapport au capital	Plafond de 0,65	0,37
	Ratio du BAIIA sur la couverture des intérêts sur les prêts et emprunts de rang supérieur	Plancher de 2,5:1,0	9,4

¹⁾ Au sens donné à ce terme dans les conventions pertinentes.

Outre les clauses restrictives mentionnées dans le tableau précédent, Pembina doit respecter des clauses restrictives usuelles se rapportant à ses autres billets de rang supérieur non garantis. Pembina respectait toutes les clauses restrictives de ses billets et facilités de crédit au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018.

Pembina surveille activement et réévalue constamment la solvabilité de ses contreparties. Les garanties financières servant à atténuer et à réduire les risques peuvent comprendre des garanties, des lettres de crédit et de la trésorerie. Au 31 décembre 2019, Pembina détenait des lettres de crédit de 90 millions de dollars (122 millions de dollars au 31 décembre 2018) visant principalement des créances clients.

Actions en circulation¹⁾

Actions émises et en circulation (en milliers)	24 février 2020
Actions ordinaires	549 727
Options sur actions	16 536
Options sur actions exerçables	7 554
Actions privilégiées de catégorie A, série 1	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 3	6 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 5	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 7	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 9	9 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 11	6 800
Actions privilégiées de catégorie A, série 13	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 15	8 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 17	6 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 19	8 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 21	16 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 23	12 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 25	10 000

¹⁾ Les porteurs d'actions ordinaires et les porteurs d'actions privilégiées de catégorie A de Pembina ont voté, séparément en tant que catégorie, en faveur d'une résolution spéciale visant à modifier les statuts afin d'augmenter le nombre d'actions privilégiées de catégorie A que Pembina est autorisée à émettre (la « modification »). Pembina a déposé les Statuts de modification, donnant effet à la modification le 25 juin 2019. Un exemplaire des statuts de Pembina peut être consulté en ligne, à l'adresse www.sedar.com.

Activités de financement

Le 3 avril 2019, Pembina a conclu un placement de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis d'un montant de 800 millions de dollars. Le placement a été effectué en deux tranches, soit une tranche d'un montant de 400 millions de dollars comprenant des billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 12, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 3,62 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 3 avril 2029 et une tranche d'un montant de 400 millions de dollars comprenant des billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 13, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 4,54 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 3 avril 2049.

Le 31 mai 2019, Pembina a obtenu la prorogation de sa facilité de crédit renouvelable non garantie de 2,5 milliards de dollars, qui arrive maintenant à échéance le 31 mai 2024.

Le 13 juin 2019, le billet à moyen terme de rang supérieur non garanti 4A de 200 millions de dollars de Pembina est arrivé à échéance et a été entièrement remboursé.

Le 12 septembre 2019, Pembina a conclu un placement de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis d'un montant de 1,5 milliard de dollars. Le placement a été effectué en trois tranches, soit une tranche d'un montant de 600 millions de dollars comprenant des billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 14, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 2,56 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 1^{er} juin 2023, d'une tranche d'un montant de 600 millions de dollars comprenant des billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 15, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 3,31 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 1^{er} février 2030 et d'une tranche d'un montant de 300 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 13, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 4,54 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 3 avril 2049.

Le 19 septembre 2019, Pembina a remboursé intégralement l'emprunt à terme non garanti et non renouvelable de 1,0 milliard de dollars.

Le 18 novembre 2019, le billet de rang supérieur non garanti de série D de 267 millions de dollars de Pembina est arrivé à échéance et a été entièrement remboursé.

Le 16 décembre 2019, Pembina a conclu un emprunt à terme non renouvelable de 500 millions de dollars avec certains de ses prêteurs existants. L'emprunt à terme a une durée initiale de trois ans et peut être remboursé d'avance au gré de Pembina. Les autres modalités de l'emprunt à terme, y compris les clauses restrictives de nature financière, sont sensiblement similaires à celles de la facilité de crédit renouvelable de 2,5 milliards de dollars de Pembina.

Le 16 décembre 2019, relativement à l'acquisition de Kinder, les actions privilégiées en circulation de Kinder Morgan Canada ont été échangées contre des actions privilégiées de catégorie A, séries 23 et 25 assorties de conditions similaires à celles des actions émises antérieurement par Kinder Morgan Canada. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, séries 23 et 25 continueront d'être payés le 15^e jour des mois de février, de mai, d'août et de novembre de chaque année, si le conseil d'administration le déclare et au moment où il le déclare.

Après la clôture de l'exercice, soit le 10 janvier 2020, Pembina a conclu un placement de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis d'un montant de 1,0 milliard de dollars. Le placement a été effectué en trois tranches, soit une tranche d'un montant de 250 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 10, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 4,02 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 27 mars 2028, une tranche d'un montant de 500 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 11, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 4,75 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 26 mars 2048 et une tranche d'un montant de 250 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de série 12, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 3,62 % par année, payé semestriellement, et venant à échéance le 3 avril 2029.

Notation

L'information qui suit concernant les notations de Pembina se rapporte aux coûts de financement et à la situation de trésorerie de Pembina. Plus particulièrement, les notes de crédit influent sur la capacité de Pembina à obtenir du financement à court et à long terme ainsi que le coût de ce financement. Une réduction des notes actuelles attribuées à la dette de Pembina par ses agences de notation, en particulier un abaissement sous la catégorie investissement, pourrait nuire au coût du financement de Pembina et à son accès à des sources de trésorerie et de financement. De plus, les modifications des notes de crédit, et les coûts qui en découleraient, pourraient avoir une incidence sur la capacité de Pembina de conclure des transactions sur dérivés et de couverture dans le cours normal des activités. Les notations visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de toute émission de titres sur le plan de la solvabilité. Les notes de crédit attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres, pas plus qu'elles ne constituent un avis sur le cours des titres ou leur adéquation aux besoins d'un investisseur donné. Il se pourrait qu'une note de crédit ne demeure pas en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle soit modifiée ou retirée par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de cette dernière, la situation l'exige.

Pembina vise des notes de crédit BBB élevées. DBRS Limited a attribué la note BBB aux billets de rang supérieur non garantis et aux billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de Pembina et la note Pfd-3 à ses actions privilégiées de catégorie A. Standard & Poor's Rating Services, division de McGraw-Hill Companies, a attribué à Pembina une note de crédit à long terme de BBB et la note P-3 (élevée) à ses actions privilégiées de catégorie A.

Obligations contractuelles et arrangements hors bilan

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2019, Pembina était liée par les obligations contractuelles suivantes :

Obligations contractuelles ¹⁾	Paiements exigibles selon la période				
	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 ans à 5 ans	Après 5 ans
(en millions de dollars)					
Contrats de location ²⁾	1 152	130	237	179	606
Prêts et emprunts ³⁾	14 565	477	2 379	3 337	8 372
Engagements à construire ⁴⁾	1 766	1 128	123	33	482
Autres ⁵⁾	659	109	158	93	299
Total des obligations contractuelles	18 142	1 844	2 897	3 642	9 759

¹⁾ Pembina conclut des conventions d'achat de produits et d'électricité afin d'assurer l'approvisionnement nécessaire à ses activités futures. Le prix d'achat des LGN et de l'électricité est tributaire du cours en vigueur. Les volumes et les prix des LGN et de l'électricité qui font l'objet de ces conventions ne peuvent être déterminés de façon raisonnable et, par conséquent, aucune somme n'a pas été incluse dans le tableau sur les obligations contractuelles. Les conventions d'achat de produits sont d'une durée allant de 1 an à 10 ans et comprennent l'achat de produits de LGN auprès de producteurs. Dans la mesure où le produit est disponible, Pembina s'est assuré un volume annuel se situant entre 20 et 175 kb/j d'ici 2028, inclusivement. Les conventions d'achat d'électricité sont d'une durée allant de 1 an à 25 ans et comprennent l'achat d'électricité auprès d'entreprises prestataires de services en électricité. La Société s'est assuré un volume annuel maximal de 67 MW par jour jusqu'en 2043, inclusivement.

²⁾ Compte tenu des contrats de location de terminaux, de wagons de chemin de fer, de bureaux et de véhicules.

³⁾ Compte non tenu des frais de financement différés. Compte tenu des paiements d'intérêts sur les billets de rang supérieur non garantis.

⁴⁾ Compte non tenu des projets importants en attente d'approbations réglementaires au 31 décembre 2019 et aux termes desquels Pembina n'a pas d'engagements à construire et des projets exécutés par des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la rubrique « Principaux renseignements sur les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » pour un complément d'information concernant la nature des engagements de Pembina relatifs au financement des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

⁵⁾ Comprend des engagements de 65 millions de dollars au titre de contrats de location qui n'ont pas encore débuté.

Pembina, sous réserve de certaines conditions, s'est engagée par contrat à construire et à exploiter la Phase VI, la Phase VII, Duvernay III, les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay, ainsi que certains raccordements de pipelines et pipelines d'embranchement et d'autres infrastructures du siège social. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énoncés et renseignements prospectifs ».

Arrangements hors bilan

Pembina ne pense pas avoir de sûretés ou d'arrangements hors bilan qui ont, ou qui sont raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence à court terme ou future sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa trésorerie ou ses dépenses d'investissement.

Lettres de crédit

Pembina a donné des lettres de crédit à diverses tierces parties dans le cours normal de ses activités. Les lettres de crédit comprennent des garanties financières données à des contreparties pour les achats et les ventes de produits, les services de transport, les services publics, ainsi que les services d'ingénierie et de construction. Les lettres de crédit n'ont pas eu, et ne devraient pas avoir, une incidence importante sur la situation financière, le résultat, la situation de trésorerie ou les sources de financement.

Pembina détient 103 millions de dollars (69 millions de dollars en 2018) en lettres de crédit émises afin de faciliter les transactions commerciales avec des tiers et de respecter les exigences réglementaires.

5. DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Pipelines	254	187	892	711
Installations	143	101	569	348
Commercialisation et nouveaux projets	22	46	157	134
Siège social et autres projets	10	22	27	33
Total des dépenses d'investissement	429	356	1 645	1 226
Apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ^{1), 2)}	120	—	263	58

¹⁾ Les apports pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 comprennent un montant de 13 millions de dollars (néant en 2018) versé à Alliance, un montant de 23 millions de dollars (néant en 2018) versé à Veresen Midstream, un montant de 1 million de dollars (néant en 2018) versé à Aux Sable et un montant de 83 millions de dollars (néant en 2018) versé à CKPC.

²⁾ Les apports pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 comprennent un montant de 13 millions de dollars (néant en 2018) versé à Alliance, un montant de 73 millions de dollars (56 millions de dollars en 2018) versé à Veresen Midstream, un montant de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2018) versé à Aux Sable et un montant de 173 millions de dollars (néant en 2018) versé à CKPC.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019, les dépenses d'investissement ont totalisé 429 millions de dollars, en regard de 356 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018. Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, les dépenses d'investissement ont totalisé 1,6 milliard de dollars, en regard de 1,2 milliard de dollars pour la période de douze mois correspondante de 2018. En 2019 et en 2018, les dépenses d'investissement de la division Pipelines ont été consacrées principalement à l'avancement des projets d'expansion de réseaux de pipelines de Pembina. En 2019, les dépenses d'investissement de la division Installations ont été surtout engagées pour la construction à Duvernay II, les infrastructures d'Empress et le terminal de Prince Rupert. En 2018, les dépenses d'investissement de la division Installations portaient principalement sur la construction de Duvernay II, l'installation de stockage d'éthane de Burstall, l'installation de cogénération Redwater et le terminal de Prince Rupert. Les dépenses d'investissement de la division Commercialisation et nouveaux projets engagées en 2019 et en 2018 ont visé principalement le projet de GNL de Jordan Cove.

6. DIVIDENDES

Dividendes sur les actions ordinaires

Les dividendes sur les actions ordinaires sont payables selon les modalités établies par le conseil d'administration de Pembina, qui détermine à son gré le montant et la fréquence des dividendes déclarés et payables en fonction du bénéfice, des flux de trésorerie, des besoins en capitaux et de la situation financière de Pembina, ainsi qu'en fonction d'autres facteurs pertinents.

Le 2 mai 2019, le conseil d'administration de Pembina a approuvé une hausse de 5 % de son taux de dividende mensuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 0,19 \$ par action ordinaire à 0,20 \$ par action ordinaire, et qui a pris effet au versement du dividende effectué le 14 juin 2019.

Le 16 décembre 2019, à la clôture de l'acquisition de Kinder, le conseil d'administration de Pembina a approuvé une hausse de 0,01 \$ par action ordinaire de son dividende mensuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 0,20 \$ par action ordinaire à 0,21 \$ par action ordinaire, prenant effet au versement du dividende effectué le 14 février 2020.

Dividendes sur les actions privilégiées

Les porteurs des actions privilégiées de catégorie A de Pembina ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A des séries 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 21 sont payables chaque trimestre le premier jour des mois de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration de Pembina les déclare et au moment où il les déclare. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A de série 15, de série 17 et de série 19 sont payables chaque année le dernier jour des mois de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration les déclare et au moment où il les déclare. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A des séries 23 et 25 sont payables chaque année le 15^e jour des mois de février, de mai, d'août et de novembre, si le conseil d'administration les déclare et au moment où il les déclare.

Le 30 janvier 2019, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des six millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté et à dividende cumulatif rachetables, série 3 (les « actions de série 3 »), en circulation au 1^{er} mars 2019. Le taux de dividende annuel sur les actions de série 3 pour la période quinquennale allant du 1^{er} mars 2019 inclusivement au 1^{er} mars 2024 exclusivement est de 4,478 %.

Le 1^{er} mars 2019, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des six millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté et à dividende cumulatif rachetables, série 17 (les « actions de série 17 »), en circulation au 31 mars 2019. Le taux de dividende annuel sur les actions de série 17 pour la période quinquennale allant du 31 mars 2019 inclusivement au 31 mars 2024 exclusivement est de 4,821 %.

Le 2 mai 2019, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des dix millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté et à dividende cumulatif rachetables, série 5 (les « actions de série 5 »), en circulation au 3 juin 2019. Le taux de dividende annuel sur les actions de série 5 pour la période quinquennale allant du 1^{er} juin 2019 inclusivement au 1^{er} juin 2024 exclusivement est de 4,573 %.

Le 1^{er} novembre 2019, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des dix millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté et à dividende cumulatif rachetables, série 7 (les « actions de série 7 »), en circulation au 2 décembre 2019. Le taux de dividende annuel sur les actions de série 7 pour la période quinquennale allant du 1^{er} décembre 2019 inclusivement au 1^{er} décembre 2024 exclusivement est de 4,38 %.

7. PRINCIPAUX RENSEIGNEMENTS TRIMESTRIELS

Principaux renseignements d'exploitation trimestriels

(en kbep/j)	2019				2018			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes^{1), 2)}								
Pipelines								
Pipelines classiques	958	908	895	880	897	946	900	766
Pipelines de transport	646	594	558	563	566	571	559	584
Pipelines de sables bitumineux	1 063	1 068	1 065	1 064	1 066	1 076	1 077	1 074
Installations								
Services gaziers	690	672	668	682	683	669	650	636
Services de LGN	220	194	198	214	241	203	199	206
Total	3 577	3 436	3 384	3 403	3 453	3 465	3 385	3 266

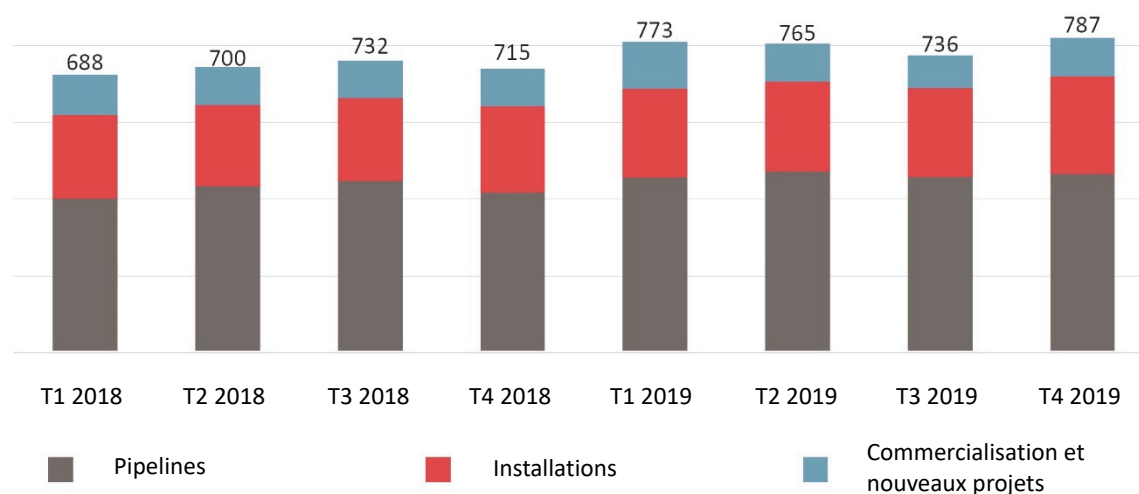
¹⁾ Volumes générant des revenus. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour consulter les définitions.

²⁾ Compte tenu de la quote-part qui revient à Pembina des résultats des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Produits tirés d'engagements d'achat ferme différés

(en millions de dollars)	2019				2018			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Pipelines								
Solde d'ouverture	17	23	19	7	—	26	35	8
Produits différés	31	27	27	36	34	33	35	32
Produits comptabilisés	(40)	(33)	(23)	(24)	(27)	(59)	(44)	(5)
Solde de clôture des passifs sur contrats d'achat ferme	8	17	23	19	7	—	26	35
Installations								
Solde d'ouverture	—	—	1	2	3	—	3	—
Produits différés	—	—	2	—	—	4	1	3
Produits comptabilisés	—	—	(3)	(1)	(1)	(1)	(4)	—
Solde de clôture des passifs sur contrats d'achat ferme	—	—	—	1	2	3	—	3

BAIIA ajusté trimestriel par division¹⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

Renseignements financiers trimestriels

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>								
	2019				2018			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2 ²⁾	T1
Produits	1 754	1 700	1 808	1 968	1 726	2 045	1 743	1 837
Produits nets ¹⁾	837	751	758	774	706	742	669	719
Charges d'exploitation	177	151	134	140	165	136	100	150
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(8)	(5)	(1)	(19)	(5)	29	9	18
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	88	89	97	96	129	110	96	76
Marge brute	603	613	629	588	663	585	511	568
Bénéfice	145	370	664	313	368	334	246	330
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	0,21	0,66	1,23	0,55	0,66	0,60	0,43	0,59
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	0,21	0,66	1,23	0,55	0,66	0,60	0,42	0,59
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	728	535	661	608	674	481	603	498
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	1,41	1,05	1,29	1,20	1,33	0,95	1,20	0,99
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	576	530	550	578	543	523	558	530
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base ¹⁾ <i>(en dollars)</i>	1,11	1,04	1,08	1,14	1,07	1,03	1,11	1,05
Actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i> :								
Nombre moyen pondéré – de base	518	512	511	509	507	506	504	503
Nombre moyen pondéré – après dilution	519	513	513	511	509	509	508	508
Clôture de la période	548	512	511	510	508	506	504	503
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	314	307	302	290	289	288	282	272
Dividendes par action ordinaire	0,60	0,60	0,59	0,57	0,57	0,57	0,56	0,54
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	34	31	30	31	31	30	31	30
Dépenses d'investissement	429	421	434	361	356	291	255	324
Apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	120	25	28	90	—	—	—	58
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	123	142	140	170	158	170	168	126
BAIIA ajusté ¹⁾	787	736	765	773	715	732	700	688

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

²⁾ Pembina a corrigé les montants des produits et du coût des ventes de la division Commercialisation et nouveaux projets en 2018. Ces ajustements se sont traduits par une diminution des produits et du coût des ventes pour le trimestre clos le 30 juin 2018 (202 millions de dollars). Les ajustements n'ont eu aucune incidence sur le bénéfice.

