

POINT DE VUE ÉCONOMIQUE

Oléoduc pétrolier de la côte ouest : un investissement qui en vaut le prix?

Par Laura Gu, économiste senior, et Marc-Antoine Dumont, économiste senior

FAITS SAILLANTS

- ▶ Le projet d'oléoduc pétrolier de la côte ouest (OPCO) permettrait d'acheminer 1 mbj (million de barils par jour) de pétrole brut de l'Alberta vers un terminal maritime dans le sud de la Colombie-Britannique, augmentant ainsi les exportations de pétrole vers l'Asie et réduisant la dépendance du Canada au marché américain. La demande de pétrole devrait continuer de croître en Asie, mais la demande pour les barils canadiens demeure incertaine.
- ▶ L'OPCO pourrait s'avérer avantageux, à condition que les coûts soient maîtrisés. L'estimation préliminaire de l'Alberta, qui chiffre le projet entre 35 G\$ et 44 G\$, exclut toujours les frais de financement. L'expérience récente du Canada en matière de grands projets d'infrastructure, notamment l'expansion de Trans Mountain (TMX), montre que les retards, la complexité du processus d'obtention des permis et les coûts de financement durant la construction peuvent compromettre la rentabilité d'un projet malgré sa valeur stratégique.
- ▶ Le nouvel oléoduc pourrait réduire le risque de congestion, mais tout resserrement de l'écart entre le WCS (*Western Canadian Select*) et le WTI (*West Texas Intermediate*) serait probablement temporaire. Son principal avantage serait de soutenir la production et les exportations. Cela nécessiterait toutefois une forte hausse des investissements, à contre-courant de l'accent actuellement mis sur la discipline financière et les rendements aux actionnaires. Les producteurs canadiens disposent des liquidités nécessaires pour accroître leur production, mais l'ajout de capacité pipelinrière ne suffira pas, à lui seul, à déclencher une importante vague d'investissements.
- ▶ Le projet pourrait être bénéfique pour l'économie, mais les estimations actuelles de ses retombées sont à considérer avec prudence. Les gains économiques découlant de la construction sont temporaires et sensibles à des facteurs comme la part de contenu canadien, la disponibilité de la main-d'œuvre et le coût des intrants, tandis que les bénéfices liés à l'exploitation se traduisent davantage par un niveau de PIB plus élevé que par une hausse récurrente de la croissance économique.
- ▶ Les redevances gouvernementales et les recettes fiscales permettent de justifier le financement public, surtout compte tenu des redevances récurrentes sur le bitume dont bénéficierait l'Alberta et des gains fiscaux qui iraient à Ottawa. Toutefois, les dépassements de coûts sont une considération importante dans tout projet d'infrastructure majeur. Une structure de projet qui harmonise les risques et les rendements entre les gouvernements, les producteurs, les expéditeurs, les partenaires autochtones et les investisseurs externes contribue à assurer la pérennité et favorise une participation étendue des parties prenantes.

La proposition de l'OPCO a attiré l'attention nationale, promettant un nouvel accès au marché et des dizaines de milliards de dollars d'investissements potentiels dans le secteur de l'énergie. Mais au-delà des manchettes, une question plus fondamentale se pose : le projet est-il économiquement viable?

Ce rapport analyse les arguments économiques du projet, indépendamment des débats politiques plus larges qu'il soulève. La demande est-elle suffisante pour le pétrole lourd canadien? Un autre oléoduc est-il nécessaire? Le projet peut-il être réalisé à un coût qui permet de maintenir la compétitivité des droits de transport de l'oléoduc? Et si les gouvernements sont appelés à le financer, quels en seraient les avantages et les inconvénients économiques et fiscaux, et comment les risques seraient-ils répartis?

