

Ambassade de France au Canada
Service économique régional d'Ottawa

CANADA

Le secteur pétrolier canadien à l'heure des événements au Venezuela

Quatrième producteur mondial de pétrole brut, le Canada exporte près de 80% de sa production, très majoritairement vers les États-Unis. Ce pétrole est raffiné majoritairement dans le Midwest mais également dans une moindre mesure dans les raffineries du Golfe du Mexique, où il se trouvera potentiellement en concurrence avec les importations de brut lourd vénézuélien. Le brut lourd canadien est compétitif et fiable, et les filières canadiennes et américaines sont très intégrées, ce qui est un facteur de stabilité du marché. Il existe une certaine flexibilité sur la diversification à l'export du pétrole canadien (notamment vers l'Asie), mais elles sont relativement faibles à court terme. Le contexte vénézuélien accroît la pression sur le Canada pour diversifier ses exportations hors des États-Unis, ce qui pourrait notamment conduire à l'accélération des projets logistiques, notamment de nouveaux pipelines.

Le pétrole, un secteur majeur pour l'économie canadienne, fortement dépendant du marché américain

Le Canada est le 4^{ème} producteur mondial de pétrole brut (avec 7% de la production mondiale), un rang qu'il maintient grâce à sa production croissante stimulée par l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta.

En 2024, la production canadienne moyenne de pétrole brut et d'équivalents¹ s'est élevée à 5,13 Mb/j, une nouvelle hausse par rapport au record de 4,93 Mb/j établi en 2023. L'année 2024 s'est terminée avec un record mensuel de 5,44 Mb/j en décembre. Les réserves prouvées de pétrole représentent 171 Mds de barils (10% des réserves mondiales) : 166,3 Mds de barils dans les sables bitumineux de l'Alberta et 4,7 Mds de barils dans des formations de pétrole classique, pétrole de schiste (Alberta, Saskatchewan notamment) et offshore (Terre Neuve-et-Labrador)². L'essentiel de la production de pétrole de l'Alberta, qui représente 84% de la production canadienne, provient des sables bitumineux, avec un brut extra-lourd comparable dans ses caractéristiques au pétrole brut du Venezuela (API 7 à 10°, viscosité élevée, 3,5% à 5% de soufre, concentration élevée de vanadium et nickel). Après dilution, le brut albertain est commercialisé sous la forme de Western Canada Select (WCS), assimilable à un pétrole lourd.

En 2024, l'industrie pétrolière et gazière contribuait à hauteur de 7,4% du PIB nominal du Canada. Les exportations de produits pétroliers ont représenté 147 Mds CAD, soit près de 19 % des exportations totales de biens canadiens. Le secteur génère 189 700 emplois directs, soit 0,9% du nombre d'emplois total au Canada, ainsi que 313 400 emplois indirects (Annexe 1). Il génère également des revenus fiscaux importants pour tous les paliers de gouvernement. Ainsi, de 2017 à 2021, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ont reçu en moyenne 12 Mds CAD par an en revenus du secteur. Le secteur est notamment crucial pour l'économie de l'Alberta et de Terre Neuve-et-Labrador, où il représente de l'ordre de 20% du PIB provincial.

Près de 80% de la production pétrolière du Canada est exportée (soit 4,3 Mb/j), très majoritairement vers les États-Unis. Les exportations de pétrole brut vers les États-Unis ont totalisé 140,7 Mds CAD en 2024 (Annexe 2), de loin le principal produit d'exportation du Canada. Le Canada fournit aux États-Unis 60% de leurs importations totales de pétrole brut (75% est du pétrole lourd, aux caractéristiques proches du pétrole du Venezuela, 19% du médium et 6% du léger). Les exportations passent essentiellement par un réseau d'oléoducs, par voie maritime (côte Ouest et côte Est) et par voie ferroviaire dans une moindre mesure (voir Annexe 3).

Les exportations canadiennes de pétrole brut vers les États-Unis ont pour principale destination les raffineries du Midwest américain (zone PADD 2), pour 61,8 % du volume total en 2024 (Annexe 4). La côte américaine du golfe du Mexique (PADD 3) suivait avec 18,6 %, puis la côte Ouest (7,2%, PADD 5), les Rocheuses américaines (PADD 4, 6,8%) et la côte Est (PADD 1, 2,6%)³. De nombreuses raffineries sont configurées pour traiter des bruts lourds grâce à des unités de coking, hydrotraitement et désulfuration adaptées aux caractéristiques « sour » du pétrole canadien, en particulier dans le Midwest et le Golfe du Mexique. Les raffineries du Midwest et des Rocheuses ont un rôle stratégique pour la consommation domestique américaine et leur production est très dépendante des importations canadiennes⁴. Les exportations vers le Golfe du Mexique (PADD3) ont fortement augmenté entre 2013 et 2023, notamment en raison

de la baisse des importations de pétrole vénézuélien. Elles atteignaient en 2025 de l'ordre de 430 kb/j. C'est principalement ce volume qui pourrait être directement concurrencé par une hausse des importations de Venezuela.