Au cours des périodes indiquées dans le tableau précédent, les facteurs et les tendances qui suivent ont eu des répercussions sur les résultats de Pembina :

- l'acquisition de Kinder le 16 décembre 2019;
- l'écart plus faible entre le prix du gaz naturel à Chicago et celui du gaz naturel AECO;
- l'accroissement de la production dans les principaux secteurs d'exploitation et les zones de ressources situés dans le BSOC (les formations du Deep Basin, de Montney et de Duvernay) a entraîné l'augmentation des produits et des volumes de ventes en provenance des actifs existants de Pembina dans les divisions Pipelines et Installations;
- la mise en œuvre de nouveaux projets de croissance de grande envergure dans tous les secteurs de Pembina;
- la volatilité des cours des marchandises ayant une incidence sur les marges du secteur de la commercialisation, atténuée par le truchement du programme de gestion des risques de Pembina;
- la dépréciation de la participation de Pembina en actions privilégiées convertibles de Ruby au quatrième trimestre de 2019;

- la diminution des taux d'imposition en Alberta par suite de l'adoption du projet de loi 3 en juin 2019;
- l'augmentation des charges financières nettes ayant une incidence sur le bénéfice et liées à la dette découlant du financement des acquisitions et des projets de croissance;
- l'augmentation du nombre d'actions ordinaires et privilégiées en circulation et du dividende correspondant en raison de l'acquisition de Kinder;
- l'adoption de l'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019. Se reporter à la rubrique « Méthodes et estimations comptables ».

8. PRINCIPAUX RENSEIGNEMENTS SUR LES ENTREPRISES COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Prêts et emprunts des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Conformément à la méthode de comptabilisation de la mise en équivalence, les actifs et les passifs liés à la participation sont présentés au montant net dans un seul poste de l'état consolidé de la situation financière, à savoir Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Dans le but de faciliter la compréhension et l'évaluation par le lecteur de la capitalisation de ces participations, les prêts et emprunts liés aux participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentés ci-après selon la participation proportionnelle de Pembina au 31 décembre 2019. De plus, certaines entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ont conclu des accords d'emprunt dotés d'une structure d'amortissement, nécessitant ainsi des remboursements périodiques du principal. Ces remboursements sont effectués avant la distribution des flux de trésorerie résiduels versés à Pembina. Les prêts et emprunts et le calendrier de l'amortissement sont présentés dans le tableau qui suit et classés par division dans lesquelles les résultats pour la participation sont comptabilisés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Abréviations » pour un résumé des participations de Pembina dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et de la division dans laquelle leurs résultats sont présentés.

Aux 31 décembre (en millions de dollars) ¹⁾	2019	2018
Pipelines	1 057	1 250
Installations	1 150	1 227
Commercialisation et nouveaux projets	—	1
Total	2 207	2 478

Calendrier de l'amortissement des prêts et emprunts des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

(en millions de dollars) ¹⁾	Période de douze mois close le 31 décembre 2019	2020	2021	2022	2023	2024+
Pipelines	237	175	96	563	62	161
Installations	105	—	12	36	36	1 066
Commercialisation et nouveaux projets	1	—	—	—	—	—
Total	343	175	108	599	98	1 227

¹⁾ Les soldes reflètent la participation de Pembina en pourcentage de la valeur nominale de l'encours.

Activités de financement pour les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Le 28 mars 2019, Ruby Pipeline, L.L.C., dans laquelle Pembina détient une participation en actions privilégiées de 50 %, a modifié la date d'échéance de son emprunt à terme de 364 jours pour la porter au 26 mars 2020. L'emprunt à terme continuera d'être amorti à raison de 16 millions de dollars américains par trimestre (8 millions de dollars américains nets par trimestre revenant à Pembina) à compter de mars 2019 jusqu'à ce qu'un remboursement final de 78 millions de dollars américains (39 millions de dollars américains nets revenant à Pembina) soit exigible le 26 mars 2020, à moins que cette date ne soit autrement prorogée.

Le 26 septembre 2019, Veresen Midstream a modifié et prorogé avec succès ses facilités de crédit garanties de premier rang qui devaient initialement arriver à échéance le 20 avril 2022, pour porter l'échéance au 20 avril 2024. Aux termes de la modification et prorogation conclue avec un syndicat de prêteurs, Veresen Midstream a accru sa capacité d'emprunt à 225 millions de dollars aux termes de la facilité de crédit renouvelable et à 2,6 milliards de dollars aux termes de la facilité de crédit à terme. Les paiements d'amortissement relatifs à la facilité de crédit à terme sont reportés de 24 mois et doivent reprendre le 30 septembre 2021. Le financement servira aux projets d'expansion en cours.

Le 10 décembre 2019, Alliance Pipeline Limited Partnership a modifié et prorogé sa facilité de crédit renouvelable pour porter l'échéance au 12 décembre 2022 et exercé son choix aux termes de la disposition pour engagements supplémentaires, ajoutant ainsi 100 millions de dollars à sa capacité d'emprunt, pour la faire passer à 300 millions de dollars.

Après la clôture de l'exercice, le 27 février 2020, Canada Kuwait Petrochemical Limited Partnership a conclu une convention de crédit consortiale de premier rang garanti composée d'une facilité de crédit à terme décroissante de 1,7 milliard de dollars américains et d'une facilité de crédit renouvelable de 150 millions de dollars américains, qui ont été garanties par les propriétaires lors de la réalisation de la construction de manière solidaire et sont de rang égal. La facilité de crédit à terme et la facilité de crédit renouvelable viennent à échéance le 27 février 2027.

Engagements envers des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Pembina s'est engagée contractuellement à fournir à CKPC du financement pour construire des biens qui feront partie de l'installation de PDH/PP de CKPC, sous réserve de certaines conditions.

Pembina a pris un engagement contractuel visant l'avance de 39 millions de dollars américains à Ruby au plus tard le 26 mars 2020.

Pembina a pris des engagements afin de verser des apports à certaines entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence selon des budgets annuels approuvés par les coentrepreneurs.

Dépréciation de Ruby

En décembre 2019, Pembina a comptabilisé une charge de dépréciation de 300 millions de dollars (220 millions de dollars après impôt) au titre de sa participation en actions privilégiées dans Ruby. La charge de dépréciation fait suite à une évaluation exécutée en raison de l'expiration prochaine de contrats, dans un contexte commercial qui demeure difficile dans le bassin de la région des Rocheuses.

9. AUTRES

Principaux renseignements financiers annuels

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2019	2018	2017 ¹⁾
Produits	7 230	7 351	5 400
Bénéfice	1 492	1 278	883
Par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	2,66	2,28	1,87
Par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	2,65	2,28	1,86
Total des actifs	33 153	26 664	25 566
Passifs financiers à long terme ²⁾	12 020	7 996	8 199
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <i>(\$ par action)</i>	2,36	2,24	2,04
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	126	122	83

¹⁾ Les résultats financiers présentés pour 2017 ont été retraités pour rendre compte de l'adoption de l'IFRS 15.

²⁾ Comprennent les prêts et emprunts à long terme, les débentures convertibles à long terme, arrivées à échéance le 31 décembre 2018, les instruments financiers dérivés à long terme, les passifs sur contrats, les provisions et avantages du personnel, les paiements fondés sur des actions, l'impôt à payer et d'autres passifs.

Se reporter à la rubrique « Renseignements financiers trimestriels » pour connaître les facteurs qui ont une incidence sur les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018. L'acquisition de Veresen Inc. le 2 octobre 2017 a eu une incidence notable sur l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Transactions entre parties liées

Pembina conclut des transactions entre parties liées dans le cours normal des affaires. Ces transactions portent surtout sur des contrats visant la capacité de la part d'entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et des avances pour financer ces entreprises, et sur la prestation des services de gestion, d'administration, d'exploitation et de gestion de la main-d'œuvre à diverses sociétés liées, selon la méthode du recouvrement des coûts. Ces services sont fournis conformément à des conventions de services de consultation distinctes. Pour obtenir plus de renseignements sur ces transactions, il y a lieu de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés.

Passif au titre des régimes de retraite

Pembina offre des régimes à cotisations définies et des régimes de retraite à prestations définies à ses salariés et retraités. Les régimes à prestations définies comprennent un régime de retraite par capitalisation agréé pour tous les salariés admissibles et un régime de retraite complémentaire sans capitalisation pour les salariés qui sont touchés par les plafonds de la pension maximale de l'Agence du revenu du Canada. À la fin de 2019, l'obligation nette au titre des régimes de retraite s'élevait à 35 millions de dollars, comparativement à une obligation nette de 31 millions de dollars à la fin de 2018. Au 31 décembre 2019, les obligations au titre des régimes totalisaient 266 millions de dollars (224 millions de dollars en 2018), alors que les actifs des régimes atteignaient 231 millions de dollars (193 millions de dollars en 2018). En 2019, la charge de retraite s'établissait à 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2018). Les cotisations de Pembina aux régimes de retraite ont totalisé 20 millions de dollars en 2019 (19 millions de dollars en 2018).

Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière

Contrôles et procédures de communication de l'information

Pembina s'est dotée de contrôles et procédures de communication de l'information conçus pour fournir l'assurance raisonnable que l'information qu'elle doit présenter dans ses documents annuels et intermédiaires et dans les autres rapports est comptabilisée, traitée, résumée et présentée avec exactitude dans les délais prescrits.

La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a procédé à l'évaluation au 31 décembre 2019 de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de Pembina, au sens des règles 13a-15e), 15d et 15e) comprises dans la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « loi des États-Unis ») et du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). D'après cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de Pembina étaient efficaces au 31 décembre 2019 pour faire en sorte que l'information significative se rapportant à Pembina était portée à l'attention du chef de la direction et du chef des finances par d'autres personnes.

Il est à noter que, même si le chef de la direction et le chef des finances estiment que les contrôles et procédures de communication de l'information de Pembina fournissent une assurance raisonnable quant à leur efficacité, ils ne s'attendent pas à ce que ces contrôles et procédures préviennent toutes les erreurs ou les fraudes. Tout système de contrôle, peu importe l'efficacité de sa conception et de son fonctionnement, ne peut fournir qu'une assurance raisonnable, et non absolue, quant à l'atteinte de ses objectifs.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Pembina s'est dotée d'un contrôle interne à l'égard de l'information financière conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne à l'égard de l'information financière approprié, au sens des règles 13a-15f) et 15d-15f) prises en application de la loi des États-Unis et du Règlement 52-109.

La direction, notamment le chef de la direction et le chef des finances, a procédé à l'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina en fonction des critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (COSO). En se fondant sur l'évaluation de la direction au 31 décembre 2019, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina était efficace.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 et aux directives de la SEC, la portée de l'évaluation ne comprenait pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Kinder Morgan Canada Limited, ni le contrôle lié au tronçon américain du réseau de pipelines Cochin, tous deux acquis par Pembina le 16 décembre 2019. La direction les a aussi exclus de son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina au 31 décembre 2019, car la date d'acquisition de Kinder était trop rapprochée de la date de clôture de l'exercice. De plus amples détails sur l'acquisition de Kinder sont présentés à la note 6 des états financiers consolidés. Les actifs et les produits acquis dans le cadre de l'acquisition

de Kinder représentent environ 16 % et néant, respectivement, du total des actifs et des produits de Pembina au 31 décembre 2019.

Compte tenu des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne vise pas à fournir l'assurance absolue qu'une anomalie dans les états financiers de Pembina peut être prévenue ou décelée. En outre, l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectuée à une date précise, et le maintien de l'efficacité au cours de périodes ultérieures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats.

L'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019 a été auditée par KPMG S.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme l'indique leur rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, qui est inclus dans les états financiers consolidés.

Changements dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina à compter du 16 décembre 2019 comprend les systèmes, les processus et les contrôles liés à l'acquisition de Kinder, ainsi que des contrôles additionnels conçus pour assurer la consolidation intégrale et exacte de l'information financière relative à l'acquisition de Kinder. Outre l'acquisition de Kinder, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 qui a eu, ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina.

10. MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

Modifications de méthodes comptables

Nouvelles normes adoptées en 2019

À l'exception des modifications mentionnées ci-après, les méthodes comptables décrites à la note 4 des états financiers consolidés ont été appliquées d'une manière uniforme à toutes les périodes.

IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »)

Pembina a adopté l'IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019. L'IFRS 16 présente une nouvelle définition du contrat de location qui met davantage en relief l'approche axée sur le contrôle du bien sous-jacent. De plus, l'IFRS 16 propose un modèle de comptabilisation unique au bilan par les preneurs selon lequel Pembina comptabilise un actif au titre du droit d'utilisation qui représente son droit d'utiliser le bien sous-jacent et son obligation locative qui représente son obligation de verser des paiements de loyers. La comptabilisation par le bailleur n'a pas changé, à l'exception des modifications apportées au classement des contrats de sous-location.

L'IFRS 16 a été appliquée selon l'approche rétrospective modifiée selon laquelle l'effet cumulatif de l'application initiale a été comptabilisé dans les capitaux propres au 1^{er} janvier 2019, comme il est indiqué plus loin. En conséquence, l'information financière comparative n'a pas été retraitée et est toujours présentée selon la norme comptable internationale (l'« IAS ») 17, *Contrats de location*, et l'interprétation 4 de l'International Financial Reporting Interpretations Committee (l'« IFRIC 4 »), intitulée *Déterminer si un accord contient un contrat de location*. Des précisions sur les méthodes comptables de Pembina appliquées aux termes de l'IAS 17 et de IFRIC 4 pour la période comparative sont présentées plus loin.

Lors de la transition à l'IFRS 16, Pembina a choisi d'appliquer la mesure de simplification afin de continuer à apprécier si un contrat conclu avant la date de première application était ou contenait un contrat de location, aux termes de IFRIC 4, plutôt que de procéder à une réévaluation selon la nouvelle définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16. Les contrats antérieurement désignés comme étant des contrats de location ont été constatés et évalués conformément à l'IFRS 16.

a. Méthodes comptables appliquées à compter du 1^{er} janvier 2019

Les passages suivants comportent des précisions sur les principales méthodes comptables appliquées aux termes de l'IFRS 16 et sur la nature des modifications apportées aux méthodes comptables employées antérieurement aux termes de l'IAS 17.

i. Contrats de location

Pour tous les contrats conclus ou modifiés à compter du 1^{er} janvier 2019, Pembina applique la définition d'un contrat selon l'IFRS 16 afin de déterminer si un contrat est ou contient un contrat de location. Un actif spécifique fait l'objet d'un contrat de location si le contrat confère le droit de contrôler l'utilisation de cet actif déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie. Cette détermination est effectuée à la passation d'un contrat et est réévaluée si les modalités du contrat sont modifiées.

À la passation ou à la réévaluation d'un contrat qui contient une composante locative, Pembina répartit la contrepartie prévue au contrat entre les composantes locatives et non locatives sur la base de leur prix distinct relatif. La contrepartie affectée aux composantes locatives est comptabilisée conformément aux méthodes appliquées aux contrats de location des preneurs et des bailleurs, comme il est décrit ci-dessous. La contrepartie affectée aux composantes non locatives est comptabilisée selon sa nature.

ii. Preneur

Les actifs loués sont comptabilisés en tant qu'actifs au titre de droits d'utilisation, et les obligations locatives correspondantes sont comptabilisées à l'état de la situation financière à la date de début. Les actifs au titre de droits d'utilisation comprennent les terminaux, les wagons de chemins de fer, les bâtiments, les réservoirs et les terrains et autres actifs.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés initialement au coût, qui comprend le montant initial de l'obligation locative ajusté pour tenir compte de tout loyer versé à la date de début du contrat de location ou avant cette date, plus les coûts initiaux engagés et l'estimation des coûts de démantèlement et d'enlèvement de l'actif sous-jacent et de remise en état du site d'un actif sous-jacent conformément aux dispositions du contrat de location, moins tout incitatif reçu. Les actifs au titre de droits d'utilisation comptabilisés par suite d'un regroupement d'entreprises sont initialement évalués de la même façon, plus un ajustement pour tenir compte des modalités favorables ou défavorables du contrat de location par rapport aux modalités en vigueur sur le marché. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués ultérieurement au coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur, ajusté pour tenir compte des réévaluations de l'obligation locative. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif et la durée du contrat de location.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers, déterminée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location s'il est facile à déterminer, ou du taux que Pembina serait tenue de payer pour procéder à des emprunts d'une durée similaire et assortis d'une garantie similaire afin d'obtenir un bien d'une valeur similaire à l'actif au titre du droit d'utilisation. Les paiements de loyers dans une période de renouvellement facultatif sont inclus dans l'obligation locative si Pembina a la certitude raisonnable d'exercer cette option. Par la suite, l'obligation locative augmente en raison des charges d'intérêts qui lui sont imputées et diminue par suite des paiements de loyers. Les charges d'intérêts, d'un montant correspondant à un taux d'intérêt périodique constant sur le solde de l'obligation locative, sont comptabilisées dans le bénéfice.

L'obligation locative est réévaluée s'il se produit un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'un changement d'un indice ou d'un taux, un changement dans la valeur résiduelle garantie estimée à payer ou un changement dans l'évaluation visant à déterminer si le preneur est raisonnablement certain d'exercer une option d'achat, une option de prolongation ou une option de résiliation. Un ajustement correspondant est apporté à l'actif au titre du droit d'utilisation lors de la réévaluation d'une obligation ou l'ajustement est comptabilisé dans le bénéfice si la valeur de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Pembina a choisi d'appliquer les exemptions relatives à la comptabilisation pour les contrats de location à court terme et de faible valeur. Pembina comptabilise en charges les paiements de loyers associés à ces contrats de location selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location.

iii. Bailleur

Les contrats de location conclus par le bailleur sont classés soit en tant que contrats de location simple, soit en tant que contrats de location-financement selon la nature du contrat. Les contrats de location transférant la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété des biens sont classés en tant que contrats de location-financement et tous les autres contrats sont classés en tant que contrats de location simple. Les contrats de sous-location sont classés, soit en tant que contrats de location simple, soit en tant que contrats de location-financement en référence à l'actif au titre du droit d'utilisation découlant du contrat de location principal. Aux termes de l'IAS 17, Pembina classait aussi les contrats de sous-location conclus par le bailleur en tant que contrat de location simple ou contrats de location-financement en s'appuyant sur l'évaluation globale qu'elle faisait pour déterminer si le contrat avait transféré la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif sous-jacent, compte tenu de certains facteurs comme la question de savoir si le contrat de location durait pendant la plus grande partie de la vie utile du bien.