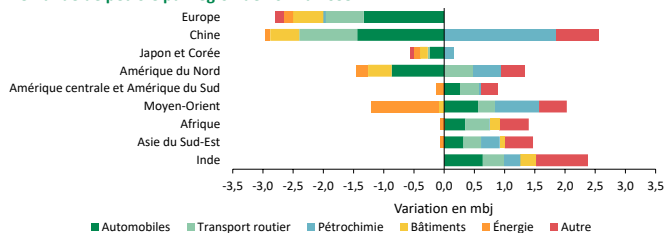
La demande pour le pétrole lourd canadien est-elle suffisante

L'OPCO servirait principalement les marchés asiatiques. Cette orientation est logique sur le plan économique, car la région devrait générer l'essentiel de la croissance de la demande mondiale de pétrole. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande en Asie¹ et au Moyen-Orient augmentera de près de 8 mbj d'ici 2035, tandis que la consommation dans le reste du monde diminuera d'environ 2 mbj (graphique 1). Cette divergence reflète l'industrialisation continue, l'urbanisation, la croissance démographique et la hausse des revenus dans les économies asiatiques. La demande de pétrole dans la région devrait d'ailleurs augmenter de 13 mbj d'ici 2050. En revanche, l'Amérique du Nord et l'Europe sont des marchés matures où les véhicules électriques et la transition vers des sources d'énergie à plus faible intensité carbone devraient faire reculer la consommation de pétrole.

Graphique 1

L'Asie devrait connaître une croissance plus forte de la demande de pétrole

Demande de pétrole par région de 2024 à 2035



mbj : million de barils par jour

Agence internationale de l'Énergie et Desjardins, Études économiques

¹ Les prévisions tiennent compte de l'adoption rapide des véhicules électriques en Chine.

L'OPCO pourrait également aider les pays importateurs de pétrole à diversifier leurs sources d'approvisionnement. Les récentes perturbations dans le détroit d'Ormuz ont mis en lumière les risques liés à la dépendance à un nombre restreint de corridors de transport.

L'Asie est également un centre de raffinage majeur, représentant 36 % de la capacité mondiale. La Chine et l'Inde disposent de raffineries complexes capables de transformer le pétrole lourd canadien et en importent déjà. Cependant, cela ne garantit pas que la pleine capacité de l'OPCO, soit 1 mbj, sera utilisée, car le pétrole brut canadien devra toujours se démarquer sur les plans du prix, de la qualité, de la fiabilité et des coûts de transport.

Un oléoduc plus ambitieux dans un contexte plus coûteux

Les estimations de coûts de l'OPCO pourraient être optimistes à ce stade. La fourchette des coûts d'investissement de l'Alberta, qui se situe entre 35,2 G\$ et 43,7 G\$, comprend une provision pour les imprévus, mais le projet n'en est encore qu'à un stade préliminaire, car le tracé définitif, la conception du terminal, les permis nécessaires et les résultats des consultations restent à déterminer. Il est important de noter que l'estimation exclut les coûts de financement.

Une comparaison avec l'oléoduc TMX suggère que l'estimation de l'Alberta repose sur l'hypothèse que la réalisation de l'OPCO peut se faire à un coût nettement plus avantageux. Le coût de la construction de TMX s'est élevé à 28,6 G\$, avant les frais de financement. Mesuré en coût de construction par baril de capacité additionnelle, l'OPCO devrait afficher une efficacité du capital d'environ 20 % supérieure à celle de TMX². La réutilisation d'un corridor existant pourrait contribuer à ces économies, puisque le tracé proposé longerait en grande partie les installations actuelles de Trans Mountain.

La réutilisation d'un corridor existant permettrait de limiter certains risques liés au tracé, aux terrains et à la réglementation, mais elle n'élimine pas le risque de dépassement des coûts de construction. Les coûts de construction et de main-d'œuvre ont augmenté considérablement depuis la pandémie et demeurent bien au-dessus des niveaux pré-pandémiques, contribuant ainsi aux dépassements de coûts de TMX. Depuis l'achèvement de TMX en 2024, les coûts de construction non résidentielle ont augmenté de plus de 9 %, et ils sont en hausse de plus de 45 %

² Le TMX a finalement coûté 28,6 G\$ à construire et 5,1 G\$ à financer. En utilisant uniquement les coûts de construction, cela représente environ 57 000 \$ par baril par jour de capacité supplémentaire, en dollars d'aujourd'hui. Avec un coût estimatif d'environ 43 700 \$ par baril par jour dans le haut de la fourchette, l'OPCO devrait être réalisé avec une efficacité du capital d'environ 20 % supérieure à celle de TMX, avant l'ajout des coûts de financement.