Une capacité de production à faible coût, avec des possibilités de diversification à moyen et long termes, résiliente par rapport aux évolutions du prix du baril

Compte tenu de sa moindre qualité, le brut lourd canadien est commercialisé avec une décote. Le WTI (West Texas Intermediate) est le prix de référence pour le pétrole brut léger d'Amérique du Nord. Le WCS (Western Canadian Select) est le prix de référence pour le pétrole brut lourd canadien, représentatif du prix du pétrole provenant des sables bitumineux. Le différentiel entre les deux évolue en fonction des contraintes d'accès au marché du brut canadien. Il atteignait en moyenne 18,70 US\$/b fin 2023/début 2024 (en défaveur du WCS), mais l'augmentation de capacité de l'oléoduc Trans Mountain (TMX) vers l'Ouest en mai 2024 a permis de réduire ce différentiel à 11 US\$ en moyenne en 2025, en réduisant la dépendance du Canada envers les Etats-Unis.

L'expansion de cet oléoduc, qui a coûté 34 milliards CAD, a mis 12 ans à se concrétiser et a nécessité une prise de contrôle publique⁵, a permis de tripler sa capacité à 890 kb/j et d'augmenter fortement les exportations vers l'Asie (Annexe 5). En Indo-Pacifique, la Chine est désormais le principal acheteur du pétrole transitant par TMX (env. 207 kb/j), qui permet également d'augmenter les exportations vers la côte Ouest des USA. TMX devrait atteindre 92% de sa capacité opérationnelle en 2027, par ailleurs des projets supplémentaires d'augmentation de capacité sont en cours d'examen et pourraient ajouter +200 à 300 kb/j dans quelques années (agents réducteurs de traînée, stations de pompage).

Les chaînes de production et logistiques du brut canadien sont éprouvées et l'automatisation a permis de fortement baisser les coûts. Selon la littérature économique, un prix WTI légèrement supérieur à environ 40\$US serait suffisant pour que l'exploitation soit rentable pour les principales compagnies exploitant les sables bitumineux (Annexe 6). En revanche, un prix du baril bas questionne la rentabilité des lourds investissements nécessaires pour relancer la production au Venezuela.

Quelles conséquences attendre d'une reprise des exportations de pétrole vénézuélien vers les Etats-Unis ?

L'enlèvement de Nicolas Maduro le 3 janvier et les déclarations américaines sur le pétrole vénézuélien ont engendré une pression baissière temporaire sur le pétrole canadien. Les cours de bourse des majors canadiennes ont baissé, et le spread entre le WTI et le WCS a légèrement augmenté à 14 US\$/b. Ces évolutions ont depuis été effacées, mais les analystes s'attendent à une légère hausse structurelle du spread en raison d'un marché américain plus concurrentiel – qui ne devrait affecter que marginalement la rentabilité des exploitations canadiennes.