Les actifs détenus en vertu d'un contrat de location-financement sont comptabilisés dans les créances résultant de contrats de location-financement à la valeur de l'investissement net dans le contrat de location. L'investissement net dans le contrat de location est évalué à la valeur actualisée nette des montants futurs à recevoir, déterminée au moyen du taux d'intérêt implicite dans le contrat de location. Les produits financiers sont comptabilisés sur la durée du contrat de location selon un rythme reflétant un taux de rendement constant sur les créances résultant de contrats de location-financement.

Les paiements de loyers associés aux contrats de location simple sont comptabilisés en produits selon le mode linéaire ou une méthode systématique représentative de la façon dont le preneur tire avantage de l'utilisation du bien sous-jacent.

b. Méthodes comptables appliquées avant le 1^{er} janvier 2019

Les passages suivants comportent des précisions sur les principales méthodes comptables appliquées conformément à l'IAS 17 et à l'IFRIC 4, aux termes desquelles les soldes comparatifs sont encore comptabilisés.

Au commencement d'un accord, Pembina détermine si cet accord est ou contient un contrat de location. Un actif spécifique fait l'objet d'un contrat de location si l'exécution de l'accord dépend de l'utilisation de l'actif spécifié. Un accord confère le droit d'utiliser l'actif si l'accord confère au preneur le droit de contrôler l'utilisation de l'actif sous-jacent.

Au commencement de l'accord ou lors d'un réexamen de l'accord, Pembina sépare les paiements et autres contreparties imposés par l'accord entre ceux afférents à la location et ceux concernant d'autres éléments sur la base de leurs justes valeurs relatives.

Les contrats de location aux termes desquels Pembina conserve la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété sont classés comme des contrats de location-financement. L'actif loué est comptabilisé initialement à un montant égal à sa juste valeur ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Après la comptabilisation initiale, l'actif est comptabilisé conformément à la méthode comptable qui s'y applique.

Les paiements minimaux au titre de la location qui sont versés aux termes d'un contrat de location-financement doivent être ventilés entre la charge financière et l'amortissement du solde de la dette. La charge financière est affectée à chaque période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif.

Les autres contrats de location sont des contrats de location simple et ils ne sont pas comptabilisés dans l'état consolidé de la situation financière de Pembina.

Les paiements versés aux termes d'un contrat de location simple pour le preneur sont comptabilisés en résultat net selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages reçus au titre de la location sont reportés et comptabilisés sur la durée du contrat de location.

Les paiements reçus aux termes d'un contrat de location simple pour le bailleur sont comptabilisés en résultat net conformément aux avantages reçus par le client.

c. Transition

i. Preneur

À la transition, les obligations locatives liées aux contrats antérieurement classés en tant que contrats de location simple en application de l'IAS 17 ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, déterminée à l'aide du taux d'emprunt marginal de Pembina au 1^{er} janvier 2019. Pour tous les contrats de location, les actifs au titre de droits d'utilisation ont été évalués à un montant correspondant à l'obligation locative. Pembina a appliqué les mesures de simplification suivantes à la transition :

- Pembina a appliqué un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques similaires plutôt que plusieurs taux d'actualisation pour apparier la durée de chaque contrat de location.
- Pembina s'est appuyée sur les évaluations des contrats de location déficitaires réalisées antérieurement aux termes de l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, au lieu d'effectuer un test de dépréciation des actifs au titre de droits d'utilisation, ce qui a donné lieu à un ajustement du solde des actifs au titre de droits d'utilisation équivalant au montant de la provision constituée pour les contrats de location déficitaires immédiatement avant la date de première application.
- Pembina a choisi de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives correspondantes pour les contrats de location ayant des durées inférieures aux douze mois restants.

La comptabilisation n'a pas changé pour les contrats antérieurement classés en tant que contrats de location-financement aux termes de l'IAS 17. À la transition, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative était égale à la valeur comptable de l'actif faisant l'objet de contrat de location et de l'obligation locative aux termes de l'IAS 17.

ii. Bailleur

Les contrats de sous-location antérieurement classés en tant que contrats de location simple sont comptabilisés en tant que contrats de location-financement aux termes de l'IFRS 16.

d. Incidence sur les états financiers

À la transition à l'IFRS 16, Pembina a comptabilisé les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives importants liés aux wagons de chemins de fer, aux bâtiments et aux terrains. La note 13 afférente aux états financiers consolidés présente plus d'information sur les contrats de location.

i. État consolidé de la situation financière

L'adoption de l'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 a eu les incidences suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Au 31 décembre 2018	Ajustements	Valeur d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2019
Actifs			
Actifs courants			
Créances clients et autres débiteurs ¹⁾	604	1	605
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles ²⁾	14 730	(18)	14 712
Actifs au titre de droits d'utilisation ³⁾	—	427	427
Avances versées à des parties liées et autres actifs ^{1), 4)}	144	33	177
Passifs et capitaux propres			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres ⁴⁾	870	(7)	863
Prêts et emprunts ⁵⁾	480	(8)	472
Obligations locatives	—	64	64
Passifs non courants			
Prêts et emprunts ⁵⁾	7 057	(11)	7 046
Obligations locatives	—	416	416
Passifs d'impôt différé	2 774	8	2 782
Autres passifs ⁴⁾	239	(41)	198
Capitaux propres			
Attribuables aux actionnaires	14 344	22	14 366

¹⁾ Tient compte des créances liées aux contrats de location-financement du bailleur.

²⁾ Les actifs faisant l'objet de contrats de location-financement antérieurement comptabilisés dans les immobilisations corporelles ont été reclassés dans les actifs au titre de droits d'utilisation.

³⁾ Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés à une valeur correspondant à l'obligation locative connexe de 480 millions de dollars, diminuée d'un montant de 33 millions de dollars pour les accords de sous-location, diminuée du solde des obligations locatives déficitaires de 20 millions de dollars au 31 décembre 2018.

⁴⁾ Les paiements de loyers au titre de contrats de location simple étaient comptabilisés antérieurement selon le mode linéaire, et la différence entre les paiements en trésorerie et les charges (produits) était comptabilisée comme actif différé au titre d'un contrat de location ou passif différé au titre d'un contrat de location. Ces reports ont été décomptabilisés lors de l'adoption de l'IFRS 16. De plus, des passifs au titre de contrats de location déficitaires de 20 millions de dollars ont été déduits des actifs au titre de droits d'utilisation.

⁵⁾ Les contrats de location-financement antérieurement comptabilisés dans les prêts et emprunts ont été reclassés dans les obligations locatives.

ii. Rapprochement des obligations locatives

<i>(en millions de dollars)</i>	
Engagements au titre de contrats de location, présentés au 31 décembre 2018	796
Contrats de location qui n'ont pas encore débuté	(33)
Composantes non locatives	(217)
Options de renouvellement que le preneur a la certitude raisonnable d'exercer	53
Total des paiements de loyers non actualisés	599
Incidence de l'actualisation ¹⁾	(119)
Obligations locatives comptabilisées au 1 ^{er} janvier 2019	480

¹⁾ Pembina a actualisé les paiements de loyers à l'aide du taux d'emprunt marginal ajusté pour tenir compte du risque de crédit applicable au contrat. Le taux moyen pondéré appliqué à la transition pour toutes les obligations locatives s'établissait à 4,01 %.

iii. Incidence financière sur le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2019

La nature des charges afférentes aux accords de location dont Pembina est le preneur a changé étant donné qu'en vertu de l'IFRS 16, la charge relative aux contrats de location simple comptabilisée selon le mode linéaire a été remplacée par l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation et par des charges d'intérêts afférentes aux obligations locatives. La modification n'a pas eu d'incidence marquée sur le bénéfice. Pour le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2019, la modification a donné lieu à une hausse du BAIIA ajusté de respectivement 16 millions de dollars et 61 millions de dollars. Pour leur part, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés se sont tous deux accrus de 13 millions de dollars et de 56 millions de dollars pour le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2019, respectivement, tandis que les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont reculé du même montant du fait que les remboursements afférents aux obligations locatives sont maintenant présentés dans les activités de financement du tableau consolidé des flux de trésorerie de Pembina. L'effet net sur les flux de trésorerie a été nul.

Nouvelles normes et interprétations non encore adoptées

Un certain nombre de nouvelles normes sont en vigueur pour les exercices ouverts après le 1^{er} janvier 2020. Leur application anticipée est permise. Toutefois, Pembina n'a pas adopté de manière anticipée les nouvelles normes ou leur modification dans la préparation des états financiers consolidés de Pembina.

Les normes et interprétations modifiées qui suivent ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés de Pembina, au moment de leur adoption le 1^{er} janvier 2020.

- Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS
- Définition d'une entreprise (modifications de l'IFRS 3)
- Définition du terme « significatif » (modifications de l'IAS 1 et de l'IAS 8)

Jugements et estimations comptables d'importance critique

L'établissement d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction ait recours à son jugement, fasse des estimations et pose des hypothèses fondées sur les faits, circonstances et estimations à la date des états financiers consolidés, qui influent sur l'application des méthodes comptables ainsi que sur la valeur comptable des actifs, des passifs, des produits et des charges. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Les jugements, estimations et hypothèses sous-jacentes sont passés en revue régulièrement. Toute révision des estimations comptables est constatée dans la période au cours de laquelle les estimations sont révisées ainsi que dans les périodes futures touchées par ces révisions.

Les jugements et les incertitudes liées aux estimations qui suivent sont ceux que la direction considère comme significatifs pour les états financiers consolidés :

Jugements

i) Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. La détermination de la juste valeur oblige souvent la direction à faire appel à son jugement à l'égard d'événements futurs possibles. Les hypothèses posées dans l'identification, le classement et l'évaluation des contrats de location, dans le calcul de la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles acquises, des provisions pour démantèlement et des passifs sur contrats repris ainsi que dans l'établissement de l'impôt différé demandent généralement un plus grand recours au jugement.

ii) Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles

Les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles sont fondés sur le jugement porté par la direction quant à la méthode la plus appropriée pour rendre compte du rythme attendu de consommation de l'avantage économique futur tiré d'un actif par Pembina. Parmi d'autres facteurs, ces jugements reposent sur les normes du secteur et sur l'expérience historique.

iii) Dépréciation

L'évaluation de la dépréciation des actifs non financiers se fonde sur le jugement de la direction quant à l'existence ou à l'inexistence de facteurs internes et externes suffisants indiquant qu'un actif, qu'une participation, qu'une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») s'est déprécié. La délimitation des UGT repose sur le jugement de la direction, qui doit déterminer le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie indépendantes de celles que génèrent d'autres actifs. De plus, la direction exerce son jugement pour affecter le goodwill acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises à l'UGT ou au groupe d'UGT et qui devrait découler des synergies attribuables au regroupement d'entreprises pour les besoins du test de dépréciation. Lorsqu'un test de dépréciation est effectué, la valeur comptable de chaque UGT ou d'un groupe d'UGT est comparée à sa valeur recouvrable, qui s'entend de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de vente, selon la plus élevée des deux. Ainsi, la composition des actifs d'une UGT ou d'un groupe d'UGT influe directement sur la valeur comptable et la recouvrabilité des actifs de cette UGT.

iv) Appréciation du contrôle conjoint sur les partenariats

L'établissement d'un contrôle conjoint requiert l'exercice du jugement concernant l'influence que Pembina a sur les décisions financières et opérationnelles d'une entreprise et l'ampleur des avantages qu'elle obtient, compte tenu des faits et circonstances du partenariat observés pendant la période de présentation de l'information financière. Le contrôle conjoint existe dans le cas où les décisions relatives aux activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties qui contrôlent collectivement l'entreprise. Il se peut que seul le pourcentage de participation ne soit pas un facteur déterminant d'un contrôle conjoint.

v) Rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires

Le rythme de comptabilisation des produits est tributaire du jugement de la direction à l'égard de la nature des obligations de prestation de Pembina, du montant de la contrepartie alloué aux obligations de prestation qui ne sont pas vendues séparément, de l'évaluation de droits significatifs et du moment où ces obligations de prestations ont été remplies.

vi) Contrats de location

La direction exerce son jugement pour déterminer si un accord est un contrat de location ou s'il en contient un, tant du point de vue d'un preneur que de celui d'un bailleur. Cette évaluation détermine si le contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie. Les principaux jugements portent sur la question de savoir si un contrat identifie un bien (ou une partie d'un bien), si le preneur obtient la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'actif sur la durée du contrat et si le bailleur a le droit de décider de l'utilisation du bien. La direction exerce aussi son jugement dans la détermination du taux utilisé pour actualiser les paiements de loyers.

Estimations

i) Regroupements d'entreprises

Des estimations des flux de trésorerie futurs, des prix prévus, des taux d'intérêt, des taux d'actualisation, du coût, des valeurs de marché et des durées d'utilité sont effectuées dans le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. Tout changement apporté aux hypothèses ou aux estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris pourrait avoir une incidence sur les montants attribués aux actifs, aux passifs, aux immobilisations incorporelles, au goodwill et aux impôts différés dans la répartition du prix d'achat. Toute variation des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et des pertes de valeur d'actifs et du goodwill futurs en résultant pourrait avoir des répercussions sur le bénéfice des exercices futurs.

ii) Provisions et éventualités

La direction exerce son jugement pour définir le degré de probabilité que les actifs et les passifs éventuels se matérialiseront afin de déterminer l'issue des éventualités. Les provisions comptabilisées sont fondées sur la meilleure estimation de la direction en ce qui a trait à l'échéancier, à l'étendue et au montant des sorties de trésorerie futures attendues afin de régler l'obligation.

Compte tenu de la nature à long terme de la provision pour démantèlement, les plus importantes incertitudes liées à l'estimation de la provision résident dans l'établissement de l'existence d'une obligation actuelle, les taux d'actualisation et d'inflation appliqués, les coûts à engager et le moment où ces coûts seront engagés.

iii) Impôt différé

Le calcul de l'actif ou du passif d'impôt différé est basé sur des hypothèses quant à l'échéancier de plusieurs événements imposables et sur les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés qui devraient être applicables au bénéfice des exercices au cours desquels on s'attend à ce que les différences temporaires se réalisent ou s'inversent.

iv) Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles

La durée d'utilité estimée des immobilisations corporelles et incorporelles est fondée sur les hypothèses et les estimations de la direction en ce qui a trait aux durées d'utilité physique et économique, lesquelles peuvent être associées à la durée d'utilité des réserves et aux types de marchandises de la zone de production, en plus de la valeur résiduelle estimée.

v) Dépréciation des actifs non financiers

Pour établir la valeur recouvrable d'une UGT, d'un groupe d'UGT ou d'un actif individuel, la direction recourt à ses meilleures estimations des flux de trésorerie futurs et évalue les taux d'actualisation afin de tenir compte de sa meilleure estimation d'un taux qui reflète l'évaluation de la valeur temps de l'argent du marché actuel et les risques particuliers associés aux actifs et aux flux de trésorerie sous-jacents.

vi) Dépréciation des actifs financiers

L'évaluation des actifs financiers comptabilisés au coût amorti tient compte des estimations de la direction concernant les pertes de crédit attendues qui seront réalisées sur ces actifs financiers.

vii) Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

L'estimation de la valeur du contrat repose sur les évaluations de la direction de la question de savoir si la contrepartie variable fait l'objet d'une limitation ou si elle ne peut être raisonnablement estimée, de sorte que le montant ou une partie du montant ne puisse pas être inclus dans le calcul de l'estimation de la valeur du contrat. De plus, la direction effectue une estimation de la probabilité que le fait qu'un client se prévale de ses droits de compensation inutilisés influe sur le moment de la comptabilisation des produits. Par ailleurs, dans l'établissement du montant de la contrepartie à affecter aux obligations de prestation qui ne sont pas vendues séparément, la direction estime le prix de vente spécifique de chaque obligation de prestation aux termes du contrat en tenant compte de l'emplacement et du volume des biens ou services à fournir, de l'environnement économique et des facteurs propres au client.

viii) Juste valeur des instruments financiers

Pour les instruments financiers évalués au niveau 2, la direction pose des hypothèses et estime la valeur en se fondant sur des données observables, comme les cours à terme, la valeur temps de l'argent et les facteurs de la volatilité. Pour les instruments financiers évalués au niveau 3, la direction utilise des estimations de prévisions financières, des flux de trésorerie attendus et des taux d'actualisation ajustés pour tenir compte du risque afin d'évaluer la juste valeur.

ix) Obligations au titre des avantages du personnel

Une évaluation actuarielle est effectuée afin d'évaluer les obligations nettes au titre des avantages du personnel de Pembina à l'aide des meilleures estimations de la direction portant sur la longévité, les taux d'actualisation et d'inflation, les augmentations de la rémunération, les rendements des actifs des régimes sur le marché, et les taux de départ à la retraite et de cessation d'emploi.

x) Contrats de location

Lorsqu'elle évalue ses obligations locatives, la direction apprécie les prix de vente distincts de chaque composante locative et non locative afin de répartir la contrepartie entre chaque composante. La direction estime du mieux qu'elle peut la probabilité de l'exercice de l'option de renouvellement, de prolongation ou de résiliation lorsqu'elle détermine la durée du contrat de location.

11. FACTEURS DE RISQUE

La proposition de valeur de Pembina est fondée sur un équilibre entre les avantages économiques et la prise de risques. Pembina cherche à réduire le risque, au besoin. Pembina cherche continuellement à atténuer l'incidence des risques sur son entreprise en répertoriant tous les risques significatifs afin de pouvoir les gérer adéquatement. Pour faciliter la détermination et la gestion des risques, Pembina a mis en place un programme de gestion des risques exhaustif. Les facteurs de risque pouvant influencer sur les activités et l'exploitation de Pembina et de ses filiales en exploitation sont abordés dans le présent rapport de gestion et analysés plus en détail dans la notice annuelle de Pembina, dont un exemplaire électronique est accessible à l'adresse www.pembina.com ou dans le profil de Pembina sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et lesquels peuvent être consultés sur le profil de Pembina sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov où ils ont été déposés sur formulaire 40-F. De plus, d'autres renseignements sur le risque de contrepartie, le risque de marché et le risque de liquidité ainsi que d'autres renseignements sur la gestion des risques financiers sont présentés à la note 24 des états financiers consolidés.

Risque marchandises

Les activités de Pembina sont exposées à la volatilité du prix des marchandises, et une baisse importante de ces prix pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats financiers.

Certains contrats de transport ou des ententes de tarification visant les actifs pipeliniers de Pembina ne comprennent pas d'engagements d'achat ferme de la part des producteurs de pétrole brut et de gaz et, par conséquent, Pembina est exposée à un risque lié au volume à l'égard de ces actifs. Une diminution des volumes transportés peut avoir une incidence directe et défavorable sur les produits et le bénéfice de Pembina. La demande et l'utilisation des actifs pipeliniers de Pembina peuvent être touchées par des facteurs tels que l'évolution des paramètres fondamentaux du marché, les goulots d'étranglement de la capacité, les incidents relatifs à l'exploitation, les restrictions réglementaires, la maintenance des systèmes, les conditions météorologiques et l'intensification de la concurrence. Les paramètres fondamentaux du marché, tels que les prix des marchandises et les écarts de prix, la consommation de gaz naturel et d'essence, les sources d'énergie de substitution et les perturbations de l'approvisionnement mondial, qui sont indépendants de la volonté de Pembina, peuvent se répercuter sur l'approvisionnement des marchandises transportées dans les pipelines de Pembina et sur la demande pour celles-ci. Se reporter à la rubrique « Remplacement des réserves, débit et demande pour les produits » ci-après.