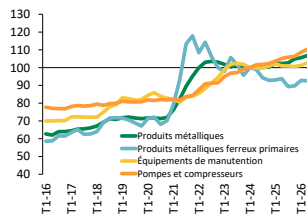
par rapport aux niveaux pré-pandémiques (graphique 2, droite), notamment dans des catégories liées aux oléoducs, comme les équipements de transport des matériaux, les charpentes en acier et les ouvrages métalliques (graphique 2, gauche).

Graphique 2

Un nouvel oléoduc serait construit dans un contexte de coûts de construction plus élevés

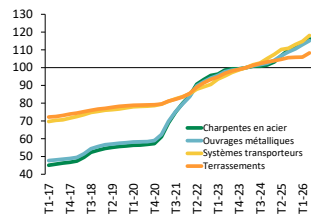
Indice des prix des produits industriels (IPPI)

T1 2024 = 100



Indices des prix de construction non résidentielle

T1 2024 = 100



Note : Toutes les séries sont indexées à 100 au T1 2024, soit au moment de l'achèvement de TMX.
Statistique Canada et Desjardins, Études économiques

L'ampleur du projet est un autre facteur qui incite à la prudence quant à l'estimation actuelle des coûts. L'envergure physique de l'OPCO est nettement plus vaste que celle de TMX : il compterait environ 40 % plus de conduites, d'un diamètre plus grand, près de quatre fois plus de puissance de pompage et près de trois fois plus de capacité de stockage opérationnelle. Pour le transport du pétrole, l'OPCO permettrait de charger le produit sur des superpétroliers plutôt que sur des pétroliers de taille Aframax, ce qui porterait la capacité d'environ 750 000 barils à quelque 2 millions de barils par bateau³. Cette envergure améliorerait probablement les coûts unitaires du projet si le budget prévu est respecté, mais elle augmenterait également son exposition aux mêmes facteurs de hausse des coûts auxquels le TMX a été confronté.

Le coût total de l'OPCO pourrait être supérieur de plusieurs milliards de dollars après l'inclusion des coûts de financement. Le TMX constitue un exemple instructif à cet égard : à la fin de l'année 2024, ses coûts de financement totalisaient déjà 5,1 G\$, en plus de ses coûts de construction. Les coûts de financement ont également augmenté considérablement en raison du retard du projet. Si l'on applique à l'estimation actuelle de l'OPCO un ratio des frais de possession semblable à celui de TMX, soit environ 15 %, les coûts de financement augmenteraient de 5 G\$ à 7 G\$, sans même tenir compte d'éventuels retards ou changements de conception.

L'échéancier semble également ambitieux. L'Alberta souhaite faire reconnaître le projet comme étant d'intérêt national d'ici le 1^{er} octobre 2026, obtenir les permis de construction dès le 1^{er} septembre 2027 et voir les travaux s'achever entre 2032 et 2034. C'est un échéancier ambitieux pour un projet dont le tracé, la conception du terminal, les exigences en matière de permis et les résultats des consultations auprès des peuples autochtones demeurent inconnus.

Quels autres projets sont à l'étude?

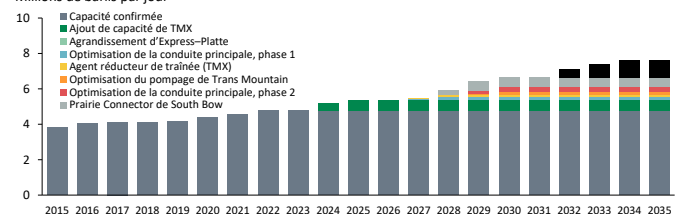
L'OPCO n'est pas le seul projet d'oléoduc à l'étude, et il est celui dont l'avancement est le moins poussé. Trois autres projets sont soit en cours de construction, soit bien avancés. Ensemble, l'agrandissement du réseau Express-Platte, le projet d'agent réducteur de traînée (ART) de Trans Mountain et la phase 1 du programme d'optimisation du réseau principal d'Enbridge devraient accroître la capacité des oléoducs de 270 000 mbj d'ici la fin de 2027 (graphique 3).

