

# POINT DE VUE ÉCONOMIQUE

## Quel avenir pour l'industrie pétrolière au Canada?

Par Jimmy Jean, vice-président, économiste en chef et stratège, et Marc-Antoine Dumont, économiste

Après plusieurs années difficiles, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel semble être en meilleure posture. Alors que les prix faibles du pétrole et les coûts d'opération élevés avaient fait douter de la rentabilité du secteur au Canada, la récente montée des prix ainsi que les économies d'échelle permettant une baisse des coûts de production dépeignent un portrait bien plus positif. Cette situation présentement favorable pour l'industrie canadienne devrait aider celle-ci à s'ajuster à un environnement économique et législatif en plein changement alors que la transition énergétique s'accélère. Cette industrie fait donc face à plusieurs défis logistiques et climatiques de taille. L'avenir de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel dépend de sa capacité à relever l'ensemble de ces défis.

### Le pétrole au Canada

Les riches réserves de pétrole du Canada ont fait de lui, en 2020, le quatrième producteur au monde avec 4,2 mbj (millions de barils par jour) (tableau 1). De ces réserves, 97 % se trouvent dans les sables bitumineux et se concentrent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, qui inclut l'Alberta, le Manitoba, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique (l'est de la province). Il n'est donc pas surprenant que les deux plus importantes provinces productrices soient l'Alberta et la Saskatchewan, représentant respectivement 80 % et 10 % de la production nationale. Terre-Neuve-et-Labrador n'est pas loin derrière avec 6 %. Dépendamment de quel type de gisements il s'agit, trois méthodes de production peuvent être utilisées, soit la méthode conventionnelle pour les gisements liquides et pour les gisements semi-solides des sables bitumineux, la méthode minière et la méthode in situ (graphique 1). La production conventionnelle consiste à creuser un puits et à en extraire le pétrole à l'aide de la pression du réservoir ou avec une pompe. Dans les deux cas, il s'agit de la méthode la moins coûteuse pour exploiter le pétrole. Du côté des sables bitumineux, la méthode minière consiste à extraire les dépôts en surface, jusqu'à 70 m de profondeur, à l'aide d'une mine à ciel ouvert et elle est généralement la plus coûteuse. La méthode in situ est utilisée pour les gisements plus profonds. Elle consiste à creuser un puits et, tout dépendant de la viscosité du bitume, à utiliser des solvants ou de la vapeur pour faire remonter le bitume.

En 2019, sur les 4,7 mbj de pétrole brut produits, seulement 0,8 mbj ont été utilisés pour alimenter les raffineries du pays. Le reste est exporté afin de répondre à la demande internationale,

**TABEAU 1**

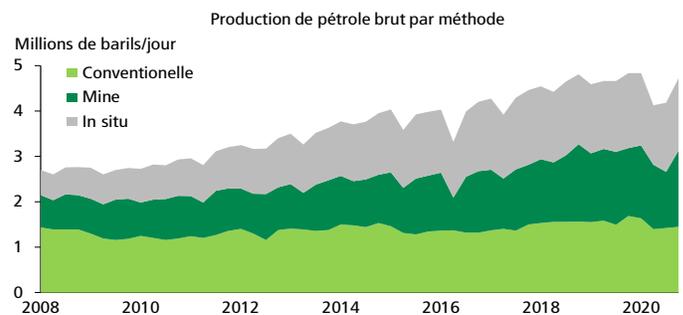
**Le Canada est le quatrième plus gros producteur de pétrole brut au monde en 2020**

Pétrole brut et condensats		
SECTEURS	RÉSERVES PROUVÉES	PRODUCTION
	Millions de barils	Millions de barils/jour
Arabie saoudite	267	9,4
Canada	170	4,2
États-Unis	47	11,3
Russie	80	9,9
Vénézuéla	302	0,5
<b>TOTAL MONDIAL</b>	<b>1 662</b>	<b>76 097</b>

Sources : U.S. Energy Information Administration et Desjardins, Études économiques

**GRAPHIQUE 1**

**La croissance de la production canadienne provient des sables bitumineux**

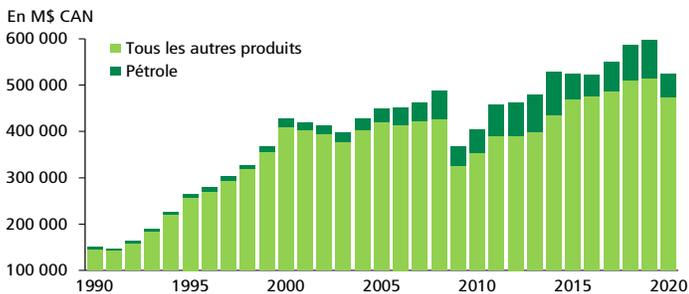


Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

mais aussi en raison de la capacité limitée de raffinage du bitume. En effet, les raffineries canadiennes ne sont pas suffisamment équipées pour traiter l'ensemble de la production du pays, et les entreprises pétrolières exportent donc la majorité de leur production, principalement dans le sud-est des États-Unis, afin qu'elle soit raffinée. Les conséquences sont notables sur les exportations, puisqu'au courant de la dernière décennie, l'or noir compte pour 13 % de la totalité des exportations canadiennes (graphique 2). Ainsi, l'industrie du pétrole et du gaz naturel joue un rôle de premier plan dans l'économie du Canada. En 2020, elle a contribué pour 104 G\$ CAN au PIB, soit 5,6 %, en plus d'avoir généré 60 000 emplois directement reliés à l'extraction du pétrole et du gaz naturel. En Alberta, la contribution de cette industrie s'élève à 26 % de son PIB. La santé de l'industrie pétrolière est donc un élément déterminant dans la croissance économique canadienne.