Le secteur Commercialisation de Pembina comprend les activités liées aux services de stockage, de terminaux et de plaques tournantes. Ces activités exposent Pembina à certains risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et, par conséquent, Pembina peut être exposée à la volatilité des produits et à la dépréciation liée à la valeur comptable des produits entreposés à l'égard de ces activités. Pembina conclut principalement des contrats visant l'achat et la vente de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel à des cours variables. Ainsi, les prix des produits commercialisés par Pembina sont volatils en raison de divers facteurs, entre autres les variations saisonnières de la demande, les conditions météorologiques sévères, les niveaux des stocks sur le marché, la conjoncture économique, l'évolution des marchés du pétrole brut et d'autres facteurs. Pembina gère ce risque en équilibrant les achats et les ventes afin d'obtenir des marges moins volatiles. Bien que Pembina gère les risques liés aux prix et à la qualité, les marges de commercialisation à l'égard des marchandises peuvent varier et ont varié sensiblement d'une période à l'autre dans le passé. Ce phénomène pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats des activités commerciales du secteur Commercialisation de Pembina ainsi que sur ses résultats

d'exploitation globaux. Afin de réduire cette variabilité inhérente à son secteur Commercialisation, Pembina a investi dans des actifs qui ont une composante de produits tirés d'honoraires, et continuera de le faire.

Pembina est également exposée au risque du fléchissement des cours et de la diminution des marges de fractionnement entre le moment où Pembina fait l'achat de charges d'alimentation de LGN et celui où elle vend des produits de LGN. La marge de fractionnement est la différence entre les prix de vente des produits de LGN et le coût des LGN tirés du gaz naturel et acquis à des prix liés à ceux du gaz naturel. Les marges de fractionnement peuvent changer considérablement d'une période à l'autre selon la relation entre les prix des LGN et du gaz naturel (le « ratio de la marge de fractionnement »), les prix des marchandises en absolu, les écarts de transport et les fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Outre les fluctuations du ratio de la marge de fractionnement, il existe également un écart entre les prix des produits des LGN et les prix du pétrole brut qui peut avoir une incidence sur les marges réalisées pour les produits des services intermédiaires. Le montant du bénéfice réalisé ou de la perte subie sur la partie de l'extraction des activités augmentera ou diminuera en règle générale avec les marges de fractionnement. Cette exposition peut donner lieu à une variabilité des flux de trésorerie générés par l'unité Commercialisation, ce qui pourrait avoir une incidence sur Pembina et les dividendes en trésorerie qu'elle est en mesure de distribuer.

Pembina a recours à des instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques globale afin de gérer son exposition au risque marchandises, au risque de taux d'intérêt, au risque du coût de l'électricité et au risque de change. Afin d'atténuer le risque marchandises, par exemple, Pembina établit activement une partie de son exposition aux marges de fractionnement par l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Par ailleurs, les activités du secteur Commercialisation de Pembina sont également exposées à la variabilité des écarts en matière de qualité, de calendrier et d'emplacement pour divers produits, et Pembina peut recourir à des instruments financiers pour compenser son exposition à ces écarts. Pembina n'effectue aucune opération sur instruments financiers à des fins de spéculation. Les fluctuations des prix des marchandises et la volatilité peuvent également avoir une incidence sur les activités des producteurs et le débit dans l'infrastructure de Pembina, comme il est expliqué plus en détail ci-dessous.

Pour en savoir plus sur les instruments financiers et le programme de gestion des risques financiers de Pembina, il y a lieu de se reporter à la note 24 afférente aux états financiers consolidés de Pembina qui est intégrée par renvoi dans le présent document.

Réglementation et législation

La législation de l'Alberta et de la Colombie-Britannique veille à ce que les producteurs disposent d'occasions justes et raisonnables de produire, de traiter et de commercialiser leurs réserves. L'AER et la BCOGC, en Alberta et en Colombie-Britannique, respectivement, peuvent déclarer que l'exploitant d'un pipeline est un transporteur commun de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel et que, à ce titre, il ne doit pas faire preuve de discrimination à l'endroit des producteurs qui souhaitent accéder au pipeline. Les autorités de réglementation qui déclarent que des exploitants de pipeline sont des transporteurs communs peuvent aussi définir les conditions selon lesquelles un transporteur est tenu d'accepter et de transporter les produits, y compris les tarifs qui peuvent être facturés. Les producteurs et les expéditeurs peuvent également demander aux autorités de réglementation compétentes de revoir et de réglementer les tarifs s'ils sont en mesure de prouver que ces tarifs ne sont pas justes et raisonnables. La possibilité que les tarifs soient réglementés directement, bien que jugée improbable par Pembina, pourrait rendre les tarifs moins avantageux pour Pembina et affecter la rentabilité de l'exploitation des réseaux de pipelines réglementés.

L'AER est le principal organisme de réglementation qui supervise les permis du secteur énergétique délivrés en Alberta à Pembina, à certaines exceptions mineures près. Certaines filiales de Pembina possèdent des pipelines situés en Colombie-Britannique, qui sont réglementés par la BCOGC, et des pipelines transfrontaliers (interprovinciaux et internationaux), qui sont réglementés par la REC et/ou la FERC des États-Unis. Certaines activités et certains projets d'expansion de Pembina sont assujettis à une réglementation supplémentaire et, au fur et à mesure que les activités de Pembina prendront de l'expansion partout au Canada et en Amérique du Nord, Pembina pourrait devoir se conformer aux exigences d'autres organismes de réglementation et de corps législatifs, comme l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (l'« agence d'évaluation d'impact »), le BCEAO, le ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario, le ministère de l'Économie de la Saskatchewan et la Direction des ressources pétrolières du ministère des Ressources minières du Manitoba. Aux É.-U., les tarifs relatifs aux pipelines sont réglementés par la FERC et doivent être déclarés à celle-ci, alors que l'exploitation des pipelines est régie par la PHMSA, qui établit les normes en matière de conception, de construction, d'essais sous pression, d'exploitation et de maintenance, de contrôle de la corrosion, de formation et de compétences du personnel, de déclaration d'accidents et de tenue de registres. L'Office of Pipeline Safety, qui fait partie de PHMSA, procède à des inspections et applique la réglementation sur la sécurité pipelinière partout aux États-Unis. Tous les règlements et toutes les obligations de conformité environnementale peuvent faire l'objet de modifications à l'initiative de la PHMSA. Pembina surveille continuellement les règlements actuels et ceux qui sont en cours de modification dans tous les territoires où elle exerce actuellement des activités ou dans lesquels elle pourrait prendre de l'expansion dans l'avenir, ainsi que les incidences éventuelles sur ses activités. Toutefois, Pembina ne peut prédire les modifications réglementaires futures, et ces modifications se rapportant à la conformité et à la réglementation dans un ou plusieurs territoires pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Pembina, ses résultats financiers et ses actionnaires.

Le projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, est entré en vigueur le 28 août 2019 et a entraîné le remplacement de l'ONÉ par la REC. La loi C-69 constitue également une réforme du mécanisme fédéral d'évaluation environnementale au Canada en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (Canada) (la « LCEE »), laquelle a été remplacée par la *Loi sur l'évaluation d'impact* (Canada) (la « LEI »). De même, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale a été remplacée par la nouvelle Agence d'évaluation d'impact, à titre d'organisme responsable d'effectuer toutes les évaluations d'impact fédérales (anciennement les « évaluations environnementales ») pour certains projets désignés en vertu de la LEI, sauf si elles sont renvoyées devant une commission. La liste de projets désignés qui seront assujettis à une évaluation obligatoire en vertu de la LEI est similaire à celle en vigueur en vertu de la LCEE. Toutefois, la longueur des nouveaux pipelines pour lesquels une évaluation d'impact est requise est passée de 40 km à 75 km. La LEI proposée contient également un processus d'évaluation de projet d'une plus grande portée que celui de la LCEE et prévoit une consultation améliorée avec les groupes qui peuvent être touchés par les projets proposés, tout en élargissant l'éventail de facteurs et des considérations qui doivent être pris en compte dans le cadre du processus d'évaluation de projet. La REC continue de superviser les projets énergétiques fédéraux, interprovinciaux et internationaux approuvés de manière semblable à l'ancien régime sous l'autorité de l'ONÉ, et les nouveaux projets sont soumis à une commission en vertu de la LEI. Comme les nouveaux projets ne sont pas encore assujettis au nouveau mécanisme fédéral d'évaluation d'impact, Pembina continue de suivre de près l'évolution du dossier. Dans la mesure où ces changements allongent les délais d'évaluation de projet, le nouveau mécanisme pourrait avoir une incidence importante sur le temps et les ressources financières dont aurait besoin Pembina pour obtenir les approbations visant la construction et l'exploitation de pipelines internationaux ou interprovinciaux ou visant d'autres projets énumérés dans la liste de la LEI. Le nouveau mécanisme peut alors avoir une

incidence importante et directe sur l'entreprise et les résultats financiers de Pembina et pourrait également avoir une incidence indirecte sur l'entreprise et les résultats financiers de Pembina, en se répercutant sur la situation financière et les projets de croissance de ses clients et, finalement, sur les niveaux de production et le débit des pipelines et des installations de Pembina.

La législation fédérale et étrangère, en particulier celle qui porte sur les investissements étrangers, comme la *Loi sur la concurrence* (Canada), la *Loi sur l'investissement Canada* (Canada) et leurs équivalents dans des territoires étrangers, pourrait également avoir une incidence sur l'entreprise et la situation financière de Pembina.

Rien ne garantit que les modifications apportées aux lois de l'impôt sur le revenu, aux lois ou aux politiques de nature réglementaire ou environnementale ainsi que les programmes incitatifs gouvernementaux relatifs aux industries des pipelines, du pétrole brut ou du gaz naturel, n'auront pas une incidence défavorable sur Pembina ou sur la valeur de ses titres.

Risques opérationnels

Les risques opérationnels comprennent notamment : les fuites de pipelines, les pannes ou défaillances d'équipement, de pipelines et d'installations, de systèmes ou de processus informatiques; la compromission des systèmes d'information et de contrôle; les contre-performances de l'équipement par rapport aux niveaux prévus à l'origine (du fait d'une utilisation incorrecte, de la dégradation imprévue ou de défauts de conception, de construction ou de fabrication); les déversements aux terminaux routiers ou aux plaques tournantes; les déversements associés au chargement et au déchargement de substances potentiellement dangereuses des wagons ferroviaires ou des camions; les mauvaises conditions maritimes (y compris les tempêtes et la hausse du niveau de la mer) et les déversements et les fuites de navires chargés à notre terminal maritime; le défaut de maintenir des stocks appropriés de pièces de rechange; les erreurs de la part d'opérateurs; les conflits de travail; les différends avec les installations interreliées et les transporteurs; les interruptions d'exploitation ou la répartition des ressources sur des réseaux ou à des raffineries de tiers qui pourraient empêcher la pleine utilisation des installations et des pipelines de Pembina ainsi que les catastrophes comme, notamment, les phénomènes météorologiques extrêmes, y compris les incendies, les inondations et les autres catastrophes naturelles, les explosions, les déraillements de trains, les tremblements de terre, les épidémies généralisées d'épidémies ou de pandémies, les actes terroristes et les sabotages ainsi que d'autres événements semblables, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Pembina et qui pourraient tous causer des perturbations des activités, des dommages aux actifs, des déversements connexes ou d'autres problèmes environnementaux et des retards au chapitre de la construction, de la main-d'œuvre et des matériaux. Pembina peut également être exposée à l'occasion à d'autres risques liés à l'exploitation qui ne sont pas mentionnés dans la phrase précédente. En outre, les conséquences de tout incident d'exploitation (y compris les incidents survenus par suite d'états de mer défavorables) au terminal Wharves de Vancouver ou impliquant un navire recevant des produits de notre terminal Wharves de Vancouver pourraient être encore plus importantes en raison des complexités que comporte le traitement de fuites et de rejets survenus en mer ou le long des côtes ou encore la réparation des terminaux maritimes. Des fuites, des rejets ou d'autres incidents impliquant ces navires, ou d'autres opérateurs similaires le long de la côte Ouest, pourraient entraîner des dommages importants à l'environnement, une réduction importante de l'activité de navigation océanique dans les zones touchées ou des perturbations ou des retards dans cette activité, y compris notre capacité d'exercer efficacement nos activités à notre terminal Wharves de Vancouver. La survenance ou la poursuite de l'un des événements ci-dessus pourrait faire augmenter les charges d'exploitation des actifs de Pembina ou réduire les produits, ce qui aurait une incidence sur le bénéfice. De plus, les installations et les pipelines de Pembina dépendent de l'électricité pour fonctionner. Toute panne

ou défaillance des systèmes d'alimentation, de distribution ou de transport d'électricité à l'échelle locale ou régionale pourrait avoir un effet considérable sur le maintien des activités. En outre, une hausse importante du coût de l'électricité ou des combustibles pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les profits réalisés lorsque les contrats pertinents ne prévoient pas le recouvrement de ces coûts. À long terme, les contraintes relatives au développement des ressources naturelles pourraient subir les répercussions des initiatives ou des politiques en matière de changements climatiques, ce qui entraînerait des charges d'exploitation, des retards ou des restrictions supplémentaires.

Pembina entend préserver la valeur pour les clients et les actionnaires en gérant de manière proactive le risque d'exploitation, et ce, en veillant à ce que ses activités soient exercées de manière sécuritaire et fiable. Les membres de la haute direction sont responsables de la supervision du risque d'exploitation et s'assurent par conséquent que des politiques, des procédures et des systèmes adéquats sont mis en œuvre au sein de leurs unités d'exploitation respectives et que les contrôles internes sont efficaces. Pembina a également mis sur pied un vaste programme de gestion de l'intégrité de son réseau de pipelines, qui comprend l'élaboration et l'utilisation d'outils d'inspection interne et d'autres technologies de détection des fuites. Les programmes de maintenance, d'excavation et de réparation de Pembina sont axés sur l'atténuation des risques et les ressources sont donc appliquées aux éléments les plus avantageux, et les infrastructures sont remplacées ou réparées selon les besoins. Pembina souscrit une assurance qui couvre une partie, mais non la totalité, des accidents selon les montants habituels pour des activités similaires, et cette garantie peut ne pas être suffisante pour compenser tous ces accidents. En outre, Pembina a un programme de gestion de la sécurité exhaustif conçu pour réduire les risques liés à la sécurité.

Achèvement et calendrier des projets d'expansion

La réussite des projets de croissance et d'expansion de Pembina est tributaire de certains facteurs indépendants de la volonté de Pembina, notamment l'état général de l'économie, du contexte commercial et des marchés, la mobilisation de capitaux à des taux avantageux, la réception des approbations des autorités de réglementation, la conclusion d'ententes commerciales à long terme avec des clients relativement à certains tronçons des expansions, les échéanciers de construction, les difficultés, retards et coûts liés à la mise en fonction pouvant varier selon l'offre, la demande ou l'inflation, la main-d'œuvre, la disponibilité des matériaux et des équipements, l'inexécution des travaux par des sous-traitants, les actes de protestation ou de désobéissance civiles, le terrorisme ou le sabotage, les conditions météorologiques, le coût des services techniques et le changement de gouvernements qui ont accordé les approbations réglementaires. Rien ne garantit que les approbations réglementaires nécessaires seront reçues, ni qu'elles seront accordées selon des modalités qui permettent toujours à Pembina de réaliser le rendement de l'investissement prévu à l'égard d'un projet donné, ni que des ententes avec des clients seront conclues selon les besoins et en temps opportun, ni que des tiers s'acquitteront de leurs obligations contractuelles en temps opportun, et Pembina ne peut fournir aucune garantie à cet égard. Certains facteurs comme l'opposition de certains groupes d'intérêts spéciaux, les exigences de concertation avec les Autochtones, les propriétaires fonciers et d'autres parties prenantes, la protestation ou la désobéissance civiles, l'évolution du soutien lié aux expéditeurs et l'évolution du cadre législatif ou réglementaire pourraient tous influencer sur l'atteinte d'étapes importantes de nature contractuelle et réglementaire. Par conséquent, les estimations de coûts et les dates d'achèvement liées aux principaux projets de Pembina peuvent changer à divers stades du projet. Les projets en démarrage font l'objet d'enjeux supplémentaires, comme l'obtention des concessions, des servitudes, des droits de passage, des permis et des licences auprès des propriétaires fonciers ou des pouvoirs publics autorisant les accès nécessaires à l'exécution des projets, de même que les obligations en matière de consultation des Autochtones. Par conséquent, les coûts réels et les calendriers de construction peuvent différer,

parfois sensiblement, des estimations initiales, et certains projets pourraient même se révéler impossibles à réaliser, du moins selon les plans. Qui plus est, des travaux de maintenance peuvent être nécessaires à intervalles plus fréquents que les prévisions actuelles et il se peut que doivent être engagées des dépenses d'investissement de maintien significatives imprévues.

Aux termes de la plupart de ses contrats en matière de construction et d'exploitation, Pembina est tenue de construire les installations et les pipelines, peu importe les délais et les augmentations de coûts, et elle assume tous les risques liés aux dépassements des coûts. Les contrats futurs conclus avec des clients à l'égard d'expansions pourraient prévoir des modalités analogues. Bien qu'aucun important dépassement des coûts non dévoilé n'ait été porté à la connaissance de Pembina à la date des présentes relativement à ses projets en cours, cette éventualité pourrait affecter les paramètres économiques de projets en particulier, ainsi que les activités d'exploitation et les résultats financiers de Pembina et pourrait réduire le rendement sur l'investissement prévu de Pembina, facteur qui pourrait comprimer la trésorerie disponible aux fins de versement des dividendes et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt et autres de Pembina.

Possibilité que la Société ne réalise pas les avantages attendus de sa stratégie d'entreprise ou de l'acquisition de Kinder

Pembina évalue continuellement la proposition de valeur des projets d'expansion, des nouvelles acquisitions ou des dessaisissements. La planification et l'analyse des investissements dépendent en grande partie de l'exactitude des hypothèses de prévision et, dans la mesure où celles-ci ne se concrétisent pas, la performance financière peut être moindre ou plus volatile que prévu. La volatilité de l'économie, les modifications touchant les estimations de coûts, l'incapacité à obtenir les approbations réglementaires et les permis, l'étendue des projets et l'évaluation des risques peuvent se traduire par une perte de profit pour Pembina. Dans le cadre de sa stratégie, Pembina pourra conclure ultérieurement des acquisitions d'actifs ou d'autres entités. La réalisation des avantages découlant des acquisitions passées et futures dépend en partie du succès de la consolidation des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et des effectifs en temps opportun et de manière efficace, ainsi que de la capacité de Pembina de réaliser les possibilités de croissance et les synergies attendues du regroupement des entreprises et des activités acquises avec celles de Pembina. Les acquisitions de grande envergure, en particulier, peuvent comporter des risques importants liés aux prix et à l'intégration. L'intégration des entreprises et des entités acquises nécessite que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources considérables, ce qui peut détourner son attention et ses ressources des autres occasions stratégiques et questions opérationnelles pendant ce processus. Le processus d'intégration peut également se traduire par la perte d'employés clés et la perturbation des activités, des relations avec la clientèle et des relations de travail courantes, ce qui pourrait nuire à la capacité de Pembina de réaliser les avantages attendus des acquisitions. Les acquisitions peuvent aussi exposer Pembina à d'autres risques, notamment des risques liés à l'entrée sur des marchés ou l'exécution d'activités à l'égard desquels Pembina n'a que peu ou pas d'expérience directe et un risque de crédit accru découlant de la reprise de dettes, de coûts et de passifs éventuels supplémentaires et de l'exposition aux responsabilités liées à l'entreprise ou aux actifs acquis.

Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Sources de financement supplémentaires » ci-dessous.

Pembina a réalisé l'acquisition de Kinder dans le but d'acquérir des actifs stratégiquement répartis, y compris le réseau de pipelines Cochin, l'entreprise de stockage et le terminal d'Edmonton, et le terminal Wharves de Vancouver, une entreprise de stockage en vrac et d'exportation et d'importation, qui s'intègrent très bien dans la chaîne de valeur de Pembina, et offrent encore plus de possibilités d'intégration, tout en permettant à Pembina de diversifier son offre de services, dans différentes monnaies et sur différents marchés, et de renforcer ses mesures de protection financière. La réalisation des avantages à tirer

de l'acquisition de Kinder dépend en partie du succès du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et du personnel en temps opportun et d'une manière efficiente ainsi que de la capacité de Pembina de réaliser les possibilités de croissance et les synergies prévues découlant du regroupement des entreprises et des activités acquises de Kinder avec celles de Pembina. L'intégration des actifs obtenus à l'acquisition de Kinder et du réseau de pipelines Cochin nécessite que la direction y consacre beaucoup d'efforts, de temps et de ressources, ce qui pourrait avoir pour effet de détourner l'attention et les ressources de la direction des autres occasions stratégiques et des questions liées à l'exploitation pendant le processus d'intégration. Le processus d'intégration pourrait entraîner la perte d'employés clés ainsi que la perturbation des relations avec les employés et les clients ainsi que des relations commerciales actuelles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de Pembina de tirer les avantages prévus de l'acquisition de Kinder.

Propriété conjointe et tiers exploitants

Certains actifs de Pembina sont détenus conjointement et régis par des conventions de sociétés de personnes et d'actionnaires. En conséquence, certaines décisions concernant ces actifs nécessitent l'approbation d'une majorité simple des propriétaires, tandis que d'autres exigent l'approbation unanime des propriétaires. En outre, certains de ces actifs sont exploités par des entités tierces indépendantes. Le succès commercial de ces actifs dépend dans une certaine mesure de l'efficacité de la relation d'affaires et de la prise de décisions entre Pembina et le ou les autres propriétaires conjoints, ainsi que de l'expertise et de la capacité de ces exploitants tiers d'exploiter avec succès et de préserver les actifs. Pembina estime que des droits de gouvernance et autres droits contractuels prudents sont en vigueur, mais rien ne peut garantir que Pembina n'aura pas de différends avec ses partenaires en coentreprise ou que les actifs exploités par des tiers ne produiront pas le rendement prévu. De telles éventualités pourraient nuire aux activités d'exploitation ou aux flux de trésorerie liés à ces actifs ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas exploités de la manière prévue par Pembina, ce qui, par ricochet, pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités commerciales et les résultats financiers de Pembina et réduire le rendement du capital investi qu'elle prévoyait obtenir, réduisant ainsi les liquidités disponibles aux fins du versement de dividendes et de l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres obligations liées à la dette.

Remplacement des réserves, débit et demande pour les produits

Les produits que tire Pembina des activités pipelinières découlent de diverses ententes de tarification, y compris des conventions fondées sur le principe de la rémunération des services, des ententes fondées sur le coût du service et des droits fixés en fonction du marché. Par conséquent, certains produits liés aux pipelines sont grandement tributaires des débits de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel. Le débit futur des pipelines pour le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel et le remplacement des réserves de pétrole et de gaz naturel dans les zones de desserte dépendront des activités menées par les producteurs qui y sont installés pour exploiter leurs réserves existantes et prospecter et mettre en valeur de nouvelles réserves, de même que des avancées technologiques qui permettront d'accroître les taux de récupération. De même, les volumes de gaz naturel transformés par l'intermédiaire des actifs de traitement du gaz de Pembina dépendent de la production de gaz naturel dans les régions où se situent les activités de traitement de gaz et les pipelines connexes. Sans ajout aux réserves, ou sans expansion des zones de desserte, le volume transporté de ces pipelines et le volume qui transite par les installations connexes diminueraient au fil du temps à mesure que s'épuisent les réserves. Parallèlement à l'épuisement des réserves de pétrole et de gaz naturel, il est possible que les coûts de production augmentent par rapport à la valeur des réserves résiduelles existantes. Les producteurs pourraient alors être contraints de cesser la production ou de chercher d'autres modes de transport moins coûteux. Si ce facteur fait baisser les tarifs que perçoit Pembina, les flux de

trésorerie disponibles pour le versement des dividendes aux actionnaires et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres obligations liées à la dette pourraient s'en ressentir défavorablement.

À long terme, la capacité et la volonté des expéditeurs de poursuivre leurs activités de production dépendront également en partie du niveau de la demande de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel et de leur prix respectif sur les marchés desservis par les pipelines de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel et les infrastructures de traitement et de collecte du gaz dans lesquelles Pembina détient une participation. Les producteurs peuvent limiter la production si le prix des produits baisse ou si les coûts de production augmentent.

Les événements qui se sont produits sur la scène économique internationale pourraient continuer d'influer de manière considérable sur les prix du pétrole brut, des condensats, des LGN et du gaz naturel. Pembina ne peut prévoir les répercussions de l'offre et de la demande éventuelle ni de la conjoncture économique future, des mesures relatives à l'économie de carburant, des exigences relatives aux combustibles de remplacement, des règlements gouvernementaux ou des progrès techniques des appareils de réduction de la consommation de carburant et de production d'énergie sur les industries énergétique et pétrochimique ou la demande future des prix du gaz naturel, du pétrole brut, des condensats et des LGN. La faiblesse des prix des marchandises ralentit, en règle générale, les travaux de forage et, par conséquent, la demande pour les infrastructures du secteur des services intermédiaires pourrait diminuer. Il se peut que les travaux de prospection des producteurs des secteurs de desserte de Pembina ne soient pas fructueux, que ceux-ci ne puissent augmenter leurs réserves ou qu'ils ne parviennent pas à accroître leur taux de récupération et diminuent leurs coûts de production durant les périodes de prix plus faibles des marchandises, ce qui pourrait également réduire la demande à l'égard des infrastructures du secteur des services intermédiaires.

Les cours futurs de ces hydrocarbures subissent l'effet de facteurs liés à l'offre et à la demande, notamment les conditions météorologiques et économiques en général ainsi que des circonstances politiques, économiques et autres liées aux autres régions productrices de pétrole brut et de gaz naturel, et l'ensemble de ces facteurs, conditions et circonstances est indépendant de la volonté de Pembina. Le calendrier et le rythme de production à partir des réserves prouvées de gaz naturel liées aux usines à gaz sont au gré des producteurs et sont soumis à des contraintes réglementaires. Les producteurs n'ont aucune obligation de production rattachée à leurs réserves de gaz naturel, ce qui signifie que les volumes de production sont à la discrétion des producteurs. Des volumes plus faibles de production pourraient également créer plus de concurrence pour l'approvisionnement du gaz naturel aux installations de traitement du gaz, ce qui pourrait donner lieu à des primes plus élevées de rétrécissement payées aux producteurs de gaz naturel. Par ailleurs, la baisse des volumes de production pourrait entraîner une réduction de la demande à l'égard des pipelines et de la capacité de traitement.

Les actifs de traitement du gaz de Pembina sont branchés à divers réseaux pipeliniers principaux de tiers. Les interruptions d'exploitation ou la répartition des ressources entre ces réseaux tiers peuvent empêcher l'utilisation à plein rendement des actifs de traitement du gaz de Pembina, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son entreprise.

Concurrence

Pembina livre concurrence à d'autres fournisseurs de services de pipelines, de services intermédiaires et de commercialisation, de fractionnement et de services de traitement, manutention et stockage du gaz naturel dans les régions qu'elle dessert ainsi qu'à d'autres transporteurs de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel. L'ajout d'autres modes de transport concurrentiels dans les zones que dessert Pembina pourrait restreindre sa capacité de rajuster au besoin les tarifs qu'elle exige et entraîner la réduction du débit des pipelines de Pembina. En outre, les écarts de prix possibles à l'égard des composantes de LGN pourraient faire en sorte que ceux-ci soient transportés par des gazoducs concurrents. Pembina est déterminée à lutter contre ces pressions concurrentielles, tant réelles qu'éventuelles, et elle estime être prête à y faire face. Pembina est également en concurrence avec d'autres entreprises concernant des occasions de croissance et d'affaires, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de croître au moyen d'acquisitions et pourrait faire diminuer le bénéfice et les flux de trésorerie disponibles pour le versement de dividendes aux actionnaires et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres obligations liées à la dette.

Dépendance envers les principaux clients

Pembina vend des services et des produits à d'importants clients situés dans les régions où elle exerce ses activités et dépend de plusieurs clients importants pour l'achat de produits de son secteur Commercialisation. Si, pour quelque raison que ce soit, ces parties n'étaient pas en mesure d'exécuter leurs obligations aux termes des diverses ententes conclues avec Pembina, les produits et les dividendes ainsi que les activités de Pembina pourraient s'en ressentir. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque généraux — Risque de crédit* » ci-dessous.

Contrats conclus avec des clients

Les volumes transportés par les pipelines de Pembina sont régis par des contrats de transport ou des ententes de tarification conclus avec différents producteurs de produits de pétrole brut et de gaz. De plus, Pembina est partie à de nombreux contrats de durées variées visant ses installations de collecte, de traitement et de fractionnement du gaz naturel, ainsi que des services liés aux terminaux et au stockage. Un manquement de la part des contreparties à ces contrats ou encore l'expiration de ces contrats ou ententes de tarification sans renouvellement ou remplacement peut avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats d'exploitation de Pembina. Par ailleurs, certains contrats associés aux services décrits ci-dessus sont composés d'une combinaison d'engagements fermes et non fermes. Les produits que Pembina tire des engagements non fermes ou fermes sans service ferme dépendent du volume de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel produit par les producteurs des régions géographiques visées. Ainsi, la production de volumes inférieurs aux valeurs passées dans ces régions, y compris en raison, par exemple, de la faiblesse des prix des produits de base, pourrait avoir des répercussions négatives sur les produits de Pembina.

Réputation

Le risque lié à la réputation est le risque que surviennent des événements propres au marché ou à Pembina, ou d'autres facteurs, qui entacheraient la réputation de Pembina auprès de ses partenaires clés. La possibilité de nuire à la réputation de Pembina existe dans toutes les décisions d'affaires, ce qui peut avoir une incidence sur la réputation qui, à son tour, peut avoir un effet défavorable sur les activités de Pembina et ses titres. Le risque lié à la réputation ne peut être géré indépendamment des autres risques. Qu'il s'agisse du risque de crédit, du risque de marché, du risque d'exploitation, du risque d'assurance, du risque de liquidité, du risque de réglementation, du risque juridique, ou du risque technologique, par exemple, tous doivent être gérés de manière efficace afin de protéger la réputation de Pembina. La réputation de Pembina pourrait également se

ressentir défavorablement des actes et activités d'autres sociétés en exploitation dans le secteur de l'énergie – notamment d'autres fournisseurs d'infrastructures du secteur de l'énergie – sur lesquelles Pembina n'exerce aucun contrôle. En particulier, la réputation de Pembina pourrait être affectée par toute publicité négative visant des incidents associés à des pipelines et à des plans ou nouveaux projets d'expansion contestés ou issus de civils ou de groupes s'opposant à la mise en valeur des sables bitumineux ou à l'aménagement de pipelines ou d'infrastructures énergétiques, et en particulier à l'expédition de la production provenant de régions d'exploitation des sables bitumineux. Par ailleurs, la réputation de Pembina pourrait souffrir de l'évolution de l'opinion publique au sujet des changements climatiques et de ses causes perçues, ce sur quoi Pembina n'a aucun contrôle. Parmi les effets défavorables d'une réputation compromise, par suite d'actions de Pembina ou autrement, on compte une baisse des produits, un effritement de la clientèle, des retards dans l'obtention d'approbations réglementaires pour des projets de croissance, un accès moindre aux capitaux et une perte de valeur des titres de Pembina.

Responsabilités et coûts liés à l'environnement

Les activités, les installations et l'acheminement de produits pétroliers de Pembina sont assujettis, tant à l'échelle nationale qu'aux échelons régionaux et locaux, à une législation et à une réglementation exhaustives en matière d'environnement et de santé et sécurité régissant, entre autres, les déversements polluants dans l'air, sur terre et dans l'eau, le transport et le stockage de matières dangereuses et de produits pétroliers, l'élimination des déchets, la protection de la santé et de la sécurité du personnel, la protection de l'environnement, et les enquêtes sur les contaminations et la restauration des sites contaminés. Les installations de Pembina peuvent aussi connaître des accidents, des défaillances techniques ou d'autres situations imprévues susceptibles d'entraîner des déversements ou des émissions de polluants et de causer des blessures, d'endommager des biens ou de donner lieu à des amendes, pénalités ou autres sanctions et dommages-intérêts. Pembina pourrait également être tenue responsable d'une contamination de l'environnement associée à ses activités présentes ou passées ou à ses biens actuels ou antérieurs.

Pour assurer l'exploitation de ses installations et pipelines, Pembina doit maintenir en vigueur plusieurs autorisations environnementales et autres permis délivrés par les pouvoirs publics, et soumettre ses installations à des inspections à l'occasion. L'incapacité à maintenir la conformité à ces obligations peut entraîner une interruption du service ou des activités, ou des amendes ou pénalités, ou encore le besoin d'installer des technologies de contrôle de la pollution supplémentaires. Des licences et des permis doivent être renouvelés de temps à autre, et rien ne garantit qu'ils pourront l'être aux mêmes conditions ou selon des conditions similaires aux conditions initiales. Rien ne peut garantir que Pembina sera en mesure d'obtenir la totalité des licences, permis, immatriculations, approbations et autorisations nécessaires aux activités qu'elle pourrait souhaiter mener. De plus, un organisme de réglementation pourrait à un moment ou à un autre juger que l'un des pipelines de Pembina ou l'une de ses installations n'est pas sécuritaire ou ne respecte pas les lois applicables et en exiger la fermeture. Certaines des principales mesures législatives liées à l'environnement qui pourraient avoir une incidence importante sur les activités de Pembina et ses résultats financiers sont présentées ci-après.

En 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que la taxe nationale sur le carbone qu'il propose sera initialement de 10 \$ la tonne à compter de 2018 et passera graduellement à 50 \$ la tonne, à raison d'une augmentation annuelle de 10 \$ la tonne jusqu'en 2022. À titre de sûreté réglementaire, le gouvernement fédéral a également promulgué la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, qui instaure un régime de tarification du carbone pour les provinces qui n'imposent pas de mesures provinciales appropriées. La remise en question du caractère constitutionnel de cette loi par la Saskatchewan et l'Ontario en 2019 a échoué. L'Alberta et le Manitoba ont intenté des procédures semblables

de contestation de la constitutionnalité de la loi devant leurs tribunaux provinciaux respectifs. La Cour suprême du Canada entendra l'appel de la décision de la cour d'appel de la Saskatchewan, confirmant la constitutionnalité de la loi, et l'issue pourrait avoir d'importantes répercussions sur la façon dont les émissions de gaz à effet de serre sont réglementées dans l'ensemble du Canada.

En Alberta, le *Climate Leadership Act*, qui comprend notamment la taxe sur le carbone de 30 \$ la tonne sur les combustibles de chauffage et de transport à base de carbone, a été abrogée le 30 mai 2019. Par conséquent, l'Alberta ne satisfait que partiellement aux exigences fédérales en matière de tarification du carbone et sera assujettie à la taxe sur le carbone fédérale en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* à compter du 1^{er} janvier 2020. La taxe sur le carbone sera de 20 \$ la tonne le 1^{er} janvier 2020 et passera à 30 \$ la tonne au 1^{er} avril 2020. Pembina se tient également au courant des changements apportés au cadre réglementaire fédéral concernant la réduction du méthane provenant des émissions de gaz fugitives et rejetées dans l'atmosphère pour le secteur pétrolier et gazier en amont. Bon nombre de ces changements entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020. En participant activement aux associations du secteur et en communiquant directement avec les organismes de réglementation, Pembina continuera de surveiller et d'évaluer les incidences importantes de la réglementation et des politiques pour son entreprise au fil de leur élaboration.

En Alberta, le système d'attribution des émissions fondé sur la production visant les émetteurs dotés de grandes installations en vertu de la *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone ») continue de simplifier la réduction des émissions pour les installations qui émettaient 100 000 tonnes de gaz à effet de serre ou plus en 2003 et au cours des années subséquentes. Trois installations de traitement du gaz naturel de Pembina sont assujetties au règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone des grands émetteurs. À l'heure actuelle, les conséquences sur l'exploitation et les résultats financiers sont minimes, et il ne devrait pas y avoir de changement notable au cours des prochains exercices. À mesure que davantage d'installations prennent de l'expansion et augmentent leur production, Pembina s'attend à ce que d'autres installations deviennent assujetties au règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone. L'évaluation des coûts et des avantages pour Pembina pour ces installations aux termes du règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone se poursuit.

Le gouvernement de l'Alberta, dans ses lois et lignes directrices sur les changements climatiques, a instauré un plafond global pour les émissions de gaz à effet de serre provenant de sables bitumineux. Le plafond d'émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux instauré par la loi a été établi à au plus 100 mégatonnes annuellement. À l'heure actuelle, les activités d'exploitation des sables bitumineux produisent annuellement environ 70 mégatonnes. Cette modification de la loi sur le plafonnement pourrait ultérieurement restreindre la croissance de la production liée aux sables bitumineux.

Une révision des politiques sur les changements climatiques est en cours en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba. Le 3 juillet 2018, l'Ontario a annoncé la révocation de son programme de plafonnement et d'échange d'émissions qui était auparavant en vigueur et a établi un régime de gaz à effet de serre de remplacement le 29 novembre 2018. Toutefois, les dispositions de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* s'appliquent à l'Ontario. Comme susmentionné, l'Ontario a échoué à contester le caractère constitutionnel de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, mais pourrait en appeler de la décision devant la Cour suprême du Canada.

Même si Pembina est d'avis que ses activités actuelles sont conformes à l'ensemble des lois en vigueur en matière d'environnement, de santé et de sécurité, rien ne garantit que des coûts ou des responsabilités d'envergure ne seront pas engagés ou contractés en raison du non-respect de ces lois. De plus, il se peut que d'autres changements, comme la

modification des lois sur l'environnement, la santé et la sécurité, des règlements et des politiques de mise en application, notamment en ce qui concerne les changements climatiques, des réclamations de dommages-intérêts relativement à des personnes ou à des biens et découlant des activités de Pembina et la découverte de passifs environnementaux préexistants en lien avec des biens ou des activités existantes ou futures de Pembina, entraînent pour cette dernière des coûts ou des passifs considérables. Si Pembina ne parvient pas à recouvrer les frais qui en découlent ou les droits accrus grâce à des assurances ou à une augmentation des droits, les flux de trésorerie disponibles pour le versement des dividendes aux actionnaires et l'acquittement d'obligations aux termes des titres d'emprunt et autres de Pembina pourraient s'en ressentir défavorablement.