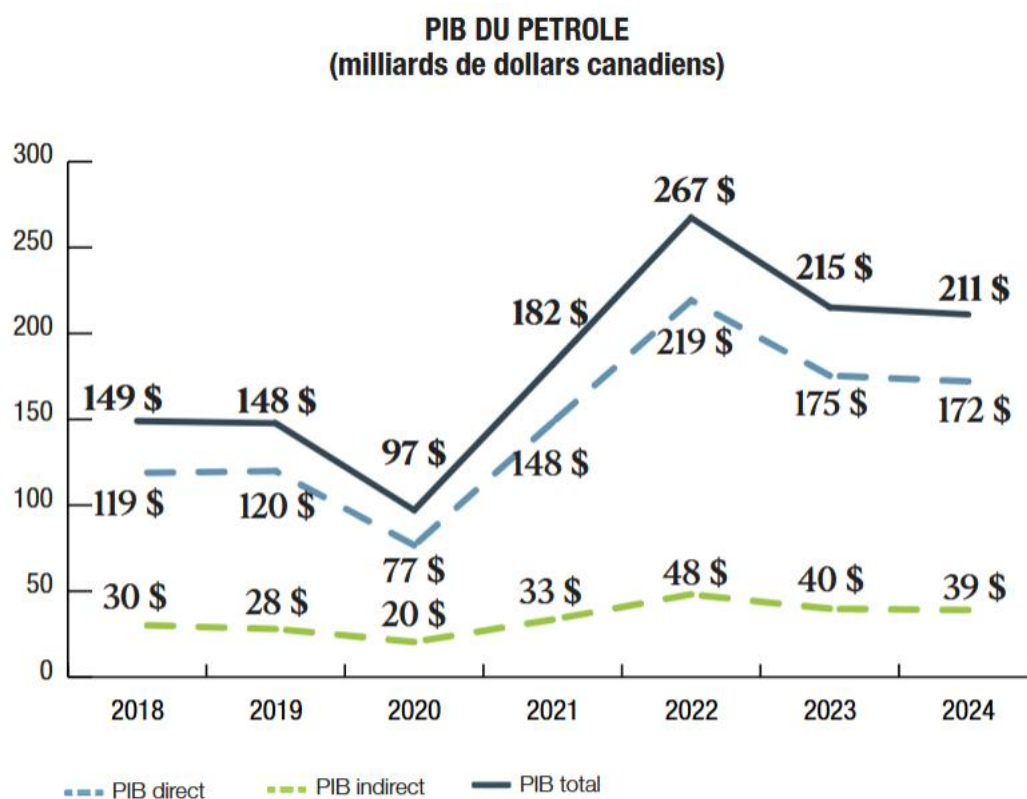
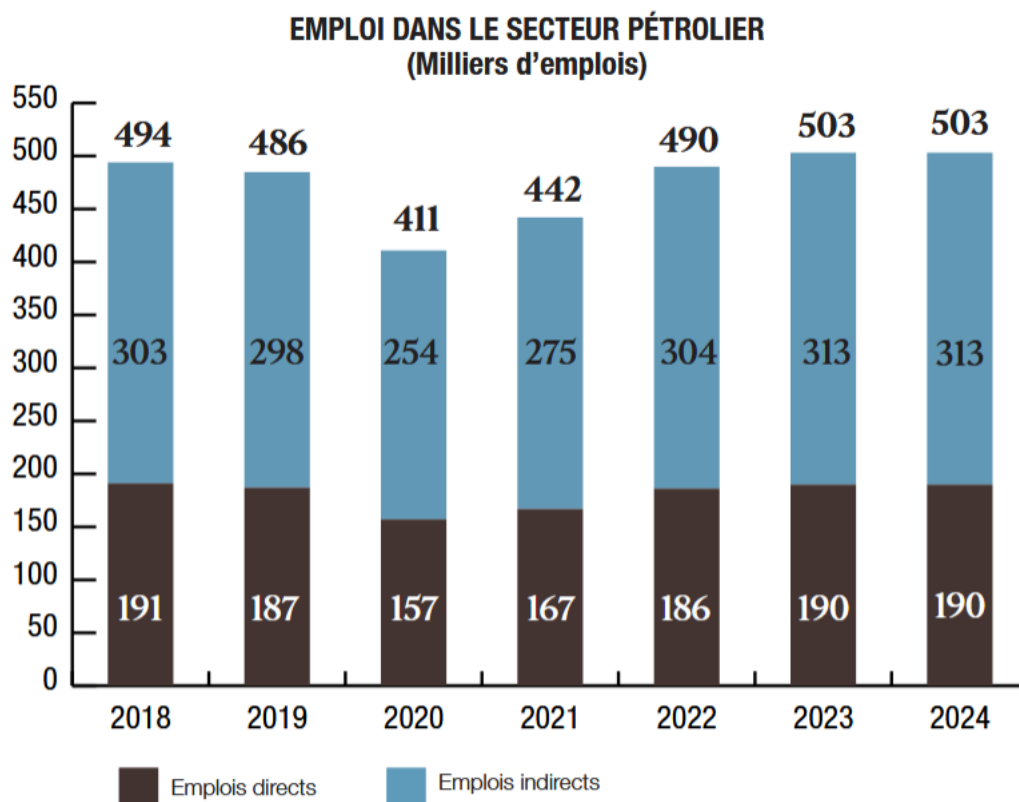
Les exportations pétrolières canadiennes susceptibles d'être directement concurrencées sont celles destinées aux raffineries du Golfe du Mexique, soit de l'ordre de 430 kb/j (10% des exportations vers les USA). En parallèle, les exportations mexicaines de pétrole lourd vers les USA ont fortement baissé depuis 2023 (-500 kb/j) en raison de la baisse de production et de la hausse des capacités de raffinage domestiques au Mexique, et devraient encore baisser avec la montée en puissance de la nouvelle raffinerie Olmeca fin 2025/début 2026. A court terme, la hausse éventuelle des importations du Venezuela devrait donc plutôt compenser la baisse des importations mexicaines. Par ailleurs, les raffineries du Golfe et dans une moindre mesure du Midwest disposent de certaines réserves de capacité qui pourraient leur permettre de raffiner un volume total d'importation de pétrole brut en légère hausse (Annexe 3).

Les exportations de pétrole canadien vers l'Asie, via TMX, devraient continuer à augmenter. C'était notamment l'un des enjeux de la récente visite de Mark Carney en Chine, et de celle du Ministre de l'Energie, Tim Hodgson, en Inde. Cette augmentation est toutefois limitée par la capacité de l'oléoduc et les contrats d'achat à long terme qui couvrent 80% de la capacité de TMX. La construction d'un nouvel oléoduc vers l'Ouest, évoquée dans le protocole d'entente signé le 27 novembre 2025 entre le gouvernement fédéral et la province de l'Alberta, offrirait des capacités additionnelles.

De façon générale, le pétrole canadien a une importance majeure dans le marché américain, à la fois pour la consommation domestique et pour l'export, les USA étant le premier exportateur mondial de produits pétroliers raffinés (de l'ordre de 6 Mb/j). Une éventuelle redirection des flux devrait donc tenir compte de cette réalité économique.