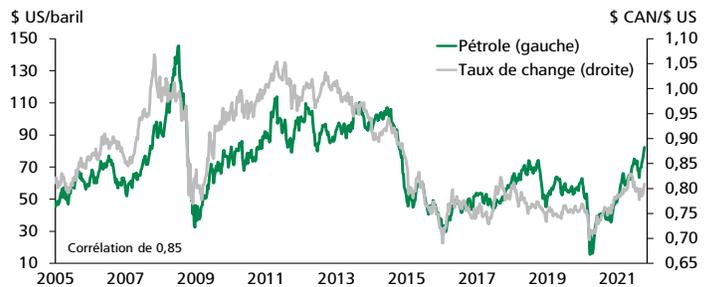
généralement accompagnée d'une dépréciation du huard et vice versa. Par conséquent, les provinces productrices sont négativement affectées par une baisse du prix du pétrole (baisse des revenus et des investissements). Les autres provinces bénéficient de coûts énergétiques moins élevés ainsi que d'une plus grande compétitivité de leurs exportations en raison du taux de change plus faible, entraînant un effet positif sur leur économie. Bien que l'effet d'une baisse de prix du brut soit hétérogène entre les provinces, l'effet global demeure négatif, causant un ralentissement de l'économie canadienne, voire une décroissance comme en 2015. À l'inverse, une hausse serait bénéfique pour l'économie canadienne.

**GRAPHIQUE 2**  
Le pétrole occupe une place grandissante dans les exportations canadiennes



Sources : Statistique Canada, Datastream et Desjardins, Études économiques

**GRAPHIQUE 3**  
Relation étroite entre le prix du pétrole et la valeur du huard

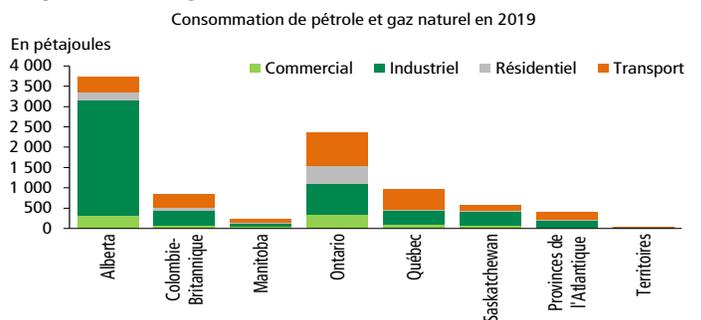


Sources : Datastream et Desjardins, Études économiques

Une [étude](#) du Canadian Energy Research Institute quant à l'incidence du prix du pétrole sur l'économie du Canada a déterminé qu'un gain d'un dollar du WTI (*West Texas Intermediate*) se traduit par une hausse cumulative de 1,7 G\$ CAN du PIB canadien sur un horizon de sept ans. Les effets d'une variation du prix du pétrole sont vastes, influençant l'investissement, le taux de change, l'emploi et les revenus des gouvernements, mais ils sont aussi inégaux. En effet, ils varient en fonction des provinces. L'Alberta, la Saskatchewan et Terre-Neuve-et-Labrador seraient négativement affectées par une baisse du prix du pétrole. À l'inverse, l'étude démontre que l'Ontario et le Québec bénéficieraient de la baisse du prix. Ce contraste s'explique par les différentes structures économiques des provinces et par la relation étroite entre le prix du baril de pétrole et le taux de change du dollar canadien (graphique 3). En raison de l'importance du pétrole dans les exportations, une variation durable de son prix influence fortement la demande intérieure canadienne par le biais des investissements dans le secteur pétrolier et de l'évolution des revenus pour les ménages et les gouvernements, particulièrement dans les provinces productrices. Une baisse du prix du pétrole est ainsi

Les Canadiens sont d'importants consommateurs de pétrole et de gaz naturel, avec une consommation par habitant d'environ 250 kilojoules en 2019, selon les données de la Régie de l'énergie du Canada (REC). L'Alberta est de loin le premier consommateur du pays, principalement en raison de sa demande industrielle, avec 40 % de la demande nationale, suivie par l'Ontario avec 26 % et le Québec avec 10 % (graphique 4). Au total, plus de 50 % de la consommation provient du secteur industriel, lequel est suivi par le secteur des transports

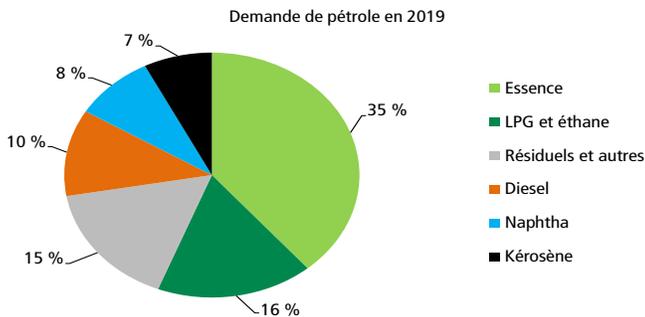
**GRAPHIQUE 4**  
Le secteur industriel représente la majorité de la consommation de pétrole et de gaz naturel



Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

avec 27 %. Quant aux produits pétroliers, la demande suit la distribution classique, c'est-à-dire que l'essence, les gaz de pétrole liquéfié et l'éthane ainsi que le diesel sont les produits les plus consommés avec respectivement 30 %, 15 % et 10 % de la demande intérieure (graphique 5).