L'évolution des règlements et des lois sur l'environnement, la santé et la sécurité, notamment en ce qui concerne les changements climatiques, pourrait également entraîner des conséquences pour les clients de Pembina et, par conséquent, les activités de mise en valeur et de production liées au pétrole brut et au gaz naturel pourraient s'avérer non viables sur le plan économique, ce qui pourrait avoir une incidence sur les volumes et les produits découlant des réseaux et des installations de Pembina.

Se reporter à la rubrique « *Remplacement des réserves, débit et demande pour les produits* » plus haut.

Bien que Pembina maintienne en vigueur une assurance contre les dommages causés par les fuites ou la pollution émanant de ses pipelines ou installations d'un montant qu'elle juge prudent et conforme aux normes de l'industrie, certaines clauses de cette assurance peuvent en limiter la disponibilité en ce qui a trait à certains événements, à moins qu'ils ne soient découverts dans les délais prescrits, lesquels varient de 72 heures à 30 jours. Quoique Pembina soit d'avis qu'elle dispose de systèmes adéquats de surveillance des pipelines pour le signalement d'un déversement important de produit, si elle n'est pas mise au courant d'un problème ou est incapable d'en découvrir la source dans les délais prescrits, la garantie d'assurance pourrait devenir déchuë et ne pas s'appliquer.

Coûts de cessation d'exploitation

Pembina est responsable du respect de toutes les lois et de tous les règlements pertinents à l'égard des activités de démantèlement, de mise hors service, de protection de l'environnement, de remise en état et de remédiation liées à l'abandon de ses réseaux pipeliniers et autres actifs à la fin de leur durée d'utilité, et les coûts d'abandon peuvent être considérables. Une provision comptable, dont le montant correspond au coût estimé de la remise en état d'un site, est constituée et incorporée à la catégorie d'actifs appropriée. Une provision est comptabilisée si, du fait d'un événement passé, Pembina a une obligation actuelle, juridique ou implicite dont le montant peut être estimé de manière fiable, et s'il est probable qu'une sortie d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation. L'estimation par Pembina des coûts liés à la cessation d'exploitation ou à la mise hors service éventuelles pourrait différer considérablement des coûts réels qui seraient engagés. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la valeur nette actualisée des obligations estimées de Pembina relativement au démantèlement, il y a lieu de se reporter à la note 15 afférente aux états financiers consolidés, laquelle est intégrée par renvoi dans les présentes.

Le produit de la cession de certains actifs, notamment en ce qui a trait à certains réseaux de pipelines et aux stocks en conduite, peut servir à compenser les coûts d'abandon. Pembina peut à l'avenir juger prudent ou être tenue par les lois ou les règlements applicables d'établir et de provisionner des réserves au titre de la remise en état en vue du paiement des coûts d'abandon. Ces réserves pourraient diminuer les flux de trésorerie disponibles pour le versement de dividendes aux

actionnaires et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres obligations liées à la dette.

À sa connaissance, Pembina s'est conformée aux exigences de la REC portant sur ses pipelines en propriété exclusive assujettis à la réglementation de la REC pour le financement d'abandon et a effectué les dépôts de conformité qui sont nécessaires aux termes de la réglementation de la REC applicable relativement à l'abandon de ses réseaux et actifs de pipelines. Pembina a également des participations dans des pipelines réglementés par la REC, dont le pipeline Alliance, les pipelines Tupper et le pipeline Kerrobert, qui sont exploités par ses coentrepreneurs ou en collaboration avec ceux-ci. Pembina et les coentrepreneurs pertinents dans chaque cas sont responsables du financement des coûts d'abandon et des dépôts de conformité auprès de la REC pour ces pipelines régis par la REC. Pembina continuera de surveiller les modifications réglementaires avant le prochain examen quinquennal et effectuera les déclarations annuelles requises par la REC.

Charges d'exploitation et dépenses d'investissement

Les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement liées aux actifs de Pembina peuvent varier de façon significative par rapport aux valeurs et aux taux actuels et prévus et représentent des composantes importantes du coût associé à la prestation de services. De façon générale, les coûts associés au matériel pourraient augmenter à mesure que le matériel vieillit. Par ailleurs, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement pourraient s'accroître en raison d'un certain nombre de facteurs indépendants de la volonté de Pembina, y compris la conjoncture économique, commerciale et boursière en général, ainsi que l'offre, la demande ou l'inflation en ce qui concerne les biens ou services concernés. Il pourrait y avoir une diminution des dividendes si les charges d'exploitation ou les dépenses d'investissement augmentaient de manière significative, ce qui pourrait également avoir une incidence sur la capacité de Pembina à s'acquitter de ses obligations aux termes de ses titres d'emprunt et de ses autres dettes.

Bien que certaines charges d'exploitation doivent être recouvrées au moyen des droits appliqués respectivement aux volumes de gaz naturel traités et aux volumes de pétrole brut et de LGN transportés, si ces droits augmentent, les producteurs pourraient rechercher d'autres solutions moins coûteuses ou mettre un terme à leur production de pétrole brut et de gaz naturel.

Risques liés au transport ferroviaire des LGN

Le chargement et le déchargement ferroviaire et l'exploitation de terminaux font partie des activités de Pembina. Celle-ci compte sur les chemins de fer et les camions pour la distribution de ses produits aux clients et le transport des matières premières vers ses installations de traitement. Les coûts associés aux dommages causés à l'environnement, à des biens ou à des personnes en cas d'incident ferroviaire impliquant des hydrocarbures peuvent être importants. À l'heure actuelle, la *Loi sur la sécurité ferroviaire* (Canada), qui régit l'exploitation de matériel ferroviaire, ne prévoit pas de procédures d'exécution des dispositions réglementaires à l'endroit des expéditeurs, mais les consignateurs et les expéditeurs peuvent faire l'objet de mesures réglementaires en vertu de la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* (Canada), laquelle définit l'obligation pour les expéditeurs d'identifier et de classer les marchandises dangereuses, de choisir le matériel approprié et d'établir la documentation relative à l'expédition. Alors que la *Loi sur les transports au Canada* a été modifiée en 2015 afin d'empêcher les compagnies de chemin de fer de transférer la responsabilité des réclamations de tiers aux expéditeurs au moyen de la seule publication des tarifs, les grandes compagnies de chemin de fer canadiennes ont adopté des dispositions contractuelles standard qui visent à mettre en œuvre un tel transfert. Aux termes de diverses lois environnementales au Canada et aux États-Unis, Pembina peut être tenue responsable des dommages causés à l'environnement par les

hydrocarbures chargés à ses installations ou transportés dans les wagons qu'elle loue. Pembina atténue en partie ce risque en souscrivant une assurance, mais cette assurance pourrait ne pas être adéquate advenant un incident.

Des incidents ferroviaires survenus au Canada et aux États-Unis ont poussé les organismes de réglementation à entreprendre l'examen des règles de transport et à publier diverses directives. Les organismes de réglementation canadiens et américains ont commencé à mettre en place progressivement des normes plus sévères pour les wagons-citernes servant au transport des hydrocarbures, qui exigent la mise à niveau de tous les wagons-citernes en Amérique du Nord qui transportent du pétrole brut ou de l'éthanol et la conformité de tous les wagons-citernes qui transportent des liquides inflammables dans les délais prescrits. Même si la plupart des changements législatifs visent directement les sociétés ferroviaires, les coûts associés à la mise à niveau des locomotives et des wagons, à la mise en œuvre des systèmes de sécurité et au renforcement des exigences en matière d'inspection et de communication de l'information pourraient être indirectement transférés à Pembina par le truchement de l'augmentation des tarifs marchandises et des coûts de location des wagons. De plus, les organismes de réglementation canadiens et américains ont mis en œuvre des modifications qui imposent, directement aux consignateurs et aux expéditeurs comme Pembina, des obligations relativement à la certification des produits, des procédures visant l'équipement et des procédures d'intervention en cas d'urgence.

Si Pembina est tenue responsable de dommages découlant de ses activités de transport ferroviaire de LGN, pour lesquelles aucune assurance n'est disponible, ou si des coûts ou des obligations accrus sont imposés à Pembina du fait d'une nouvelle réglementation, cela peut nuire à l'entreprise, aux activités d'exploitation et aux perspectives de Pembina et peut faire diminuer le bénéfice et les flux de trésorerie disponibles pour le versement de dividendes aux actionnaires et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres obligations liées à la dette.

Différends commerciaux

L'imposition de tarifs douaniers, de représailles tarifaires ou d'autres restrictions au commerce sur les produits que nous ou nos clients exportons pourrait entraîner la hausse des prix de ces produits, ce qui, en retour, pourrait avoir un effet à la baisse sur la demande pour ces produits ou sur les marges. Des conséquences directes ou imprévues de ces tarifs douaniers, représailles tarifaires ou autres restrictions peuvent également modifier le paysage concurrentiel pour nos produits ou ceux de nos clients dans plusieurs territoires. Il n'est pas possible de prédire avec certitude quelle sera la réaction des gouvernements au pays ou à l'étranger face aux tarifs douaniers, aux politiques ou accords commerciaux internationaux. Un différend commercial ou toute autre action de la part du gouvernement relativement aux tarifs douaniers ou aux politiques ou accords commerciaux internationaux peut avoir une incidence défavorable sur nos coûts ou ceux de nos clients, sur la demande de nos produits ou de ceux de nos clients ou encore sur l'économie internationale ou certains secteurs connexes, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation et sur notre situation financière.

Accord Canada-États-Unis-Mexique

Le 30 novembre 2018, le Canada, les États-Unis et le Mexique ont signé l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (l'« ACEUM »), qui, une fois ratifié, remplacera l'actuel accord trilatéral, soit l'Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA »).

L'ALENA impose certaines exigences au Canada à l'égard des exportations d'énergie et de produits pétrochimiques de base, dont l'application de mesures à l'exportation afin que la proportion de l'approvisionnement total exporté sur une période de trois ans demeure inchangée. Cette exigence n'apparaît pas dans l'ACEUM et, par conséquent, le Canada devrait être en mesure d'élargir ses exportations de pétrole brut et de gaz naturel au-delà des États-Unis. Par ailleurs, l'ACEUM apporte un changement aux règles d'origine portant sur le pétrole brut et le gaz naturel, ce qui devrait permettre aux exportateurs

canadiens de bénéficier plus facilement du régime d'admission en franchise pour leurs expéditions aux États-Unis et au Mexique. Le Canada a toutefois l'obligation d'aviser les États-Unis s'il a l'intention d'entreprendre des pourparlers de libre-échange avec des économies « non marchandes » aux termes de l'ACEUM, ce qui pourrait inclure la Chine ou d'autres éventuels importateurs de pétrole canadien ou toute exportation de gaz.

Bien qu'il soit signé, l'ACEUM doit toujours être ratifié et mis en œuvre par les législateurs de chacun des trois pays conformément à leurs processus législatifs nationaux respectifs avant d'entrer en vigueur et de remplacer l'ALENA. Le processus de ratification et de mise en œuvre au Canada, aux États-Unis et au Mexique n'est pas encore terminé.

Si l'ACEUM n'était pas ratifié et mis en œuvre par les trois pays, les conditions d'échange des ressources énergétiques et pétrochimiques en Amérique du Nord pourraient être modifiées, ce qui pourrait nuire à la capacité de Pembina de vendre et de transporter des produits pétroliers en Amérique du Nord et avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Réduction de la production en Alberta

Le 2 décembre 2018, le gouvernement provincial de l'Alberta a annoncé des réductions obligatoires de la production de pétrole brut et de bitume en Alberta dans l'espoir de réduire les écarts de prix de ces produits par rapport aux prix de référence nord-américains. Les réductions ont été imposées aux exploitants, selon la production combinée de pétrole brut et de bitume de chaque exploitant, les 20 000 premiers barils par jour produits par chaque exploitant étant dispensés du programme de réduction. La baisse temporaire de production a commencé en janvier 2019, avec une réduction initiale de 325 000 barils par jour, ce qui représente environ 8,7 % de la production totale de pétrole brut et de bitume en Alberta. Ce niveau de réduction a été constamment revu à la baisse de février 2019 à décembre 2019. Le ministre de l'Énergie de l'Alberta continuera de revoir mensuellement le taux de production et de le modifier au besoin. Avec date d'effet le 8 novembre 2019, les nouveaux puits forés aux fins du pétrole conventionnel sont dispensés de la limite de production et, à compter de décembre 2019, les opérateurs peuvent demander, sur une base mensuelle, l'augmentation de la production de pétrole, à condition que la production supplémentaire soit acheminée par une nouvelle capacité ferroviaire. Aux termes de la réglementation en place, l'autorité que possède le gouvernement de réduire la production de pétrole brute et de bitume en Alberta arrivera à échéance le 31 décembre 2020.

En sus de la réduction des volumes de production, la stratégie de réduction du gouvernement provincial de l'Alberta pourrait avoir d'autres conséquences involontaires sur le secteur pétrolier et gazier de l'Alberta, y compris, sans toutefois s'y limiter, un affaissement de la demande pour les diluants, une réduction des projets de forage, une baisse des dépenses d'investissement sur de nouveaux projets, une diminution des volumes de produits raffinés et un sentiment d'incertitude sur les marchés. Ces effets pourraient entraîner une diminution des volumes de produits transportés par nos pipelines ou transformés à nos installations, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Facteurs de risque liés aux titres de Pembina

Dilution de l'actionnariat

Pembina est autorisée à émettre, entre autres catégories d'actions, un nombre illimité d'actions ordinaires en échange d'une contrepartie, selon les modalités que fixe le conseil d'administration, sans l'approbation des actionnaires dans certains cas.

Les actionnaires existants n'ont aucun droit préférentiel de souscription relativement à ces autres émissions. Toute émission d'actions ordinaires peut avoir un effet dilutif pour les actionnaires existants.

Facteurs de risque liés aux activités de Pembina et à la propriété des titres

La liste suivante énonce certains facteurs de risque inhérents aux activités de Pembina et à la propriété de ses titres :

- le niveau d'endettement de Pembina pourrait, à l'occasion, nuire à la capacité de cette dernière d'obtenir un financement supplémentaire en temps opportun pour tirer parti des occasions d'affaires qui peuvent se présenter, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur des titres de Pembina;
- le versement et le montant des dividendes futurs de Pembina sont incertains, puisque la politique en matière de dividendes de Pembina et les fonds disponibles aux fins de leur versement seront tributaires, entre autres choses, des flux de trésorerie d'exploitation dégagés par Pembina et ses filiales, des fonds nécessaires à l'exploitation de Pembina, de l'exécution de sa stratégie de croissance et du respect des critères de solvabilité imposés par la loi sur les sociétés par actions de l'Alberta (« ABCA ») pour la déclaration et le versement de dividendes;
- Pembina peut réaliser des acquisitions futures ou conclure des financements ou d'autres transactions comportant l'émission de titres de Pembina, ce qui peut avoir un effet dilutif pour les porteurs de titres de Pembina;
- l'incapacité de Pembina de gérer sa croissance de manière efficace et d'exploiter les occasions de croissance devant découler d'acquisitions et de nouveaux projets peut avoir une incidence défavorable sur son entreprise, sur ses activités et ses perspectives, ce qui pourrait également avoir une incidence défavorable sur la valeur de ses titres;
- la valeur marchande des actions ordinaires peut se détériorer sensiblement si Pembina n'est pas en mesure d'atteindre ses cibles en matière de dividendes en trésorerie ou de verser des dividendes en trésorerie à l'avenir.

Valeur marchande des actions ordinaires et des autres titres

Pembina ne peut prédire à quel prix les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie A ou les autres titres qu'elle émet seront négociés à l'avenir. Les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie A et les autres titres de Pembina ne se négocieront pas nécessairement à une valeur établie exclusivement en fonction de la valeur sous-jacente des actifs de Pembina. L'un des facteurs susceptibles d'influencer le cours des actions ordinaires et des actions privilégiées de catégorie A est le rendement en dividende annuel de ces titres. Une hausse des taux d'intérêt peut amener les porteurs ou les acquéreurs d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de catégorie A à exiger un rendement en dividende annuel plus élevé, ce qui pourrait nuire au cours des actions ordinaires ou des actions privilégiées de catégorie A. En outre, le cours des actions ordinaires et des actions privilégiées de catégorie A peut être influencé par l'annonce de faits nouveaux, des modifications des résultats d'exploitation de Pembina, l'incapacité de répondre aux attentes des analystes, la modification des notes de crédit, l'évolution des conditions générales du marché, les fluctuations du marché des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt et d'autres facteurs indépendants de la volonté de Pembina.

Les actionnaires sont invités à consulter des conseillers juridiques, des conseillers en fiscalité et des conseillers en placement indépendants pour obtenir des conseils concernant la détention d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de catégorie A.

Facteurs de risque généraux

Sources de financement supplémentaires

Le calendrier et le montant des dépenses d'investissement et des apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Pembina, ainsi que sa capacité de rembourser ou de refinancer la dette existante à mesure qu'elle devient exigible ont une incidence directe sur le montant de trésorerie dont elle dispose pour verser des dividendes. Les projets d'acquisition et d'expansion futurs des actifs de Pembina, les autres dépenses d'investissement, de même que le remboursement ou refinancement de la dette existante à mesure qu'elle devient exigible, peuvent être financés au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de l'émission d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de catégorie A supplémentaires ou d'autres titres (y compris des titres d'emprunt) de Pembina, ainsi que d'emprunts. Les dividendes peuvent être réduits ou même éliminés lorsque des dépenses d'investissement ou d'autres dépenses importantes sont engagées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants pourront être mobilisés, ou qu'ils pourront l'être seront selon des modalités acceptables pour Pembina, pour effectuer des investissements supplémentaires, financer des expansions futures ou engager d'autres dépenses d'investissement nécessaires. Pendant les périodes de faiblesse de l'économie mondiale, et en particulier des secteurs industriels liés aux marchandises, Pembina peut avoir un accès limité aux capitaux et des frais d'emprunt accrus. La capacité de Pembina à mobiliser des capitaux dépend, entre autres, de l'état général des marchés financiers, de la note de crédit de Pembina et de la demande des investisseurs pour des placements dans le secteur de l'énergie et de la demande pour les titres de Pembina. Dans la mesure où il devient difficile, voire impossible, selon des modalités favorables, en raison de la situation des marchés des titres d'emprunt ou pour toute autre raison, d'accéder à des sources externes de financement, y compris l'émission de nouvelles actions ordinaires, d'actions privilégiées de catégorie A ou d'autres titres ou à de nouvelles facilités de crédit, la capacité de Pembina à effectuer les dépenses d'investissement nécessaires pour maintenir ou accroître ses activités, rembourser la dette en cours ou investir dans des actifs, selon le cas, peut être menacée. Le niveau des dividendes payables pourrait être réduit dans la mesure où Pembina est tenue d'affecter les flux de trésorerie d'exploitation au financement des dépenses d'investissement ou des acquisitions, ou au remboursement de la dette existante à mesure qu'elle devient exigible.