Graphique 3

Si tous les projets d'oléoducs se concrétisent, la capacité de transport canadienne augmenterait de 40 %

Capacité des oléoducs en provenance du bassin sédimentaire canadien

Millions de barils par jour



OPCO : oléoduc pétrolier de la côte ouest
Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

D'autres projets pourraient accroître davantage la capacité, notamment celui de l'optimisation du pompage de la conduite principale de Trans Mountain, la phase 2 de l'optimisation du réseau principal d'Enbridge et le projet Prairie Connector de South Bow⁴, bien que ceux-ci soient toujours confrontés à des obstacles réglementaires et de financement. Ensemble, ces projets ajouteraient le double de la capacité de TMX pour la moitié de son coût. Contrairement à l'OPCO, ils augmenteraient la capacité en optimisant l'infrastructure existante plutôt qu'en construisant un nouvel oléoduc, ce qui nécessite généralement moins de capitaux et permet une mise en service plus rapide.

³ Selon le Bureau des grands projets, la proposition de l'OPCO comprend un terminal pétrolier et une installation maritime à Roberts Bank intégrés au projet d'oléoduc. Ce projet est distinct de l'agrandissement de Roberts Bank et du port de Vancouver, pour lequel le gouvernement du Canada a annoncé son soutien à une expansion de la capacité évaluée à 10 G\$.

⁴ Le projet Prairie Connector de South Bow est déjà bien avancé sur le plan commercial et soutenu par des engagements contractuels fermes de transport sur 20 ans, mais le financement, les approbations réglementaires et la décision finale d'investissement restent en suspens.

Donald Trump a également mentionné vouloir déterrer le projet Keystone XL, mais le projet Prairie Connector de South Bow en est le successeur. Par conséquent, nous ne retenons que ce dernier dans notre analyse.

Des droits de transport concurrentiels, mais peu de marge d'erreur

Un nouvel oléoduc, comme l'OPCO proposé, fonctionnerait probablement pendant plus de 50 ans. Toutefois, sa structure de coûts refléterait les coûts élevés de construction et de financement actuels. Par conséquent, les droits de transport seraient probablement plus importants que ceux des conduites déjà en place, pour lesquelles une grande partie de l'investissement initial a déjà été récupérée. Le rebond des prix du pétrole aiderait certes à préserver les marges des producteurs et à soutenir les investissements en amont dans un contexte d'augmentation des droits de transport, mais il n'est pas une condition préalable pour qu'un nouvel oléoduc soit économiquement viable. La viabilité financière du projet dépendra ultimement de facteurs comme les coûts de construction, les conditions de financement, les engagements de transport à long terme, la croissance prévue de la production et la valeur d'un accès amélioré aux marchés mondiaux.

Compte tenu des coûts et du calendrier de construction actuels, l'OPCO pourrait demeurer économiquement viable tout en maintenant des droits de transport concurrentiels. Selon l'estimation des coûts d'investissement de l'Alberta, le projet atteindrait son seuil de rentabilité avec des droits de transport se situant entre 10,50 \$ et 12,80 \$ le baril, sur la base d'un taux d'actualisation hypothétique de 6 % (tableau 1A). Le problème, c'est que cela laisse peu de marge pour absorber une hausse des coûts ou des retards dans le calendrier. Si le projet connaît des dépassements de coûts comparables à ceux de TMX, le maintien des droits autour de 11 \$ le baril pourrait obliger les gouvernements ou les investisseurs en capitaux propres à absorber une part importante des dépassements, potentiellement dans une fourchette de 5 G\$ à 30 G\$ selon le coût final et le

rendement exigé (tableau 1B). Un rendement exigé plus élevé, tel que le taux d'actualisation de 8 % utilisé par le directeur parlementaire du budget dans son [évaluation de TMX](#), se traduirait par des droits de transport plus importants pour atteindre le seuil de rentabilité.