**GRAPHIQUE 5**  
L'essence représente la plus importante partie de la demande de pétrole au Canada



Sources : Agence internationale de l'énergie et Desjardins, Études économiques

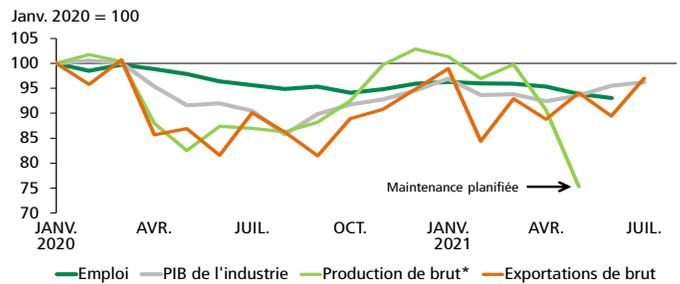
**Une industrie durement touchée par la pandémie**

À la suite du choc économique majeur et des changements dans les habitudes de transport causés par la pandémie au printemps 2020, la demande de pétrole mondiale a brusquement chuté d'environ 30 %. Les conséquences de cette baisse ont été considérables pour le Canada : baisse du prix du WCS (*Western Canadian Select*) de 87 %, chute des exportations de 18 %, réduction importante de la production avoisinant 1 mbj et même la fermeture temporaire de raffineries comme Come by Chance à Terre-Neuve-et-Labrador. De plus, le ralentissement généralisé de l'industrie a fait baisser le nombre de foreuses en activité à un niveau qui n'avait pas été observé depuis plus de 50 ans. Comme mentionné dans notre [Point de vue économique](#) sur la récupération de l'économie canadienne, l'industrie du pétrole et du gaz naturel se trouvait en mai dernier à 97 % de son niveau pré-pandémique de février 2020 (graphique 6). Le retour graduel de la demande de pétrole ainsi que le prix élevé du baril ont soutenu la récupération de cette industrie. Même si une récupération était attendue, plusieurs doutaient de la vitesse et de la force de celle-ci.

Il faut rappeler qu'il s'agit d'une industrie qui avait été fragilisée par la chute pétrolière de 2014-2016. L'essor de l'industrie du schiste américaine ainsi que les perspectives négatives de la demande de pétrole avaient à l'époque placé le marché en situation de surplus causant une baisse des prix. L'Arabie saoudite avait ensuite voulu profiter de cette situation pour intimider sa concurrence, les États-Unis, la Russie et l'Iran, en accentuant la baisse des prix par des hausses supplémentaires de sa production. Cette guerre des prix a fait diminuer le WTI de 100 \$ US à 25 \$ US par baril. Dans un contexte où les producteurs dépendaient du niveau élevé du prix afin d'être

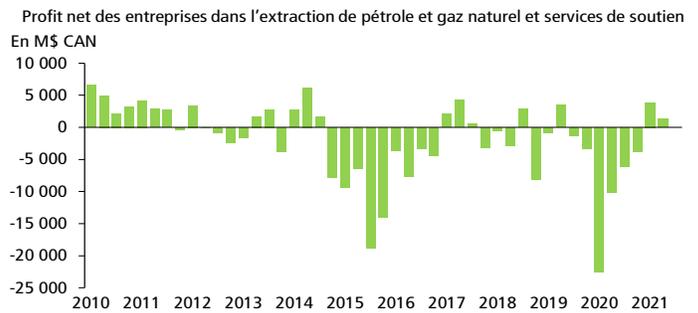
rentables, l'industrie pétrolière canadienne a alors connu de dures années avec des déficits allant jusqu'à 19 G\$ CAN, selon Statistique Canada (graphique 7). Ces déficits n'ont été battus qu'une fois depuis, lors de la pandémie en raison de l'effet des mesures de confinement et du ralentissement majeur de l'économie.

**GRAPHIQUE 6**  
Alors que les cours pétroliers sont élevés, la récupération de l'industrie se poursuit



\* Estimations de la production de pétrole brut canadien.  
Sources : Statistique Canada, Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

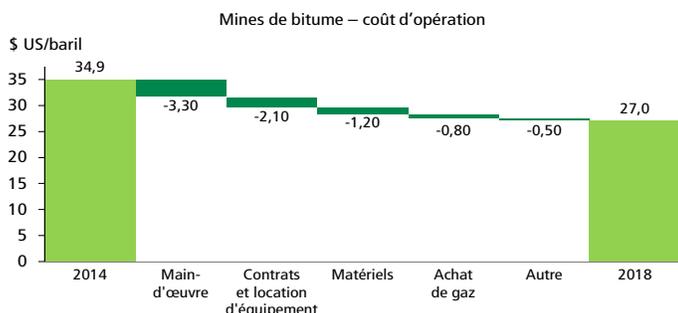
**GRAPHIQUE 7**  
Les forts coûts de production ont nui à la rentabilité du secteur



Sources : Statistique Canada et Desjardins, Études économiques

Une fois la poussière retombée et un nouveau niveau de prix établi pour le pétrole, l'industrie pétrolière canadienne faisait face à trois grands défis immédiats. Le premier était de diminuer ses coûts d'opération, principalement ceux reliés à l'exploitation des sables bitumineux, qui n'étaient plus viables pour un prix avoisinant les 55 \$ US par baril. Le deuxième était d'accroître la capacité de transport du pétrole afin de soutenir la croissance de la production et des exportations. Le dernier défi était d'encourager l'investissement, qui avait significativement diminué, tout en stabilisant l'endettement de l'industrie afin de maintenir une certaine flexibilité pour les projets futurs.