Le secteur pétrolier canadien apparaît donc robuste et capable de s'adapter, le panorama général reflétant l'interdépendance des deux économies pour les produits pétroliers. A moyen terme toutefois, un afflux de pétrole vénézuélien sur un marché mondial déjà en situation de surcapacité pourrait augmenter la pression baissière sur les cours mondiaux et avoir des conséquences sur l'allocation des investissements dans les différentes zones concernées.

ANNEXE 1 : Contribution du secteur pétrolier au PIB et au marché de l'emploi canadien (2016-2023) – Source : *Cahier d'information sur l'énergie 2024-2025*

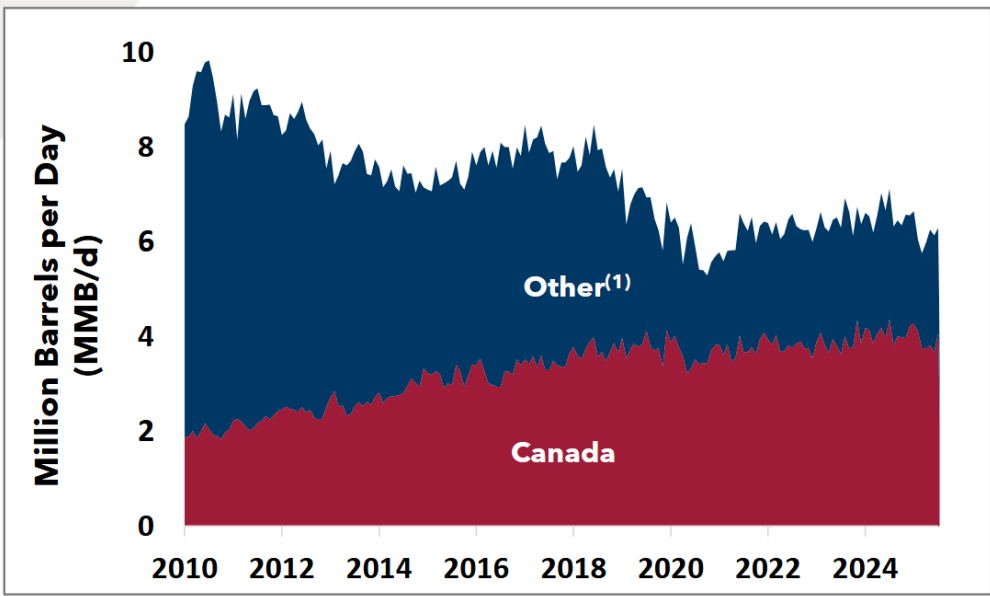


ANNEXE 2 : Exportations et importations de produits pétroliers par le Canada

2024	Exportations canadiennes	Importations canadiennes
USA	140,8 Mds CAD	15,5 Mds CAD
Chine	2,4 Mds CAD	-
Monde	147,3 Mds CAD	20,7 Mds CAD
Part des USA dans le total	96%	75%
Part de la Chine dans le total	2%	-

2025 (janv - oct)	Exportations canadiennes	Importations canadiennes
USA	106,2 Mds CAD	11,2 Mds CAD
Chine	4,6 Mds CAD	-
Monde	124,7 Mds CAD	15,1 Mds CAD
Part des USA dans le total	85%	74%
Part de la Chine dans le total	4%	-

Exportations et importations de pétrole brut par le Canada en 2024 (source ISDE)