Tableau 1B
Valeur actualisée nette de l'OPCO à un tarif de 11 \$ par baril

Coût en capital	Taux d'actualisation		
	4 %	6 %	8 %
35,2 G\$	15,6 G\$	1,5 G\$	-6,5 G\$
43,7 G\$	8,2 G\$	-5,4 G\$	-13,0 G\$
50 G\$	2,7 G\$	-10,6 G\$	-17,9 G\$
60 G\$	-6,0 G\$	-18,8 G\$	-25,6 G\$
70 G\$	-14,8 G\$	-27,0 G\$	-33,3 G\$

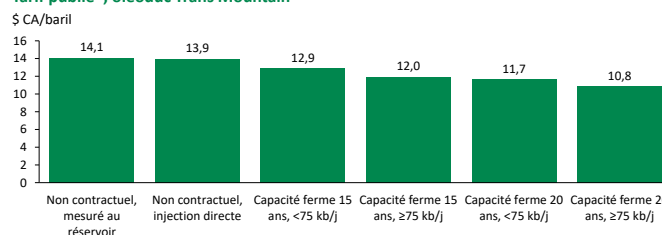
Les valeurs actualisées nettes sont calculées selon un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. En supposant une période de construction de six ans, une montée en puissance de sept ans jusqu'à 950 kb/j, une utilisation à maturité jusqu'en 2070 et des coûts d'exploitation de 250 M\$ par an.

Desjardins, Études économiques

L'autre option consisterait à transférer une plus grande partie des dépassements de coûts aux expéditeurs, mais TMX montre bien le risque commercial d'une telle approche. TMX facture actuellement environ 11 \$ le baril aux expéditeurs sous contrat et environ 14 \$ le baril pour les transports à la demande⁵ (graphique 4), ce qui reflète la forte hausse des tarifs de transport à mesure que les coûts du projet augmentaient⁶. Même si

Graphique 4
Les dépassements de coûts de TMX ont été en partie transférés aux expéditeurs sous forme de hausses des droits de transport

Tarif publié*, oléoduc Trans Mountain



* Tarif provisoire n° 123, en vigueur le 1^{er} mai 2026.

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

Tableau 1A
Droits de transport hypothétiques au seuil de rentabilité de l'OPCO

Coût en capital	Taux d'actualisation		
	4 %	6 %	8 %
35,2 G\$	7,57 \$ par baril	10,49 \$ par baril	14,16 \$ par baril
43,7 G\$	9,20 \$ par baril	12,81 \$ par baril	17,36 \$ par baril
50 G\$	10,41 \$ par baril	14,54 \$ par baril	19,73 \$ par baril
60 G\$	12,32 \$ par baril	17,27 \$ par baril	23,49 \$ par baril
70 G\$	14,23 \$ par baril	20,00 \$ par baril	27,25 \$ par baril

Les droits de transport au seuil de rentabilité sont calculés selon un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. En supposant une période de construction de six ans, une montée en puissance de sept ans jusqu'à 950 kb/j, une utilisation à maturité jusqu'en 2070 et des coûts d'exploitation de 250 M\$ par an.

Desjardins, Études économiques

⁵ Les transports à la demande désignent les volumes acheminés sans réservation à long terme de capacité, et sont facturés conformément au barème applicable au service non contractuel de TMX.