**GRAPHIQUE 8**  
Baisse importante des coûts liés à la main-d'œuvre



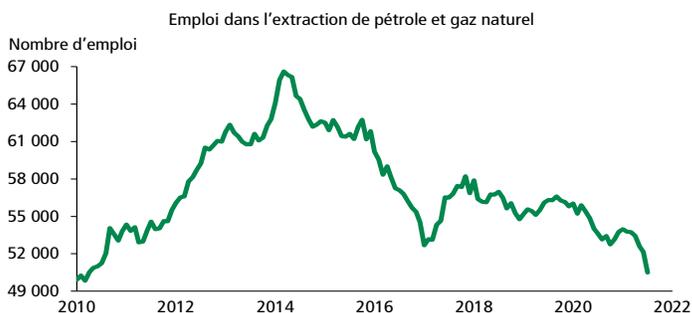
Sources : Gouvernement de l'Alberta, Alberta Energy et Desjardins, Études économiques

### Des coûts d'opération à la baisse

L'analyse du gouvernement de l'Alberta sur la réaction de l'industrie pétrolière face à la baisse du prix du pétrole révèle une diminution des coûts d'opération pour les entreprises œuvrant dans les sables bitumineux de 2014 à 2018. Pour la production minière, le principal facteur est la diminution du coût de la main-d'œuvre de 3,30 \$ US par baril (graphique 8). Cette réduction provient d'abord d'importantes suppressions d'emplois (graphique 9), mais aussi de plusieurs restructurations majeures afin d'augmenter la productivité des travailleurs et de maximiser les économies d'échelle. De plus, la renégociation des contrats de service et l'amélioration de l'approvisionnement avec les fournisseurs ont permis des réductions supplémentaires de 2,10 \$ US et de 1,20 \$ US par baril, respectivement. Au total, le coût de production des mines a diminué de 7,90 \$ US par baril de 2014 à 2018. Du côté de la production in situ, dont les coûts d'opération étaient déjà bien plus faibles, la baisse totale a été de 7,20 \$ US (graphique 10). En raison de la forte intensité d'utilisation de gaz naturel dans ce type de production, la baisse du prix de ce dernier a provoqué une diminution de 2,80 \$ US par baril. Tout comme la production minière, la renégociation des contrats de service et un meilleur approvisionnement en matériel ont permis une diminution combinée de 2,30 \$ US par baril. Durant la pandémie, les entreprises pétrolières canadiennes n'ont pas cessé leurs efforts afin de réduire les coûts d'opération. Frappée de nouveau par une importante baisse des prix du pétrole, l'industrie a poursuivi la maximisation de l'efficacité de sa main-d'œuvre avec de nouvelles économies d'échelle, cette fois au sein des employés de bureau. Bien que cela signifie d'autres suppressions d'emplois, les perturbations économiques causées par la pandémie brouillent présentement encore trop les données pour tabler sur un chiffre précis.

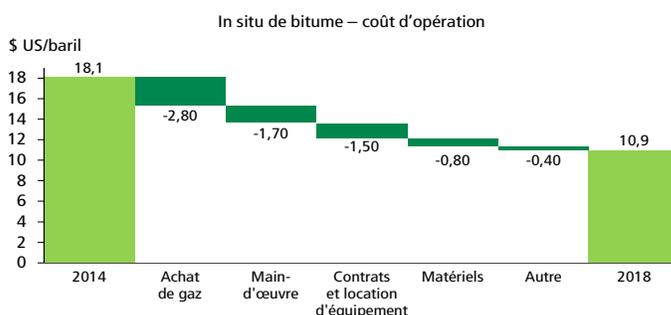
De plus, l'un des principaux éléments derrière la réduction des coûts de production est le fusionnement des chaînes de production, permettant des économies d'échelle, notamment sur le plan de la main-d'œuvre, des fournisseurs de services, de l'approvisionnement en matériel et des infrastructures. La

**GRAPHIQUE 9**  
L'emploi n'a jamais récupéré son niveau d'avant 2014



Sources : Statistique Canada et Desjardins, Études économiques

**GRAPHIQUE 10**  
Les faibles prix du gaz naturel ont profité aux installations in situ



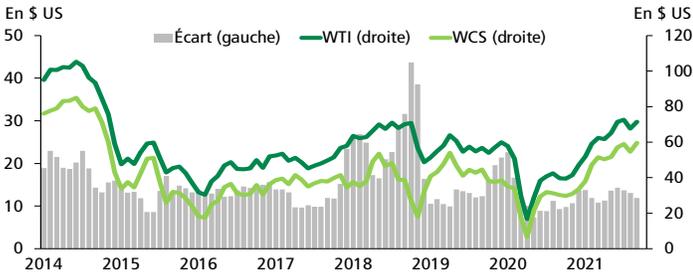
Sources : Gouvernement de l'Alberta, Alberta Energy et Desjardins, Études économiques

pandémie a accéléré cette tendance déjà en place depuis 2014 en raison de l'abondance de liquidités et des faibles coûts de financement pour l'industrie. En effet, la remontée des cours pétroliers ainsi que les mesures de soutien gouvernementales ont fait que les entreprises pétrolières avaient d'importantes sommes d'argent disponibles, en plus de pouvoir emprunter à de faibles taux d'intérêt. Ainsi, de nouvelles fusions comme Cenovus Energy avec Husky Energy et Secure Energy Services avec Tervita Corp. contribuent à l'augmentation des économies d'échelle.