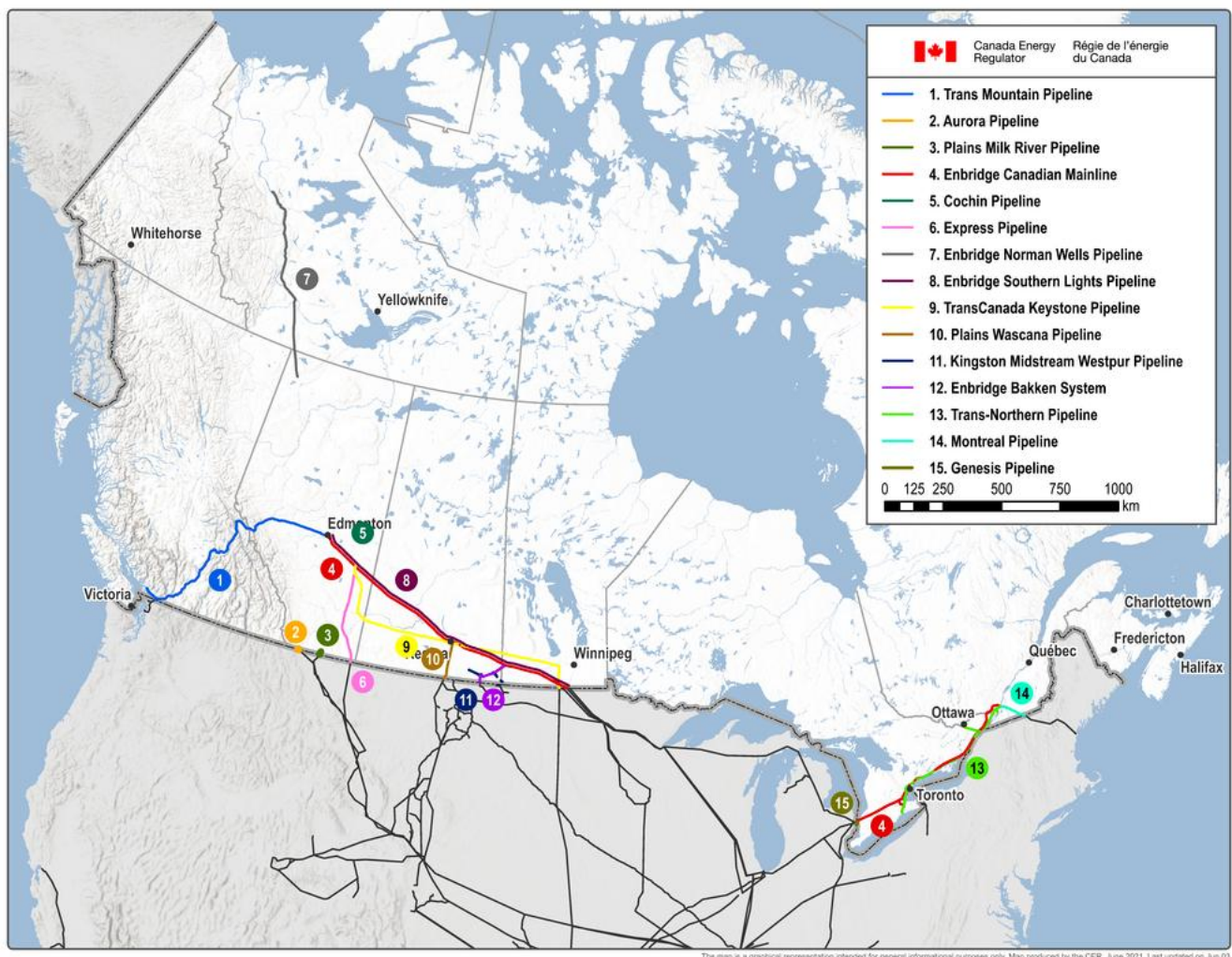
Evolution de la part du pétrole brut canadien dans les importations de pétrole brut américaines (source : Capp.ca)

Les importations de pétrole brut par le Canada visent à alimenter les raffineries de l’Est du pays qui ne sont pas connectées aux zones de production de l’Ouest. Elles s’élevaient en 2024 à 0,5 Mb/j, dont 0,4 Mb/j en provenance des Etats-Unis.

Outre le pétrole brut, les échanges avec les Etats-Unis concernent les produits pétroliers raffinés (carburants, diluants...) : en 2024, le Canada a exporté 0,41 Mb/j de PPR, dont 0,35 Mb/j (85,3 %) vers les États-Unis. Le pays a également importé 0,46 Mb/j de PPR, dont 0,37 Mb/j (80,7 %) en provenance des États-Unis.

Les réseaux énergétiques du Canada et des États-Unis sont donc fortement interconnectés.

ANNEXE 3 : Réseau d'exportation du pétrole brut canadien



Principaux oléoducs réglementés par la Régie de l'énergie du Canada (<https://www.cer-rec.gc.ca>)

Les exportations passent essentiellement par un réseau de pipelines reliant l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba avec les USA, notamment :