⁶ Les droits de transport fixes de référence de TMX ont pratiquement doublé en vertu de leur cadre approuvé de recouvrement des coûts. Dans ce cadre, certains coûts « non plafonnés » pouvaient être récupérés auprès des expéditeurs au moyen des droits perçus, tandis que les dépassements de coûts plafonnés excédant le seuil approuvé étaient absorbés par l'exploitant de l'oléoduc. Évalués à 1,8 G\$ en 2017, les coûts non plafonnés ont finalement atteint 9,1 G\$, entraînant une hausse du tarif fixe de référence de 5,76 \$ le baril à 10,88 \$ le baril.

environ 70 % des dépassements de coûts de TMX ont dû être assumés par Trans Mountain, propriété du gouvernement, la hausse des droits de transport était suffisamment importante pour se heurter à la résistance des expéditeurs. Cette situation a donné lieu à un conflit prolongé sur les droits de transport, qui a duré près de deux ans avant qu'un règlement intervienne en juillet 2026. De plus, des droits de transport plus élevés peuvent affaiblir l'utilisation, retarder la conclusion de contrats et compliquer l'évaluation des actifs lors de la vente.

L'OPCO pourrait améliorer la rentabilité des exportations en chargeant le pétrole sur des pétroliers de très grande capacité. Alors que le terminal Westridge de TMX accueille des pétroliers Aframax pouvant transporter environ 750 000 barils, Roberts Bank pourrait être conçu pour des superpétroliers dont la capacité atteint environ 2 millions de barils. Des cargaisons plus importantes réduiraient les frais de transport par baril vers les marchés asiatiques, ce qui pourrait générer des économies d'environ 2 \$ US le baril par rapport au transport par pétroliers Aframax⁷.

Incidence sur l'écart entre le WCS et le WTI : pas de réduction durable, mais des prix plus stables

L'un des principaux arguments en faveur de l'OPCO est qu'une capacité d'exportation accrue réduirait l'écart entre le WCS et le WTI. Toutefois, cet effet a peu de chances d'être durable, puisque l'écart reflète trois facteurs : la qualité du pétrole brut, les coûts de transport et la congestion du réseau d'oléoducs.

Le rabais lié à la qualité est structurel. Le brut lourd de l'Alberta est plus difficile et coûteux à raffiner que le brut léger, comme le WTI. Ce rabais peut varier en fonction des conditions du marché, mais il ne disparaîtra pas.

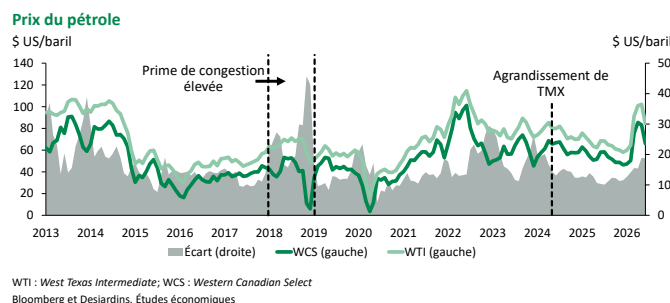
Les coûts de transport sont également inévitables. L'accès au marché asiatique diversifierait la base de clients du Canada, mais la distance plus longue et les coûts de transport maritime plus élevés pourraient effacer une partie de l'avantage de prix obtenu dans ces marchés.

La prime de congestion des oléoducs est le seul facteur sur lequel une capacité accrue des oléoducs agit directement. Lorsque les oléoducs sont saturés, les producteurs doivent se livrer concurrence pour l'espace disponible et réduire le prix de leurs barils afin d'éviter une hausse des stocks. Cela s'est produit en 2018, lorsque la vigueur de la production et l'insuffisance de la capacité de transport ont poussé l'écart entre le WCS et le

WTI au-delà de 40 \$ US le baril (graphique 5). Les producteurs canadiens n'ont pas oublié cette leçon coûteuse.

Graphique 5

La prime de congestion peut considérablement creuser l'écart



Aujourd'hui, la prime de congestion demeure marginale, car les principaux oléoducs du Canada, y compris Trans Mountain, fonctionnent à leur pleine capacité ou en dessous de celle-ci. Tant que les producteurs canadiens demeureront disciplinés et n'alimenteront pas excessivement le réseau d'oléoducs, l'écart en moyenne mensuelle devrait généralement se maintenir entre 10 \$ US et 20 \$ US le baril. Une capacité supplémentaire pourrait dans un premier temps réduire davantage l'écart, les exploitants d'oléoducs et les raffineurs se disputant alors les barils disponibles.