### Même si elle a augmenté, la capacité de transport demeure limitée

Les principaux défis logistiques quant au transport du pétrole concernent le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Étant donné que les lieux d'exploitation se trouvent à l'intérieur des terres, les deux moyens de transport les plus utilisés sont les pipelines et les trains. Toutefois, les pipelines sont nettement plus avantageux d'un point de vue commercial puisque les frais de transport de ceux-ci ne sont qu'une fraction de ceux des trains. Ainsi, l'industrie tend à privilégier l'utilisation et le développement du réseau de pipelines comparativement au

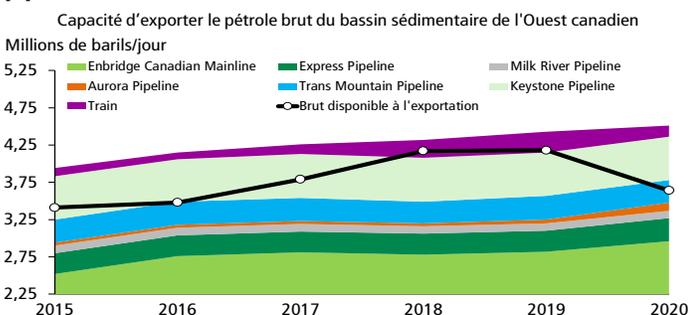
**GRAPHIQUE 11**  
L'écart entre le prix du baril américain et canadien s'est creusé en 2018



WTI : West Texas Intermediate, WCS : Western Canadian Select  
Sources : Datastream et Desjardins, Études économiques

réseau ferroviaire. Les limites de ces réseaux ont toutefois été mises à l'épreuve en 2018. Alors que le réseau de pipelines fonctionnait à plein régime, la baisse du prix du baril a rendu les exportations par train trop coûteuses, causant une chute du prix du baril canadien de 20 \$ US (graphique 11). Par conséquent, le gouvernement de l'Alberta n'a pas eu d'autre choix que d'imposer des limites à la production, le temps que la situation se normalise. Pourtant, entre 2015 et 2018, la capacité du réseau de pipelines s'était accrue de plus de 6 % et d'autres projets étaient en cours de développement, mais cette hausse n'a pas été suffisante pour contrebalancer la croissance de 22 % de la production du bassin (graphique 12). Cette course entre le réseau de transport et la production n'est pas nouvelle; 2018 a simplement montré qui était le meneur. L'industrie et les gouvernements impliqués ont maintenu leurs efforts, entraînant une hausse supplémentaire de la capacité de transport des pipelines d'un peu moins de 7 % de 2018 à 2020. Les principaux pipelines ayant connu une croissance depuis 2015 sont Enbridge Canadian Mainline, avec 17 %, et Express Pipeline, avec 11 %.

**GRAPHIQUE 12**  
Une croissance de la production plus rapide que celle des pipelines



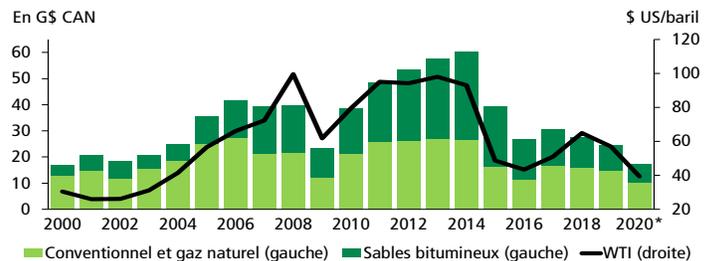
Sources : Régie de l'énergie du Canada, Avenir énergétique du Canada et Desjardins, Études économiques

Bien que le réseau ait connu une expansion, le développement de nouveaux pipelines ou leur prolongement sont ardu, comme le démontre bien le cas de Keystone XL. Ce pipeline, qui devait partir de l'Alberta pour se rendre jusqu'au Texas, a d'abord été rejeté par le président Barack Obama, puis Donald Trump l'a autorisé par décret et, récemment, Joe Biden a infirmé la décision peu de temps après son entrée au pouvoir. Il y a généralement une forte opposition à ce genre de projets en raison des enjeux environnementaux, ce qui peut complexifier et ralentir l'expansion du réseau de pipelines. Néanmoins, la capacité de transport du pétrole s'est accrue et la diminution de la production depuis le début de la pandémie fait que le Canada dispose présentement de capacités de transport excédentaires.

**Une nouvelle stratégie d'investissement**

Les investissements dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel connaissent des difficultés depuis quelques années. Les prix élevés dans le passé avaient soutenu les dépenses en immobilisations albertaines, qui avaient atteint environ 60 G\$ CAN en 2014 (graphique 13). Bien que la chute des cours pétroliers de 2014-2016 soit le principal responsable derrière la baisse de 56 % de ceux-ci, la remontée des prix du pétrole n'a pas été accompagnée par une hausse similaire

**GRAPHIQUE 13**  
Les dépenses en immobilisations albertaines de l'industrie pétrolière peinent à remonter



WTI : West Texas Intermediate, \* Les dépenses en immobilisations sont estimées.  
Sources : Alberta Energy, Canadian Association of Petroleum Producers, Datastream et Desjardins, Études économiques

**TABLEAU 2**  
Classement relatif du développement du pétrole non conventionnel par rapport au pétrole conventionnel

TYPE DE PRODUCTION	INVESTISSEMENT INITIAL	TAUX DE RÉCUPÉRATION	TAUX DE DÉCLIN DE LA PRODUCTION
Mines, sables bitumineux	Très élevé	Très élevé	Très faible
In situ, sables bitumineux	Élevé	Élevé	Faible
Conventionnel	Moyen	Faible	Élevé