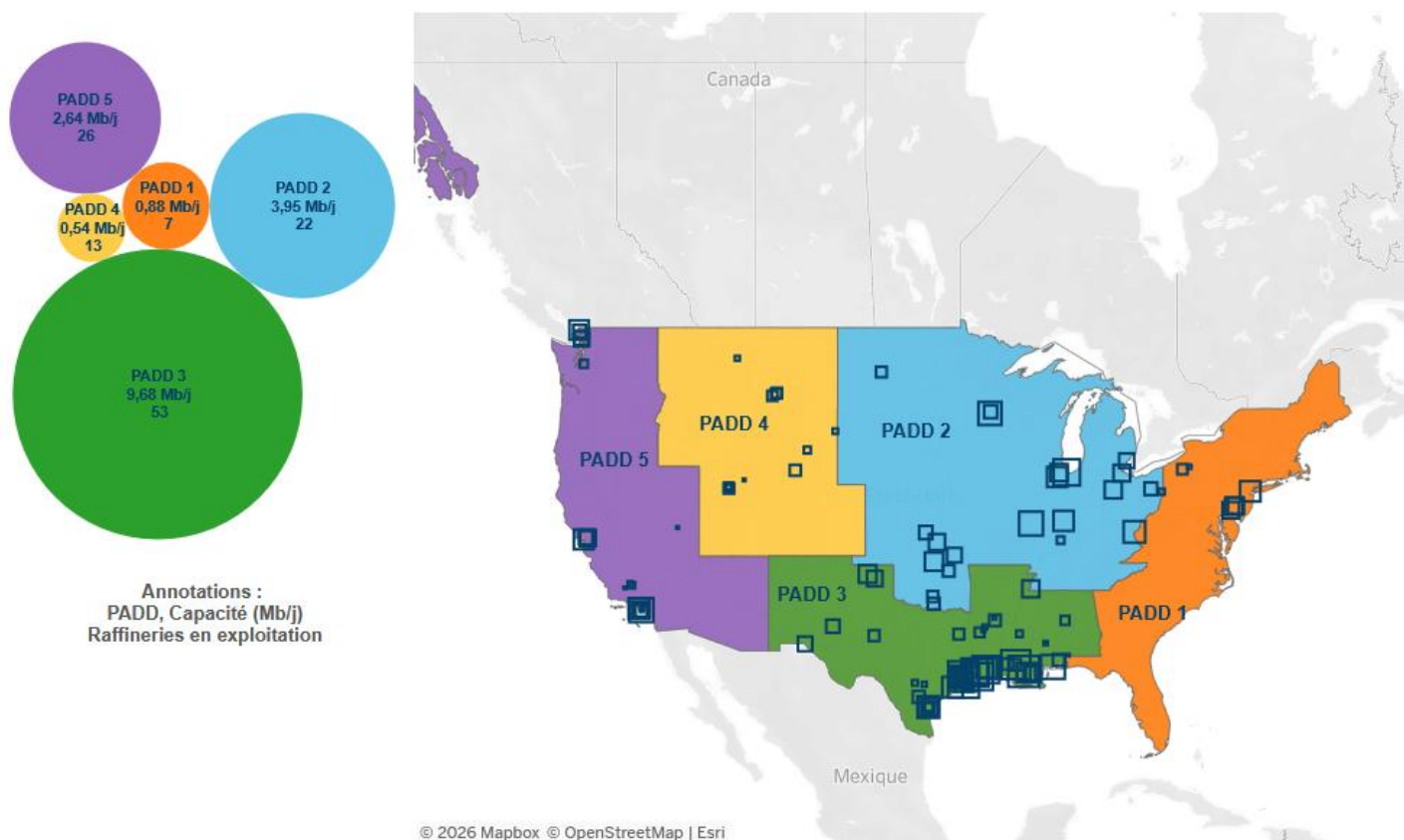
- Enbridge Mainline : Depuis Edmonton (Alberta) vers Chicago puis vers l'Ontario et le Québec. Capacité 3,2 Mb/j à Gretna (Manitoba -> Dakota du Nord), 1 Mb/j à Sarnia (entrée en Ontario)
- Pipeline Keystone : Depuis l'Alberta vers l'Illinois et le Texas en passant par Haskett, Manitoba. Capacité nominale d'environ 600 kb/j. C'est le principal pipeline qui alimente directement les raffineries du Golfe du Mexique.
- Express Pipeline (Enbridge) : depuis Hardisty (Alberta) vers Wild Horse AB puis le Montana. Capacité de 310 kb/j + addition prévue 30 kb/j en 2026

Le pipeline Trans Mountain (TMX) est le seul qui relie l'Alberta à la côte Ouest, à proximité de Vancouver. Entré en service en mai 2024, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain a presque triplé la capacité du réseau de la société, la faisant passer à 890 kb/j. Une partie rejoint les raffineries de l'Etat de Washington par voie terrestre, la majorité est exportée par voie maritime, vers l'Asie et la côte Ouest des Etats-Unis.

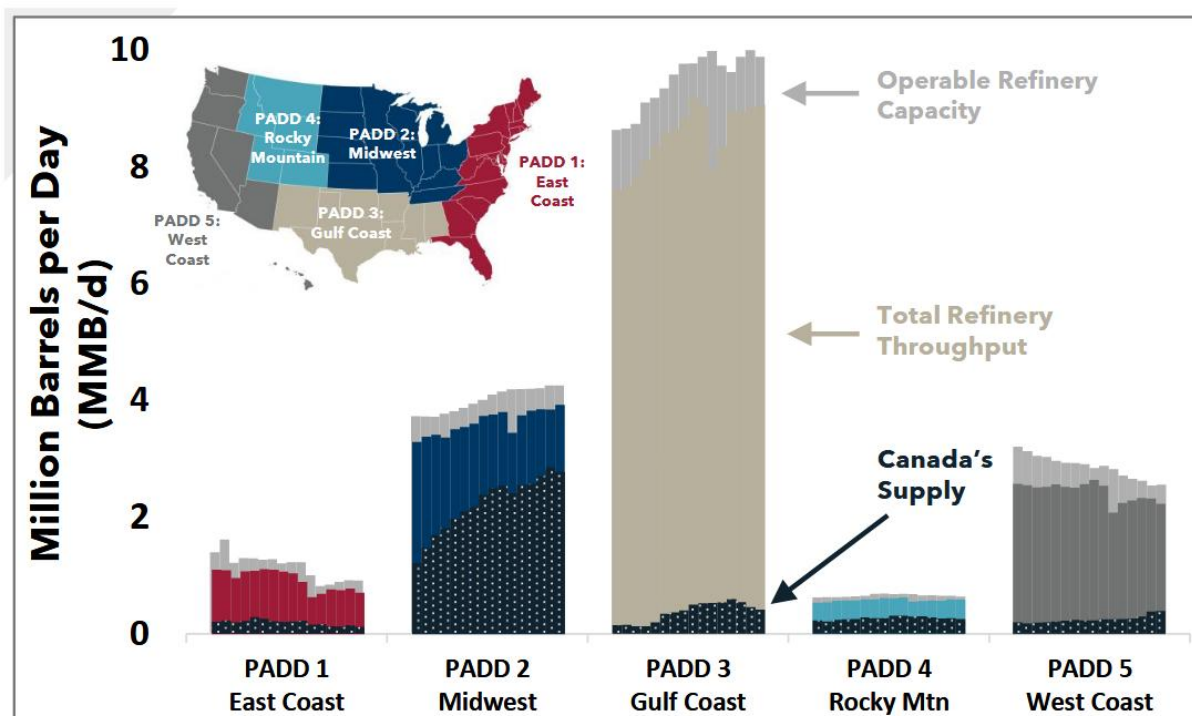
Le pétrole offshore de Terre-Neuve est exporté par voie maritime essentiellement vers la côte Est des USA et dans une moindre mesure vers l'Europe.