Toutefois, il est peu probable que les producteurs laissent cette capacité inutilisée. Une hausse de la production et des exportations remplirait graduellement le nouvel oléoduc, ce qui réduirait progressivement l'avantage initial sur le plan des prix. C'est ce qui s'est produit après la mise en service de TMX : l'écart s'est resserré avant de revenir à sa fourchette historique. L'OPCO pourrait donc réduire le risque d'un autre effondrement des prix, mais il ne permettrait pas nécessairement une amélioration durable des prix du WCS.

L'accès aux marchés pourrait relancer la production et les investissements en amont

En règle générale, la production pétrolière commence à croître l'année précédant l'entrée en service d'un oléoduc. La production continue ensuite de s'intensifier à mesure que la nouvelle capacité est mise à contribution, les oléoducs atteignant généralement un taux d'utilisation de 95 %, soit la norme du secteur, dans les deux ans suivant leur mise en service.

En s'appuyant sur la méthodologie de l'[Avenir énergétique du Canada en 2026](#) de la Régie de l'énergie du Canada et en ajoutant la capacité présumée provenant de l'optimisation de Trans Mountain, de la phase 2 de l'optimisation de la conduite principale d'Enbridge, du projet Prairie Connector de South Bow

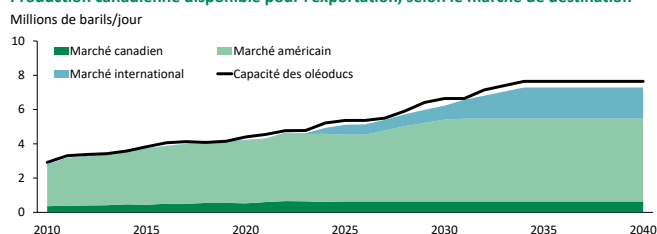
⁷ Les coûts récents de transport par pétroliers Aframax entre Vancouver et la Chine se situent autour de 5 \$ US à 6 \$ US le baril. Or, les estimations indiquent qu'un transbordement sur un superpétrolier près du sud de la Californie permettrait de réduire ce coût à environ 4 \$ US le baril, y compris les frais de transfert. Le chargement direct de superpétroliers à Robert Banks pourrait ainsi générer des économies de l'ordre de 2 \$ US le baril par rapport à l'utilisation exclusive de pétroliers Aframax.

et de l'OPCO, nous estimons que la production de pétrole dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien⁸ pourrait passer de 5,1 mbj en 2025 à environ 7,2 mbj d'ici 2035, soit une hausse d'environ 40 % (graphique 6). La majeure partie de la production supplémentaire serait dirigée vers les marchés mondiaux. La croissance de la capacité desservant les États-Unis serait plus modeste et proviendrait principalement du projet Prairie Connector de South Bow. C'est là le principal avantage potentiel de l'OPCO : accroître la production et les exportations, plutôt que de réduire durablement l'écart entre le WTI et le WCS.

Graphique 6

La majeure partie de la production supplémentaire serait destinée aux marchés mondiaux

Production canadienne disponible pour l'exportation, selon le marché de destination*



* En supposant que tous les projets soient réalisés.
Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

Réalisable, mais à quel prix?

Pour répondre à cette question, deux seuils doivent être compris : le prix auquel l'utilisation de l'OPCO devient rentable et le prix nécessaire pour encourager les producteurs à accroître la production et à remplir l'oléoduc.