Sources : Alberta Treasury Board and Finance et Desjardins, Études économiques

de l'investissement. Les dépenses en immobilisations ont en fait connu deux décroissances annuelles de 10 % en 2018 et en 2019. Durant les années suivant la chute pétrolière, les producteurs canadiens ont priorisé la réduction des coûts de production au détriment du développement de nouveaux sites d'exploitation. L'objectif des investissements des dernières années dans les sables bitumineux était par conséquent le maintien et l'amélioration des installations déjà existantes. De plus, les installations des sables bitumineux profitent d'un taux de dépréciation très faible, c'est-à-dire que les installations minières et in situ ont une longévité estimée de 20 à 40 ans, comparativement à environ un an pour les puits conventionnels. Il faut creuser davantage après cette période. Dans un contexte où le coût initial en capital est largement supérieur au coût de maintien de la production (tableau 2 à la page 5) et où le développement de nouveaux sites a été ralenti, les investissements ont donc diminué en valeur. Cette stratégie a aussi permis à l'industrie pétrolière canadienne de consolider sa dette. Ainsi, les producteurs sont moins exposés aux aléas de la conjoncture économique et disposent d'une plus grande marge de manœuvre financière afin de se conformer aux nouvelles réglementations environnementales.

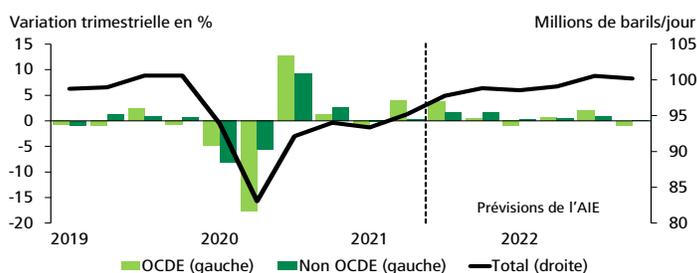
La transition énergétique influence aussi les choix d'investissements de plusieurs entreprises et de plusieurs gouvernements. D'abord, d'importantes sommes sont allouées à la recherche et au déploiement de technologies clés comme la capture et le stockage du carbone, la réduction des émissions de méthane et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Ressources naturelles Canada (RNCAN) a investi, à travers ses différents fonds de financement vert, 83 M\$ CAN depuis 2011 afin de soutenir les efforts de décarbonisation de l'industrie. La valeur totale des projets dans lesquels RNCAN est impliqué s'élève à 230 M\$ CAN<sup>1</sup>. Ensuite, l'industrie modifie graduellement la structure de sa chaîne de production afin de favoriser la cogénération et l'électrification de ses installations. Cela implique l'utilisation de la chaleur perdue lors de la production pour générer de l'électricité et aussi l'utilisation d'électricité provenant de sources propres ou de la cogénération pour alimenter ses installations dans le but de réduire l'empreinte carbone.

### Les perspectives économiques pour l'industrie

Alors que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande mondiale de pétrole devrait poursuivre sa croissance en 2022 (graphique 14), la transition graduelle des énergies fossiles vers les énergies renouvelables pourrait limiter le potentiel de croissance de la demande dans les années subséquentes, surtout dans les économies avancées. Au Canada, la REC prévoit dans son scénario de référence, intégrant uniquement les politiques publiques déjà en place, que la demande de pétrole et de gaz naturel connaîtra une légère

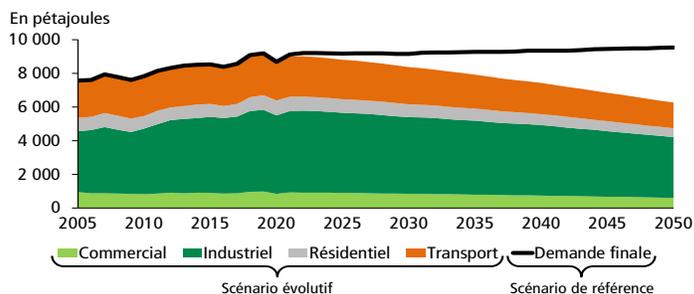
croissance de 5 % d'ici 2030. Toutefois, dans son scénario où la transition énergétique s'accélère, la demande connaît une baisse de 3 % d'ici 2030, surtout en raison de l'électrification du réseau de transport (graphique 15). Aux États-Unis, la U.S. Energy Information Administration (EIA) prévoit une hausse de la demande américaine de pétrole et de gaz naturel d'un peu moins de 10 % d'ici 2026, suivie d'un palier jusqu'au début des années 2030 (graphique 16 à la page 7). Cela est dû à l'amélioration de l'efficacité énergétique, permettant une meilleure performance tout en utilisant moins de combustible, ainsi qu'à l'électrification graduelle de la société, surtout dans les secteurs résidentiel et du transport. La croissance des années suivantes provient quant à elle de l'augmentation, plus forte que celles des gains en efficacité énergétique, du secteur industriel. De plus, il est important de noter que ce scénario n'intègre pas le plan ambitieux d'investissements verts proposé par l'administration Biden. La présidence de Joe Biden fait contraste avec celle de Donald Trump, considéré comme plus propétrole, et une accélération des efforts de décarbonisation pourrait limiter davantage la demande américaine. Néanmoins, les besoins énergétiques nord-américains dans l'ensemble de ces scénarios, canadiens et américains, demeurent élevés et devraient ainsi continuer d'être un pilier important de l'industrie

**GRAPHIQUE 14**  
Croissance de la demande mondiale de pétrole en 2022



AIE : Agence internationale de l'énergie;  
OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques  
Sources : AIE et Desjardins, Études économiques

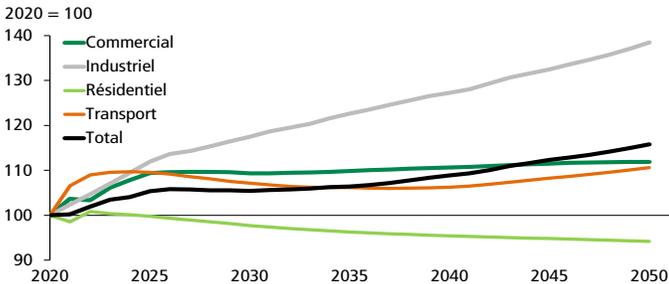
**GRAPHIQUE 15**  
Un avenir incertain pour la demande finale de pétrole et de gaz naturel canadienne



Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

<sup>1</sup> Inclut des projets et technologies de captage, utilisation et stockage du carbone, de réduction des émissions de méthane et de composés organiques volatils, et touchant au pétrole non conventionnel.