Risque de crédit de contrepartie

Le risque de crédit de contrepartie s'entend du risque de perte financière auquel Pembina s'expose advenant le cas où une contrepartie à un instrument financier ou à un accord commercial ne respecterait pas ses obligations contractuelles envers Pembina aux termes des modalités des instruments financiers ou des accords conclus avec Pembina. Le risque de crédit de contrepartie découle principalement des placements à court terme de Pembina ainsi que des créances clients et autres débiteurs, des avances à des parties liées et des contreparties à ses instruments financiers dérivés.

Pembina surveille de près et réévalue constamment la solvabilité de ses contreparties, y compris les institutions financières. Pembina peut diminuer ou atténuer son exposition à certaines contreparties lorsque les circonstances le justifient et que les modalités contractuelles le permettent. Pembina gère le risque de crédit de contrepartie au moyen de techniques éprouvées de gestion du crédit, parmi lesquelles des évaluations financières complètes et d'autres évaluations de toutes les nouvelles contreparties ainsi que des examens périodiques des contreparties existantes afin d'établir et de surveiller leur solvabilité, l'établissement de limites de risque, le suivi de l'exposition par rapport à ces limites ainsi que la demande visant l'obtention de garanties financières lorsque cela est nécessaire et que les modalités contractuelles le permettent. Pembina utilise diverses sources d'informations financières et commerciales ou de renseignements sur la qualité du crédit pour évaluer la solvabilité

des contreparties, y compris des notes de crédit externes, le cas échéant, ou des analyses détaillées des états financiers pour en arriver à une note interne fondée sur des facteurs quantitatifs et qualitatifs. L'établissement des limites d'exposition aux contreparties est régi par une matrice de limite d'exposition à une contrepartie conçue par le conseil d'administration qui représente le montant maximal, en dollars, de l'exposition aux contreparties par note de crédit qui peut être approuvé pour une contrepartie en particulier.

Les garanties financières fournies par les contreparties peuvent comprendre des garanties, des lettres de crédit et de la trésorerie. Au 31 décembre 2019, des lettres de crédit s'élevant à environ 90 millions de dollars (122 millions de dollars au 31 décembre 2018) étaient détenues principalement à l'égard de créances clients.

Habituellement, Pembina recouvre l'intégralité de ses créances clients. Au 31 décembre 2019, environ 95 % (99 % au 31 décembre 2018) des créances étaient en règle. Pembina dispose d'un privilège général, d'une sûreté réelle de premier rang et d'une charge garantie grevant la totalité des produits du pétrole d'un expéditeur sous sa garde. Le risque de non-recouvrement est jugé faible et aucune perte de valeur significative n'a été imputée aux créances clients et autres débiteurs à la date des présentes.

Pembina surveille et gère la concentration du risque de crédit de contrepartie de façon permanente. De plus, Pembina évalue le risque de contrepartie en fonction du risque futur introduit par les contreparties actuelles ou nouvelles à l'appui de projets futurs d'expansion des immobilisations. Pembina est d'avis que ces mesures sont prudentes et permettent de gérer efficacement son risque de crédit de contrepartie, mais rien ne garantit qu'elles protégeront Pembina contre des pertes significatives. Dans le cadre de la poursuite de ses activités, Pembina doit concilier les risques de marché et les risques de crédit de contrepartie lorsqu'elle prend des décisions d'affaires.

Service de la dette

À la fin de 2019, Pembina était exposée à des taux d'intérêt variables sur une tranche d'environ 2,1 milliards de dollars de sa dette (1,3 milliard de dollars en 2018). Pembina gère son exposition liée au service de la dette à taux variables en recourant, en partie, à des instruments financiers dérivés.

Les fluctuations des taux d'intérêt et les remboursements de principal à date fixe, s'ils sont exigés aux termes des conventions bancaires de Pembina, pourraient se traduire par une modification importante des montants à affecter au service de la dette avant le versement de dividendes. Certaines clauses restrictives des conventions conclues avec les prêteurs peuvent également limiter certains paiements et dividendes versés par Pembina.

Pembina et ses filiales sont autorisées à emprunter des fonds pour financer l'achat de pipelines et d'autres actifs d'infrastructure énergétique, les dépenses d'investissement ou d'autres obligations ou dépenses relativement à ces actifs ou pour les besoins en fonds de roulement. Les montants payés au titre des intérêts et du principal sur les emprunts contractés par Pembina à l'égard de ces actifs réduisent le montant des flux de trésorerie disponibles pour le versement de dividendes sur les actions ordinaires. Pembina est également tenue de respecter certaines clauses restrictives d'ordre financier aux termes des facilités de crédit et est assujettie à des restrictions d'usage concernant son exploitation et ses activités, notamment en ce qui concerne l'attribution de sûretés, les emprunts contractés et la vente de ses actifs.

Les prêteurs aux termes des facilités de crédit de Pembina ont également reçu des garanties et conclu des conventions de subordination. Si Pembina n'est plus en mesure de payer les frais relatifs au service de sa dette ou est par ailleurs en défaut, le remboursement des prêteurs aux termes des facilités de crédit aura priorité de rang sur les dividendes.

Bien que Pembina estime que ses facilités de crédit existantes sont suffisantes pour combler ses besoins de liquidité immédiats, rien ne garantit que le montant disponible aux termes de celles-ci lui permette de s'acquitter de ses obligations financières futures ni qu'elle pourra obtenir des fonds supplémentaires, ou pourra les obtenir selon des modalités qui lui seront favorables.

Notations

Les agences de notation évaluent régulièrement Pembina et s'appuient sur plusieurs facteurs pour évaluer ses titres d'emprunt à long terme et à court terme et ses actions privilégiées de catégorie A, y compris sa solidité financière, de même que sur des facteurs qu'elle ne contrôle pas entièrement, comme la conjoncture du secteur dans lequel Pembina exerce habituellement ses activités et l'état général de l'économie. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs des notes de crédit de Pembina ne seront pas abaissées. Une révision à la baisse de la note pourrait aussi limiter l'accès de Pembina aux marchés des titres d'emprunt et des actions privilégiées.

Les notes de crédit de Pembina ont une incidence directe sur ses coûts d'emprunt et sa capacité de mobiliser des fonds. Les notations peuvent être importantes pour les fournisseurs ou les contreparties au moment où ceux-ci envisagent d'effectuer certaines opérations avec Pembina. L'abaissement d'une note de crédit pourrait empêcher Pembina de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des contreparties ou de réaliser certaines opérations et pourrait limiter l'accès de Pembina aux marchés privés et publics du crédit ou augmenter ses coûts d'emprunt établis aux termes de ses facilités de crédit actuelles. Une révision à la baisse de la notation pourrait aussi limiter l'accès de Pembina aux marchés des titres d'emprunt et des actions privilégiées.

Dépendance envers la direction et d'autres membres clés du personnel

Pembina dépend des membres de la haute direction et des administrateurs de la Société en ce qui concerne la gouvernance, l'administration et la gestion de toutes les questions relatives à Pembina, à ses activités d'exploitation et à son administration. Pembina pourrait souffrir de la perte des services de ces personnes clés. De plus, les coûts associés au maintien en poste des personnes clés pourraient avoir un effet défavorable sur les occasions commerciales et les résultats financiers de Pembina. Rien ne garantit que Pembina continuera d'attirer et de fidéliser tout le personnel nécessaire au développement et à l'exploitation de son entreprise.

Revendications territoriales des peuples autochtones et obligations de consultation

Des peuples autochtones ont revendiqué des titres et des droits ancestraux visant une portion considérable de l'Ouest canadien. Le fait pour des peuples autochtones de réussir à faire valoir des titres ancestraux ou d'autres revendications de droits ancestraux pourrait avoir une incidence défavorable sur la production de pétrole brut et de gaz naturel ou la mise en valeur des sables bitumineux dans l'Ouest canadien et entraîner une baisse de la demande pour les actifs et les infrastructures de Pembina desservant ces zones, ce qui pourrait aussi nuire considérablement à l'entreprise et aux activités d'exploitation de Pembina.

Au Canada, les gouvernements fédéral et provinciaux (la « Couronne ») ont l'obligation de consulter et, selon le cas, d'accommoder les peuples autochtones lorsqu'une mesure ou une décision de la Couronne peut avoir des répercussions sur les intérêts des peuples autochtones. Les actions de la Couronne comprennent la décision d'émettre une approbation réglementaire liée à des activités susceptibles d'influer sur les droits, intérêts ou territoires ancestraux. La Couronne pourrait se fier aux mesures prises par un organisme de réglementation pour s'acquitter de son devoir de consultation et d'accommodation en totalité ou en partie. Par conséquent, les processus établis par les organismes de réglementation, tels que l'AER, la BCOGC, le BCEAO et la REC comprennent souvent une évaluation des droits et revendications des peuples autochtones, ainsi que des obligations de consultation. Bien que la Couronne ait l'ultime responsabilité de faire en sorte que la consultation soit adéquate, cette question est souvent un enjeu central des processus de délivrance de permis. Si un organisme de réglementation ou la Couronne elle-même déterminent que le devoir de consultation n'a pas été rempli de manière adéquate dans le cadre de la délivrance d'approbations réglementaires demandées par Pembina, l'émission de telles approbations pourrait être retardée ou refusée, ayant ainsi une incidence sur les activités de Pembina au Canada.

Comme il est indiqué à la rubrique « Réglementation et législation », la *Loi sur l'évaluation d'impact*, promulguée par la REC, et les modifications connexes à la *Loi sur les Pêches* et à la *Loi sur la protection de la navigation* ont été adoptées le 28 août 2019. Un certain nombre de modifications au processus réglementaire fédéral ont trait à la participation des groupes autochtones et des droits issus de traités. La nouvelle législation codifie généralement la loi et la pratique à ces égards. Par exemple, les décideurs sont maintenant explicitement tenus de prendre en considération les effets (favorables ou défavorables) d'un projet proposé sur les droits des Autochtones protégés par la constitution, ainsi que les Autochtones eux-mêmes, et faire en sorte qu'une consultation soit lancée au cours de la phase de planification des processus d'évaluation des impacts. La nouvelle législation prévoira également un rôle plus important pour les organismes de réglementation autochtones dans le processus d'évaluation des impacts (en permettant la délégation de certains aspects du processus de l'évaluation d'impact à de tels groupes) et exige des décideurs qu'ils tiennent compte des connaissances traditionnelles autochtones dans certains cas.

Le 14 février 2018, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il élaborera le *Cadre de reconnaissance et de mise en œuvre des droits* (le « Cadre ») en partenariat avec les peuples autochtones (Premières Nations, Inuits et Métis). Le contenu de ce Cadre sera déterminé selon les informations dégagées d'un processus de mobilisation, piloté par la ministre des Relations Couronne-Autochtones, mené entre février et mai 2018. Le gouvernement fédéral canadien avait initialement pour objectif de mettre en œuvre le cadre et toute législation ou politique connexe avant octobre 2019, mais aucune législation n'a encore été proposée en date des présentes. Pembina va continuer de suivre l'évolution de ce dossier et d'en évaluer l'incidence sur ses activités.

En 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué la Loi 51, intitulée *2018 Environmental Assessment Act*, dans le cadre de ses engagements visant à revitaliser les évaluations environnementales dans la province et à faciliter la mise en application de la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (« DDPA »). La *2018 Environmental Assessment Act* est entrée en vigueur à la fin de 2019. La *2018 Environmental Assessment Act* a été conçue pour servir de modèle d'évaluation environnementale sur la base du consentement et a pour objectif de soutenir la réconciliation avec les peuples autochtones et de mettre en œuvre la DDPA. La réglementation stipule que le BCEAO doit obtenir le consentement des groupes autochtones en ce qui concerne, notamment, la décision d'émettre un certificat d'évaluation environnementale à un projet donné. Bien que la *2018 Environmental Assessment Act* n'exige pas de manière stricte le consentement dans la plupart des cas, la législation fait place à de nouvelles occasions de participation pour les groupes autochtones dans le cadre

des évaluations environnementales, ce qui pourrait rallonger les délais d'obtention des approbations réglementaires et, par ricochet, avoir une incidence sur les activités de Pembina en Colombie-Britannique. Le projet de loi 41, *Declaration of the Rights of Indigenous Peoples Act*, présenté par le gouvernement de la Colombie-Britannique le 24 octobre 2019, comporte des objectifs similaires. Cette loi vise à confirmer l'application de la DDPA à toutes les lois de la Colombie-Britannique. Il reste encore à établir les effets concrets de cette loi, puisque le gouvernement sera simplement tenu de préparer et de mettre en œuvre un plan d'action et de présenter chaque année un rapport sur les progrès réalisés. Pembina continue de surveiller de près l'élaboration des règlements nécessaires pour faciliter la mise en application de la *2018 Environmental Assessment Act* et les progrès de l'intégration du projet de loi 41 dans la législation de la Colombie-Britannique.

Risques de conflits d'intérêts

Les actionnaires et d'autres porteurs de titres de Pembina dépendent de la haute direction et des administrateurs de Pembina en ce qui concerne la gouvernance, l'administration et la gestion de Pembina. Certains administrateurs et dirigeants de Pembina peuvent aussi agir comme administrateurs ou dirigeants d'entités qui sont en concurrence avec Pembina ou d'entités dans lesquelles Pembina détient une participation en titres de capitaux propres. Ainsi, ces administrateurs ou dirigeants de Pembina peuvent être confrontés à des conflits d'intérêts dans le cadre de l'exercice de leurs fonctions concernant Pembina. Pembina atténue une partie de ce risque en obligeant les administrateurs et les dirigeants à déclarer l'existence de conflits d'intérêts potentiels conformément au Code de déontologie de Pembina et à la loi ABCA.

Litiges

Pembina et ses diverses filiales et sociétés liées peuvent, dans le cours de leurs activités, faire l'objet de poursuites et d'autres réclamations, notamment en ce qui concerne les projets de croissance ou d'expansion. Les coûts de contestation et de règlement liés à ces poursuites et réclamations peuvent être importants, même à l'égard de poursuites et réclamations sans fondement. En raison de l'incertitude inhérente au processus des litiges, la résolution d'une procédure judiciaire ou autre pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Pembina.

Risque de change

Les flux de trésorerie de Pembina, notamment une partie de ceux liés aux marchandises et à certains actifs d'infrastructure situés aux États-Unis, ainsi que les distributions reçues des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence situées aux États-Unis, sont assujettis au risque de change, qui découle du fait que certains flux de trésorerie sont libellés en dollars américains. Par ailleurs, une partie des dépenses d'investissement et apports ou prêts aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Pembina situées aux États-Unis peut être libellée en dollars américains. Pembina surveille et évalue ces risques de change et y réagit en ayant recours à un programme de gestion active des risques qui comprend l'échange d'une monnaie étrangère contre la monnaie nationale à taux fixe.

Cybersécurité

L'infrastructure, les technologies et les données de Pembina sont de plus en plus étroitement liées les unes aux autres, ce qui crée un risque que la défaillance d'un système puisse entraîner celle d'autres systèmes, ce qui pourrait également avoir une incidence sur les actifs physiques de la Société. Par ailleurs, le risque que le secteur soit l'objet d'une cyberattaque s'accroît. Une atteinte à la sécurité ou une défaillance des technologies de l'information de Pembina pourraient mener à des interruptions des activités d'exploitation, à des retards, à des dommages causés à des actifs ou à l'environnement, à une atteinte à la réputation, à la perte de profits, à la perte de données et à d'autres conséquences néfastes. La stratégie de Pembina en matière de sécurité est axée sur la gestion du risque lié à la sécurité des technologies de l'information, laquelle comprend une surveillance continue, la détection des menaces et un protocole de réponse aux incidents.

Santé et sécurité

L'exploitation de l'entreprise de Pembina comporte des dangers liés à la collecte, au traitement, au transport, au fractionnement, au stockage et à la commercialisation des hydrocarbures, notamment les suivants : les éruptions, les incendies, les explosions, les fuites de gaz, y compris de gaz corrosif, la migration de substances dangereuses, les déversements de pétrole, la corrosion ainsi que les actes de vandalisme et de terrorisme. L'un ou l'autre de ces dangers peut entraîner une interruption des activités, entacher la réputation de Pembina, causer des décès ou des blessures, entraîner la perte ou l'endommagement de matériel ou de biens, de systèmes d'information, de données et de systèmes de contrôle connexes ou causer des dommages à l'environnement, notamment la pollution de l'eau, des sols ou de l'air.

12. MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Tout au long du présent rapport de gestion, Pembina a recours aux termes suivants, qui ne sont pas définis par les PCGR, mais auxquels la direction a recours pour évaluer la performance de Pembina et ses activités. Comme les mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS, elles ne peuvent pas être comparées aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. La réglementation sur les valeurs mobilières applicable suggère que les mesures non conformes aux PCGR soient clairement définies, nuancées et rapprochées de la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre.

Les mesures non conformes aux PCGR ont pour objet de fournir des renseignements utiles et complémentaires sur la performance de Pembina sur le plan de l'exploitation et sur le plan financier aux investisseurs aussi bien qu'aux analystes. Ces mesures n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou prises comme mesures de rechange aux indicateurs de la performance préparés conformément aux IFRS. De plus, il se peut que d'autres émetteurs calculent ces mesures de façon différente.

Les investisseurs sont priés de prendre note que les produits nets, le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté par action ordinaire, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire ne doivent pas être perçus comme des mesures pouvant remplacer, en tant qu'indicateurs de la performance de Pembina, les produits, le bénéfice, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la marge brute ou d'autres mesures des résultats financiers établies conformément aux PCGR.

Consolidation proportionnelle non conforme aux PCGR des résultats des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Conformément aux IFRS, les participations contrôlées conjointement de Pembina sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Suivant cette méthode, le montant net des actifs et des passifs liés à la participation est présenté au poste « Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » de l'état consolidé de la situation financière. Le bénéfice net attribuable aux participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence est comptabilisé au poste « Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » de l'état consolidé du résultat net et du résultat global. Les apports en trésorerie versés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et les distributions en trésorerie reçues de celles-ci correspondent à la quote-part qui revient à Pembina des montants versés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et reçus de celles-ci.

Dans le but de faciliter la compréhension et l'évaluation de la performance de ces participations, Pembina présente, en complément des informations fournies selon les IFRS, la consolidation proportionnelle non conforme aux PCGR des résultats des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part qui revient

à Pembina des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence est prise en compte dans le BAIIA ajusté.