Enfin, **les exportations par voie ferroviaire ont fortement baissé depuis 2020**, passant à environ 80 000 b/j en 2024 (soit seulement 2% du total), en raison de l'augmentation de capacité des pipelines.

ANNEXE 4 : Capacités de raffinage aux États-Unis et exportations canadiennes (2023)



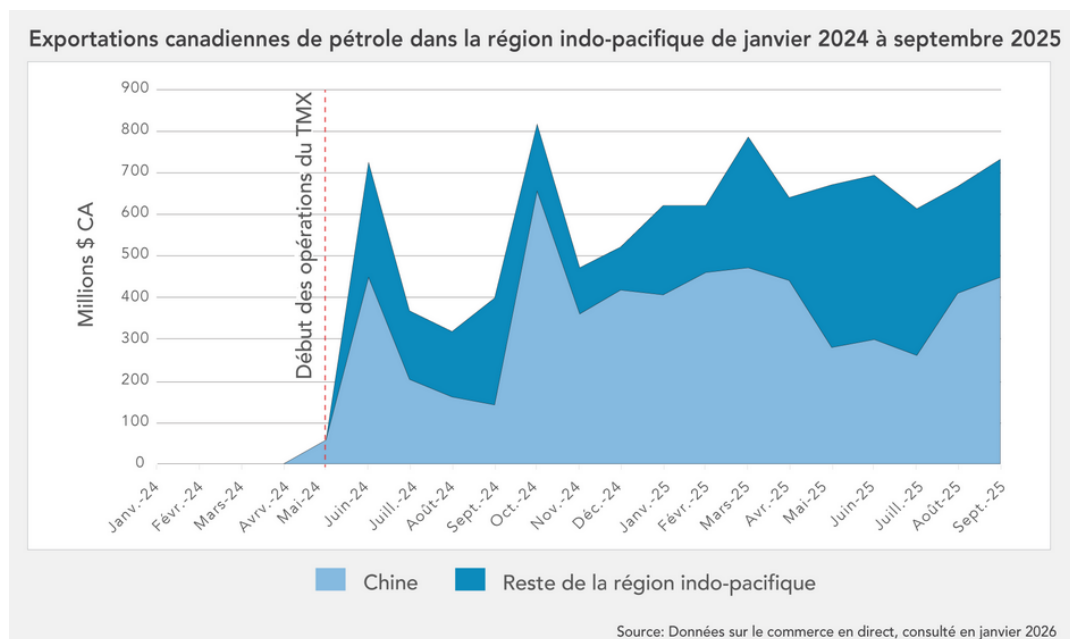
Régions PADD des États-Unis et capacités de raffinage au 1^{er} janvier 2023 (source Régie de l'énergie du Canada)
<https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marches/2024/aperçu-marches-les-etats-unis-ont-absorbé-la-quasi-totalité-des-exportations-de-pétrole-brut-du-canada-en-2023.html>



Capacité de raffinage par région aux USA entre 2010 et 2025 et part des importations canadiennes