**GRAPHIQUE 16**  
**Croissance modérée de la demande américaine de pétrole et de gaz naturel dans le scénario de base**



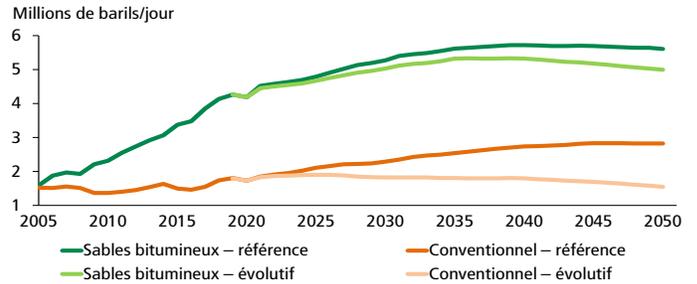
Sources : U.S. Energy Information Administration et Desjardins, Études économiques

pétrolière canadienne, sans nécessairement être un moteur de la croissance.

Bien que les perspectives de la demande nord-américaine soient mitigées, celles des économies émergentes sont plus favorables. En effet, l'EIA prévoit que la consommation de l'Inde et de la Chine sera le principal moteur de la croissance de la demande mondiale. De plus, le point d'inflexion de leur demande demeure nébuleux. Le gouvernement chinois estime le leur à 2026, mais il serait plus vraisemblablement au-delà de 2030. Les perspectives sont similaires pour l'Inde. Encore une fois, la vitesse de la transition énergétique sera déterminante dans l'évolution de leur demande respective.

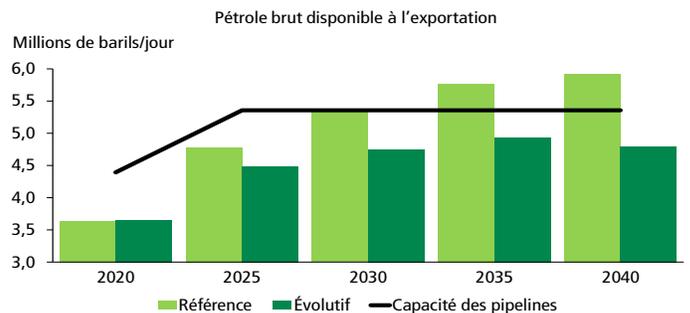
Ainsi, la REC prévoit que la production canadienne de pétrole progressera de 25 % dans le scénario de base et de 13 % dans le scénario évolutif (graphique 17). Dans les deux cas, la majorité de la croissance proviendrait des sables bitumineux. Cette hausse est toutefois conditionnelle à une augmentation de la capacité du réseau de pipelines. Au moment d'écrire ces lignes, seulement deux projets majeurs sont en construction, soit TMX, prévu pour 2022, qui ajouterait 0,54 mbj, et Enbridge ligne 3, prévue pour la fin 2021, qui ajouterait 0,33 mbj. Comme mentionné précédemment, Keystone XL a été annulé, empêchant l'ajout potentiel de 0,83 mbj. Par conséquent, le réseau de pipelines atteindrait sa pleine capacité en 2032 dans le scénario de base (graphique 18). De plus, la capacité de transport des autres pipelines est maintenue dans ces prévisions, faisant abstraction de la maintenance, du remplacement et du vieillissement des lignes déjà existantes. Le développement du réseau de transport sera ainsi déterminant dans la capacité de l'industrie canadienne à pouvoir exploiter le marché asiatique. Pour le moment, les enjeux de transport empêchent l'essor des exportations vers ce continent. De nombreux projets de pipelines sont néanmoins déjà en cours de développement. RNCAN a recensé, en 2020, 127 projets planifiés ou en construction représentant environ 392 G\$ CAN pour l'horizon 2021-2030 (graphique 19). Bien que plusieurs secteurs soient en décroissance pour 2020 en raison de l'anormalité de cette année, on remarque une hausse du

**GRAPHIQUE 17**  
**Croissance de la production canadienne de brut dans les deux scénarios**



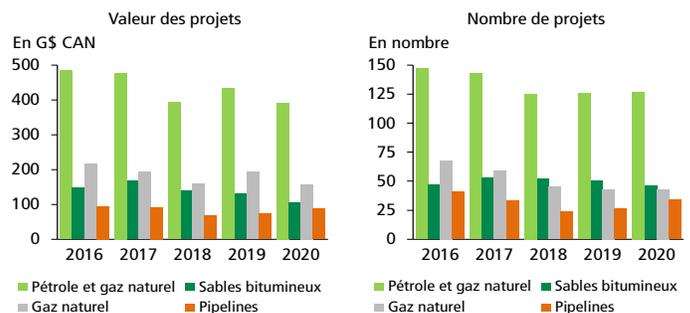
Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

**GRAPHIQUE 18**  
**Advenant une croissance rapide de la production, le réseau de pipelines pourrait atteindre sa pleine capacité**



Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

**GRAPHIQUE 19**  
**Hausse des projets de pipelines en 2020**

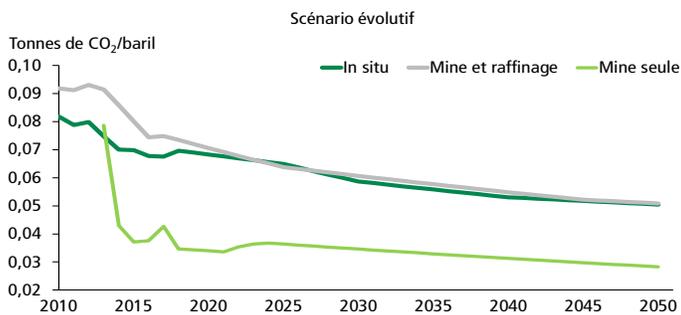


Sources : Ressources naturelles Canada et Desjardins, Études économiques

nombre et de la valeur des projets de pipelines. Il faudra toutefois surveiller les conséquences de l'annulation de Keystone XL pour 2021.

Les producteurs canadiens devront aussi être en mesure de moderniser leurs équipements et leurs installations afin de réduire de manière significative leurs émissions de gaz à effet de serre. Bien que des progrès aient déjà été réalisés sur ce plan (graphique 20), l'industrie devra intensifier ses efforts et ses investissements afin de réduire davantage ses émissions. Ces réductions serviraient d'abord à combattre le réchauffement climatique, mais aussi à faire du pétrole canadien une ressource de choix sur le marché. De plus en plus de consommateurs, de gouvernements et d'entreprises incluent dans leur processus de décisions pour la consommation et l'investissement les conséquences environnementales. Ainsi, un pétrole plus propre et plus responsable deviendra une nécessité pour le développement de cette industrie. De plus, l'industrie devra maintenir ses coûts de production bas afin de contrebalancer la montée des frais liés à la protection de l'environnement et le retrait probable des subventions gouvernementales n'étant pas alignées avec les objectifs de décarbonisation. D'autres éléments pourraient faire pression à la hausse sur les coûts de production, comme la montée des prix du gaz naturel si celle-ci se révèle durable, alors que cette ressource est un important intrant pour la production in situ.

**GRAPHIQUE 20**  
**D'avantage de réductions seront nécessaires pour atteindre la neutralité carbone**



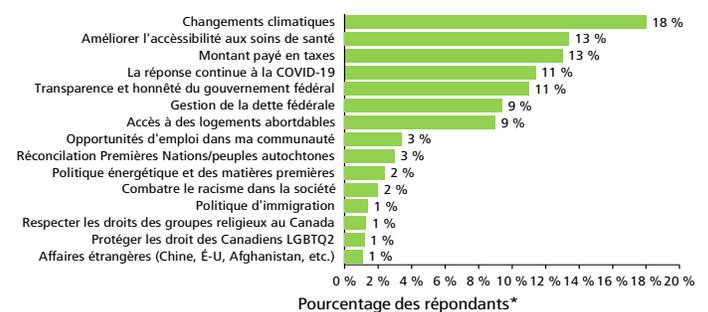
Sources : Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

### En conclusion : une industrie qui devra trouver le moyen de faire partie de la solution

Dans ce *Point de vue économique*, nous avons passé en revue les chocs qui ont frappé l'industrie énergétique canadienne, ainsi que la façon dont les producteurs ont réagi. Il en ressort que l'épisode douloureux du choc pétrolier de 2014-2016 a forcé l'industrie à dégager des gains d'efficacité, de manière à pouvoir être rentable même avec un prix du WTI autour de 50 \$ US à 60 \$ US par baril. Cela a notamment permis au secteur pétrolier canadien de mieux passer à travers le choc pandémique, malgré le fait que des pertes importantes ont été enregistrées durant les premiers mois de cet épisode. Le redressement des prix, les gains de productivité et la situation financière font que le secteur se porte bien à l'heure actuelle. Il demeure que les défis logistiques et climatiques sont de incontournables. Comme nous en avons discuté dans un *Point de vue économique* il y a quelques

années, le coût social du carbone a tendance à augmenter avec le temps. Une [étude récente](#) de l'AIE établissait qu'une des manières d'atteindre l'objectif d'aucune émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 (conformément à l'Accord de Paris de 2015) serait de mettre fin dès maintenant à toute nouvelle activité d'exploration dans le secteur pétrolier et du gaz naturel. Le réalisme d'un tel scénario est sujet à débats, d'autant plus qu'il y a énormément de chemin à faire avant que les énergies renouvelables soient en mesure de prendre le relais du côté tant de la production que de la consommation à l'échelle mondiale<sup>2</sup>. Le fait demeure toutefois que le développement d'énergies fossiles reçoit de moins en moins d'acceptabilité sociale. Lors de la dernière campagne fédérale au Canada, les changements climatiques arrivaient en tête des enjeux considérés comme les plus importants par les électeurs (graphique 21). Les grands investisseurs comme les fonds de pension et les investisseurs en placements privés tournent de plus en plus le dos au secteur. Dans ce contexte, l'avenir du secteur ne dépend plus uniquement de sa productivité mais, de manière cruciale, de sa capacité à faire partie de la solution en matière climatique, et à s'ajuster à un environnement politique, réglementaire et financier qui demeurera très incertain.

**GRAPHIQUE 21**  
**L'enjeu le plus important pour les Canadiens lors de la dernière élection fédérale**



\* 1 692 répondants.

Sources : Angus Reid Institute et Desjardins, Études économiques

<sup>2</sup> Goldman Sachs a récemment évalué le montant nécessaire en investissements annuels pour atteindre l'objectif net zéro à 6 000 G\$ US.