Produits nets

Les produits nets constituent une mesure financière non conforme aux PCGR et correspondent au total des produits diminué du coût des ventes incluant les achats de produits. La direction estime que les produits nets donnent aux investisseurs une mesure unique indiquant la marge à l'égard des ventes avant les charges d'exploitation non liées aux produits, mesure qui est comparable d'une période à l'autre. La direction utilise les produits nets afin de comparer les résultats d'une période à l'autre des divisions Commercialisation et nouveaux projets et Installations, de totaliser les produits dégagés par chaque division de la Société et d'établir des objectifs comparables.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)					Commercialisation et nouveaux projets	Siège social et éliminations interdivisions				
	Pipelines		Installations					Total		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits	487	403	287	267	1 092	1 163	(112)	(107)	1 754	1 726
Coût des ventes, y compris les achats de produits	—	—	2	2	989	1 087	(74)	(69)	917	1 020
Produits nets	487	403	285	265	103	76	(38)	(38)	837	706

Périodes de douze mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)					Commercialisation et nouveaux projets	Siège social et éliminations interdivisions				
	Pipelines		Installations					Total		
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits	1 787	1 588	1 121	1 014	4 804	5 175	(482)	(426)	7 230	7 351
Coût des ventes, y compris les achats de produits	—	—	4	8	4 417	4 789	(311)	(282)	4 110	4 515
Produits nets	1 787	1 588	1 117	1 006	387	386	(171)	(144)	3 120	2 836

Bénéfice avant les intérêts, l'impôt et les amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »)

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice de l'exercice avant les charges financières nettes, l'impôt sur le résultat, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles (inclus dans les charges d'exploitation et les charges générales et administratives) ainsi que les profits et pertes latents sur des instruments financiers dérivés sur marchandises. L'exclusion des profits et pertes latents sur des instruments financiers dérivés sur marchandises permet d'éliminer l'incidence d'éléments hors trésorerie de ces profits et pertes.

De plus, le BAIIA ajusté tient compte des ajustements du bénéfice liés aux pertes (aux profits) sur la sortie de biens, aux coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions, aux charges de dépréciation ou aux reprises du goodwill, aux immobilisations incorporelles, aux participations dans les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, aux immobilisations corporelles, à certaines provisions hors trésorerie et à d'autres montants qui ne reflètent pas les activités poursuivies. Les ajustements apportés au bénéfice sont aussi apportés à la quote-part des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Par ailleurs, la quote-part qui revient à Pembina des résultats des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sous forme d'intérêt privilégié est présentée dans le BAIIA ajusté en tant que participation de 50 % en actions ordinaires. Ces ajustements supplémentaires sont effectués afin d'exclure divers éléments hors trésorerie et d'autres éléments qui ne reflètent pas les activités poursuivies. La direction

estime que le BAIIA ajusté fournit de précieux renseignements aux investisseurs, car il constitue un important indicateur de la capacité d'un émetteur de générer des liquidités par le truchement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les investisseurs et les analystes utilisent également le BAIIA ajusté pour évaluer la performance financière d'un émetteur et en déterminer la valeur, notamment parce qu'il permet de calculer les ratios financiers et les ratios d'endettement. La direction utilise le BAIIA ajusté pour établir des objectifs et le considère comme un indicateur clé de la réussite de la Société. Pembina fait état du BAIIA ajusté étant donné que la direction est d'avis qu'il s'agit d'une mesure utilisée fréquemment par les analystes, les investisseurs et d'autres parties prenantes pour évaluer la performance financière de la Société.

Trimestres clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>							Siège social et éliminations interdivisions		Total	
	Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets		2019	2018	2019	2018
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Bénéfice avant impôt	29	292	161	142	94	178	(136)	(97)	148	515
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres ajustements	69	67	37	42	2	(4)	—	—	108	105
Charges financières nettes	2	3	6	2	(8)	6	60	45	60	56
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	66	56	50	39	8	6	15	7	139	108
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	—	—	—	23	(89)	—	—	23	(89)
(Profit) perte sur la sortie de biens	1	—	—	—	—	—	(2)	—	(1)	—
Coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions	—	—	—	—	—	—	10	2	10	2
Charges de dépréciation (reprises) et provisions hors trésorerie	300	(1)	—	8	1	12	(1)	(1)	300	18
BAIIA ajusté	467	417	254	233	120	109	(54)	(44)	787	715
BAIIA ajusté par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>									1,52	1,41

Périodes de douze mois closes les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>							Siège social et éliminations interdivisions		Total	
	Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets		2019	2018	2019	2018
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Bénéfice avant impôt	1 034	1 220	618	546	376	415	(500)	(439)	1 528	1 742
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres ajustements	265	258	146	169	21	12	—	—	432	439
Charges financières nettes	9	9	23	6	(8)	16	270	248	294	279
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	245	216	168	149	51	26	47	26	511	417
Perte latente (profit latent) sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	—	—	—	13	(73)	—	—	13	(73)
Règlement par suite d'une décision arbitrale	—	—	—	—	(33)	—	—	—	(33)	—
Perte sur la sortie de biens	1	—	—	—	—	—	—	—	1	—
Coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions	—	—	—	—	—	—	12	9	12	9
Charges de dépréciation (reprises) et provisions hors trésorerie	300	—	—	10	3	13	—	(1)	303	22
BAIIA ajusté	1 854	1 703	955	880	423	409	(171)	(157)	3 061	2 835
BAIIA ajusté par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>									5,97	5,62

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés, flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés sont une mesure non conforme aux PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés pour tenir compte de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ajustés pour tenir compte de la charge d'impôt exigible et des paiements fondés sur des actions et diminués des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ne tiennent pas compte des dividendes payés sur les actions privilégiées, puisque ceux-ci ne sont pas attribuables aux porteurs d'actions ordinaires. Le calcul a été modifié et comprend maintenant l'impôt exigible et les paiements fondés sur des actions, ce qui permet à la direction de mieux évaluer les obligations de la Société décrites ci-après. La direction estime que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés fournissent une information comparable aux investisseurs et leur permettent d'évaluer la performance financière au cours de chaque période de présentation de l'information financière. La direction a recours aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés afin de fixer des objectifs et les considère comme un indicateur clé de la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations au titre des intérêts, des paiements de dividendes et d'autres engagements. Les données par action ordinaire correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, ajustés ou non, selon le cas, divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	728	674	2 532	2 256
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,41	1,33	4,94	4,47
Ajouter (déduire) :				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(99)	(65)	(106)	83
Charge d'impôt exigible	(32)	(8)	(210)	(70)
Impôt payé, déduction faite du change	23	(13)	141	23
Paiements fondés sur des actions à verser	(13)	(8)	(50)	(48)
Paiements fondés sur des actions	—	—	50	32
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(31)	(37)	(123)	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	576	543	2 234	2 154
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,11	1,07	4,36	4,27

13. ABRÉVIATIONS

Voici la liste des abréviations susceptibles d'être utilisées dans le présent rapport de gestion :

Autres	
Acquisition de Kinder	acquisition de Kinder Morgan Canada Limited et du tronçon américain du réseau de pipelines Cochin par Pembina le 16 décembre 2019
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
Coupe lourde	usines de traitement du gaz pourvues d'une capacité d'extraction d'éthane plus
Coupe légère	usines de traitement de gaz non corrosif pourvues d'une capacité d'extraction de propane plus ou de condensats plus
É.-U.	États-Unis
IFRS	Normes internationales d'information financière
GNL	gaz naturel liquéfié
GPL	gaz de pétrole liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
PCGR	principes comptables généralement reconnus du Canada
Volumes	Les divisions Pipelines et Installations comprennent des volumes générant des revenus, lesquels sont des volumes physiques plus les volumes comptabilisés à partir d'engagements d'achat ferme. Pour la division Commercialisation et nouveaux projets, les volumes sont les volumes de LGN commercialisés. Les volumes sont présentés en kbep/j, les volumes de gaz naturel ayant été convertis en kbep/j à partir des Mpi ³ /j selon le ratio 6:1.

Mesures		Organismes de réglementation	
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour	AER	Alberta Energy Regulator
kb	milliers de barils	BCEAO	British Columbia Environmental Assessment Office
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour	BCOGC	British Columbia Oil and Gas Commission
kb/j	milliers de barils par jour	ONÉ	Office national de l'énergie
km	kilomètre	PHMSA	Pipeline and Hazardous Material Safety Administration
Mb	millions de barils	REC	Régie de l'énergie du Canada
Mb/j	millions de barils par jour		
Mbep/j	millions de barils d'équivalent pétrole par jour		
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour		

Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	
<i>Pipelines</i>	
Alliance	Participation de 50 % dans le gazoduc d'Alliance.
Ruby	Participation en actions privilégiées convertibles de 50 % dans le gazoduc de Ruby.
<i>Installations</i>	
Veresen Midstream	Participation de 45 % dans Veresen Midstream, qui est propriétaire d'actifs situés dans l'Ouest canadien desservant la zone pétrolière géologique Montney dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris des installations de traitement du gaz ainsi que des pipelines de collecte de gaz et des installations de compression.
Fort Corp	Participation de 50 % dans Fort Saskatchewan Ethylene Storage Limited Partnership et Fort Saskatchewan Ethylene Corporation.
<i>Commercialisation et nouveaux projets</i>	
Aux Sable	Participation dans Aux Sable (environ 42,7 % dans Aux Sable É.-U. et 50 % dans Aux Sable Canada), ce qui comprend une installation de fractionnement de LGN et une usine de traitement du gaz naturel à proximité de Chicago, en Illinois, et d'autres installations de traitement des LGN et de gaz naturel, des actifs de logistique et de distribution aux États-Unis et au Canada et des contrats de transport visant le gazoduc d'Alliance.
CKPC	Participation de 50 % dans l'installation de déshydrogénation du propane et de production de polypropylène (l'« installation de PDH/PP »).

Les lecteurs sont priés de consulter la notice annuelle datée du 27 février 2020 disponible sur le site www.sedar.com pour obtenir des descriptions supplémentaires.

14. ÉNONCÉS ET RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Afin de fournir aux porteurs de titres et aux investisseurs éventuels de la Société des renseignements sur Pembina, notamment l'évaluation que fait la direction des plans et activités futurs de la Société, certains énoncés contenus dans le présent rapport de gestion constituent des renseignements prospectifs ou des énoncés prospectifs (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à la présence de termes et de locutions tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « croire », « planifier », « avoir l'intention de », « concevoir », « cibler », « entreprendre », « indiquer », « maintenir », « explorer », « comporter », « échéancier », « objectif », « stratégie », « vraisemblablement », « potentiel », « viser », « perspectives », « but », la marque du conditionnel ou du futur et des expressions similaires.

De par leur nature, des énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs, connus et inconnus, qui peuvent faire en sorte que les résultats ou les événements réels différeront considérablement de ceux qui sont prévus dans le cadre de ces énoncés prospectifs. Pembina estime que les attentes véhiculées par ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne garantit qu'elles s'avéreront justes, et il ne faut pas se fier indûment aux énoncés prospectifs inclus dans le présent rapport de gestion. Ces énoncés prospectifs ne valent qu'à la date du rapport de gestion.

Le présent rapport de gestion contient plus particulièrement des énoncés prospectifs portant notamment sur ce qui suit :

- l'acquisition de Kinder, y compris le raisonnement stratégique et les avantages prévus connexes;
- les niveaux futurs et la viabilité des dividendes en trésorerie que Pembina entend verser à ses actionnaires, la date de versement des dividendes et le traitement fiscal connexe;
- la planification, la construction, les emplacements, les dépenses d'investissement estimées, les échéanciers, les demandes et obtentions d'autorisations environnementales et réglementaires prévues, la capacité attendue, les volumes supplémentaires, les dates de mise en service, les droits, les sources de produits et les activités, ainsi que l'exploitation des nouveaux projets de construction ou des projets actuels d'expansion des pipelines et les avantages qui en découlent, des installations de services gaziers, des installations de fractionnement, des terminaux, des installations de stockage, des plaques tournantes et d'autres installations ou infrastructures énergétiques, de même que l'incidence des nouveaux projets de Pembina sur sa performance financière future;
- les synergies attendues entre les actifs en cours d'aménagement, les actifs acquis et les actifs existants de Pembina;
- l'exploitation et les volumes transportés du réseau de pipelines et des installations de traitement, de fractionnement et de stockage;
- le traitement en vertu des régimes de réglementation gouvernementaux du Canada et des États-Unis, notamment les impôts et les régimes fiscaux, la réglementation en matière de gaz à effet de serre et d'environnement et les obligations connexes au titre de la cessation d'exploitation et de la remise en état et les obligations de consultation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des autres parties prenantes;
- l'estimation du passif d'impôt différé et la stratégie de Pembina en ce qui a trait au paiement des coûts estimés de cessation d'exploitation futurs et des obligations estimées au titre de la désaffectation;
- la stratégie de Pembina ainsi que la poursuite et le calendrier prévu de nouvelles occasions d'affaires et de croissance et l'incidence de celles-ci;
- l'augmentation de la capacité potentielle de transport des volumes ainsi que de la capacité de traitement et de fractionnement découlant de la hausse de l'activité au sein de l'industrie du pétrole et du gaz et de nouvelles connexions et d'autres projets à l'égard des pipelines et des installations de Pembina;
- les flux de trésorerie futurs attendus et la suffisance de ces flux, la stabilité financière, les sources de financement assorties de taux intéressants et l'accessibilité à ces sources, les obligations contractuelles futures, les options de financement futures, le renouvellement ultérieur des facilités de crédit, la disponibilité de capital pour financer les plans de croissance, les obligations d'exploitation et les dividendes et l'emploi du produit des activités de financement;
- les attentes de Pembina à l'égard de l'engagement des associés dans le projet Jordan Cove;
- les cibles actuelles en matière de notes associées à la dette de Pembina et la probabilité de leur abaissement sous la note de catégorie investissement;
- les droits et les tarifs et les engagements et contrats en matière de traitement, de transport, de fractionnement, de stockage et de services;
- les risques liés à l'exploitation (notamment le montant des obligations futures liées aux fuites de pipeline et à d'autres incidents environnementaux) et la couverture d'assurance connexe, ainsi que les systèmes d'inspection et de vérification de l'intégrité;

- l'adoption de nouvelles normes comptables et son incidence;
- les stocks et les prix sur le marché des liquides nord-américain;
- les répercussions sur Pembina de la conjoncture actuelle des prix des marchandises;
- le cadre concurrentiel et la capacité de Pembina de se positionner de façon concurrentielle dans le secteur.

Pembina applique habituellement divers facteurs ou hypothèses pour tirer des conclusions ou faire des prévisions, des projections, des prédictions ou des estimations qui figurent dans les énoncés prospectifs, en se fondant sur des renseignements auxquels elle a actuellement accès. Ces facteurs et hypothèses comprennent notamment les suivants :

- le niveau des activités de prospection et de mise en valeur au sein de l'industrie du pétrole et du gaz et les régions géographiques où se dérouleront ces activités;
- la réussite des activités de Pembina;
- les cours des marchandises, les taux d'intérêt et les cours de change en vigueur et la capacité de Pembina de maintenir ses notes de crédit actuelles;
- la disponibilité de capitaux afin de financer les besoins futurs en capitaux relativement à l'actif et aux projets actuels;
- les attentes concernant le régime de retraite de Pembina;
- le fait que les charges d'exploitation futures, y compris les charges associées aux travaux de géotechnique et d'intégrité, concordent avec les coûts historiques;
- le fait que les niveaux de rémunération dans le milieu de l'industrie pétrolière et gazière demeurent stables;
- relativement aux projets de développement, agrandissements, dépenses d'investissement prévues, dates de réalisation et capacités prévues, que des tiers apporteront tout soutien nécessaire, que tout projet découlant d'un tiers relatif aux projets de croissance de Pembina seront sanctionnés et réalisés comme prévu, que des ententes commerciales pourront être conclues, que toutes les approbations en matière de réglementation et d'environnement seront obtenues selon les modalités requises et les délais prescrits, que les contreparties respecteront les contrats selon les délais prescrits, qu'aucun événement imprévu n'empêchera l'exécution des contrats ou l'achèvement des installations pertinentes et qu'aucun coût important imprévu lié aux installations ne sera irrécouvrable des clients;
- relativement à la stabilité du dividende de Pembina, aux cours des marchandises, aux marges et aux cours de change en vigueur, le fait que les résultats d'exploitation futurs de Pembina seront conformes à la performance passée et aux attentes de la direction à cet égard, que des capitaux seront disponibles à des prix intéressants afin de financer les besoins futurs en capitaux relativement à l'actif et aux projets actuels, notamment les dépenses d'investissement futures liées aux agrandissements, aux améliorations et aux interruptions pour entretien, le succès des projets de croissance, les charges d'exploitation futures, le fait que les contreparties continueront de se conformer aux contrats importants en temps opportun, qu'il n'y aura aucun fait imprévu empêchant l'exécution de contrats, qu'il n'y aura aucuns frais imprévus importants au titre de la construction ou autres se rapportant aux projets de croissance actuels ou aux activités actuelles;
- les lois et règlements d'ordre fiscal, environnemental et administratif en vigueur et l'utilisation de comptes fiscaux;
- le montant des passifs futurs liés à des poursuites judiciaires et à des incidents environnementaux et la disponibilité de garanties aux termes des polices d'assurance de Pembina (notamment en ce qui a trait à la police d'assurance de Pembina couvrant les interruptions des activités).

Les résultats réels de Pembina pourraient être considérablement différents de ceux qui sont prévus dans les présents énoncés prospectifs par suite des facteurs de risque importants énoncés ci-après :

- le fait de ne pas obtenir les avantages prévus ou les synergies attendues de l'acquisition de Kinder après sa clôture;
- le contexte et les décisions réglementaires ainsi que les obligations de consultation des Autochtones et des propriétaires fonciers;
- l'incidence d'entités et de prix concurrentiels;
- les pénuries de main-d'œuvre et de matériaux;
- la dépendance à l'égard des relations, des contrepreneurs et des conventions clés et le résultat de la mobilisation des parties prenantes;
- la vitalité et les activités de l'industrie de la production gazière et pétrolière et les prix des marchandises connexes;
- les cas d'inexécution ou de défaut par des contreparties aux ententes conclues par Pembina avec une ou plusieurs de ses filiales relativement à ses activités;
- les mesures prises par les contrepreneurs ou autres partenaires qui détiennent des participations dans certains des actifs de Pembina;
- les mesures prises par des autorités gouvernementales ou réglementaires, y compris les modifications des lois et du traitement de l'impôt, les modifications des taux de redevances, les mesures ou les politiques en matière de changements climatiques et une réglementation environnementale accrue;
- les variations des résultats d'exploitation;
- une conjoncture économique et un état des marchés défavorables au Canada, en Amérique du Nord et ailleurs, notamment des fluctuations ou l'affaiblissement continu, le cas échéant, des taux d'intérêt, des cours de change, des prix des marchandises, des tendances en matière d'offre et de demande et du niveau d'activité global de l'industrie;

- les limites imposées aux infrastructures adéquates ou la non-disponibilité de celles-ci;
- les changements survenant dans le contexte politique de l'Amérique du Nord et ailleurs, et dans l'opinion publique;
- la capacité d'avoir accès à diverses sources d'emprunt et de capitaux propres;
- les modifications des notes de crédit;
- les risques liés à la technologie et à la sécurité;
- les catastrophes naturelles;
- les autres facteurs énoncés sous la rubrique « Facteurs de risque » du présent rapport de gestion et de la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui peuvent être consultés à l'adresse www.pembina.com, ainsi qu'au Canada, sous le profil d'entreprise de Pembina à l'adresse www.sedar.com et, aux États-Unis, sous le profil de Pembina à l'adresse www.sec.gov.

Ces facteurs ne doivent pas être considérés comme exhaustifs. Sauf si la loi l'exige, Pembina ne s'engage pas à mettre à jour ou à réviser à l'usage du grand public des énoncés prospectifs, que ce soit par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Tous les énoncés prospectifs contenus aux présentes sont faits sous réserve de la présente mise en garde.