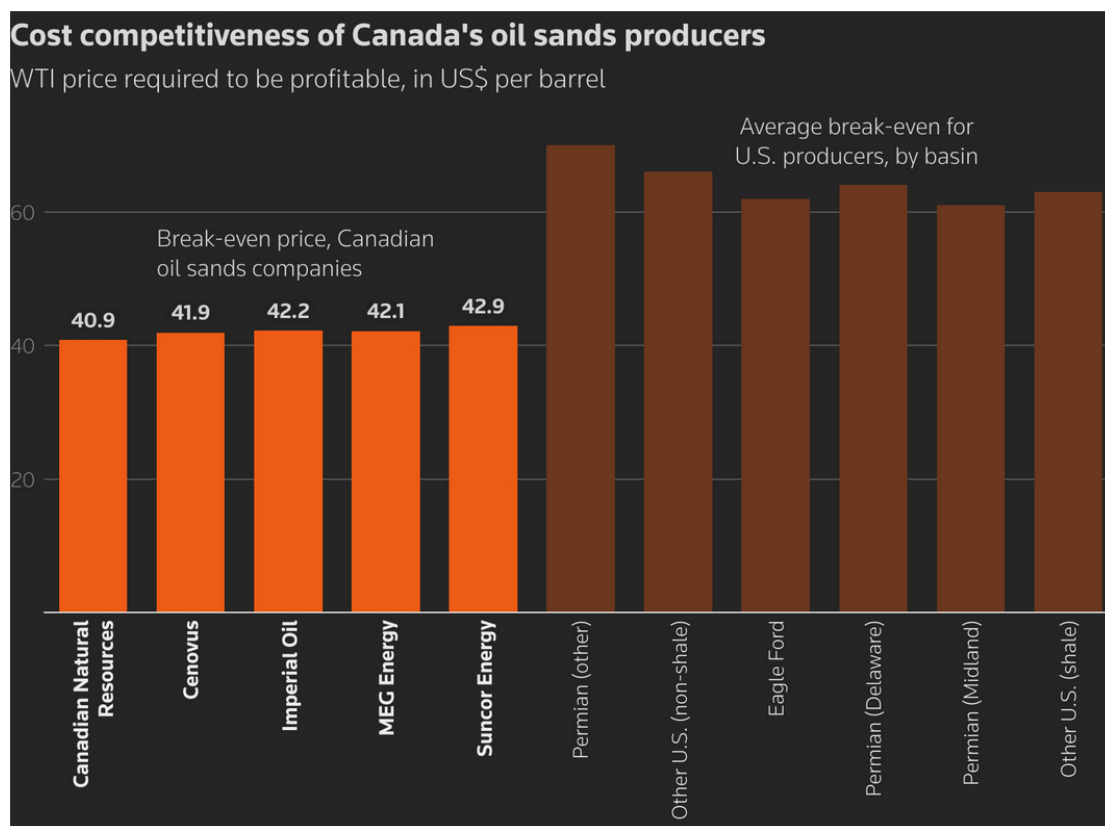
Source : <https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2025/11/Canadian-Exports-of-Crude-Oil-and-Natural-Gas-October-17-2025.pdf>

ANNEXE 5 : Evolution des exportations canadiennes de pétrole brut vers la région Indopacifique



Données ISDE, retraitées par <https://www.asiapacific.ca/fr/publication/canadas-oil-exporting-future-trans-mountain-china-asia-and-beyond>

ANNEXE 6 : Seuil de rentabilité estimé pour les principales compagnies productrices de sables bitumineux, et comparaison avec les producteurs américains de pétrole



Données Banque de Montréal / Federal Reserve Bank of Dallas, retraitées par Reuters
<https://www.reuters.com/business/energy/how-canadas-oil-sands-transformed-into-one-north-americas-lowest-cost-plays-2025-07-16/>

NOTES DE FIN

¹ Inclut la totalité des hydrocarbures liquides extraits : le brut conventionnel, le bitume, les condensats et le pétrole « synthétique » obtenu par valorisation du bitume et du pétrole extra-lourd

² Source : Cahier d'information sur l'énergie 2025-2026

³ A noter que ces proportions, valables pour 2024, ont évolué en 2025 avec une moindre proportion d'export vers le PADD3 et une hausse vers le PADD 5

⁴ <https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2025/11/Canadian-Exports-of-Crude-Oil-and-Natural-Gas-October-17-2025.pdf>

⁵ Le premier oléoduc Trans Mountain a vu le jour en 1953 entre Edmonton (Alberta) et Burnaby (Colombie Britannique), d'une capacité de 300 000 barils/jour.

A partir de 2012, l'entreprise Kinder Morgan a porté un projet visant à construire un second oléoduc pipeline parallèle pour le transport de bitume dilué (*Trans Mountain Pipeline Expansion Project ou TMX*), en vue de porter la capacité totale à 890 000 barils/jour, pour un investissement initialement estimé à 5,4 Mds CAD, réévalué à 7,4 Mds CAD en 2018.

Le projet a connu d'importantes dérives des coûts et de nombreuses oppositions judiciaires, notamment de la part des peuples autochtones et de la province de Colombie Britannique, qui ont conduit son promoteur privé, la société Kinder Morgan, à souhaiter se retirer du projet. Le gouvernement fédéral a été poussé à acquérir l'oléoduc en 2018 pour un montant de 4,5 Mds CAD, puis a approuvé définitivement le projet en 2019.

Les travaux ont réellement débuté en 2019 et l'extension a été mise en service en mai 2024 avec un montant final investi de 34 Mds CAD essentiellement des fonds publics, contre 7,4 Mds CAD évalués en 2018 lors du rachat du projet.