Les seuils de rentabilité des producteurs canadiens⁹, généralement établis par rapport au WTI, varient d'environ 18 \$ US à 45 \$ US le baril et tiennent déjà compte des coûts de transport moyens (graphique 7). Cela dit, la majeure partie de la production canadienne se situe plus près d'un seuil de rentabilité de 40 \$ US le baril. L'ajout de la différence entre les droits de transport existants et ceux prévus pour l'OPCO porte cette fourchette à environ 23 \$ US à 60 \$ US, selon le coût final

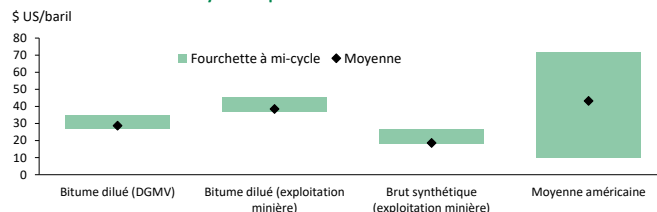
⁸ Les projections de production et de capacité des oléoducs sont basées sur les perspectives de l'*Avenir énergétique du Canada en 2026* de la Régie de l'énergie du Canada, auxquelles s'ajoutent les augmentations de capacité présumées découlant des projets d'optimisation de Trans Mountain, de la phase 2 de l'optimisation de la conduite principale d'Enbridge et du projet d'oléoduc pétrolier de la côte ouest. La nouvelle capacité est réputée atteindre à long terme un taux d'utilisation de 95 %, la production augmentant progressivement dès l'année précédant la mise en service du projet pour atteindre sa pleine utilisation après trois ans.

⁹ Les seuils de rentabilité correspondent au prix à partir duquel les producteurs de pétrole commencent à dégager un profit. Il comprend les frais d'exploitation, le diluant et les ajustements liés au transport et à la qualité du brut afin de rendre la mesure comparable au WTI.

Graphique 7

Les producteurs de pétrole canadiens bénéficient de seuils de rentabilité bas

Seuils de rentabilité à mi-cycle des producteurs canadiens et américains*



* Les seuils de rentabilité à mi-cycle comprennent les frais d'exploitation, le diluant et les ajustements liés au transport et à la qualité du brut afin de rendre la mesure comparable au WTI.
S&P Global, sondage Dallas Fed Energy et Desjardins, Études économiques

du projet. Bien qu'il s'agisse d'une fourchette étendue, cela est moins préoccupant, car les tarifs peuvent être structurés de manière à demeurer concurrentiels pour les expéditeurs tout en offrant un rendement raisonnable aux investisseurs dans l'oléoduc.

Le second seuil est plus difficile à estimer. Les décisions d'investissement pour un oléoduc mis en service dès 2032 seraient probablement prises entre 2028 et 2031. Dans un marché pétrolier équilibré et une économie mondiale stable, une nouvelle production pourrait nécessiter un prix du WTI moyen d'environ 75 \$ US ou plus le baril pour récupérer les coûts de construction et d'exploitation. Bien que plausible, un tel prix se situe dans le haut de la fourchette des prévisions à long terme, ce qui accroît l'incertitude. L'infrastructure nécessaire aurait également une durée de vie utile de 20 à 60 ans, couvrant une bonne partie de la période de transition énergétique. Par conséquent, les producteurs seront probablement plus enclins qu'auparavant à tenir compte non seulement des prix, mais aussi de la demande et des volumes à long terme.

Pour réduire ces risques, les producteurs et les exploitants d'oléoducs concluent généralement des contrats à long terme avec des clients avant le début de la construction, ce qui offre une plus grande certitude quant aux revenus et aux volumes pour les investissements dans les oléoducs et dans la production. L'OPCO en est encore dans un stade trop précoce dans son développement pour avoir obtenu de tels engagements. La Chine, la Corée du Sud, le Japon et l'Inde ont exprimé leur intérêt pour davantage de pétrole brut canadien, mais il demeure incertain si cela se traduira par des accords d'expédition ou d'achat à long terme.

Pour relancer les investissements en amont, il faut plus qu'un simple accès au marché

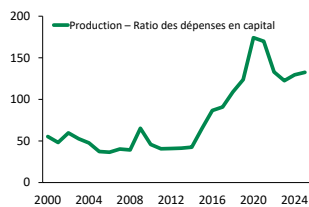
Les investissements en immobilisations dans le secteur du pétrole et du gaz demeurent bien en dessous des niveaux du boom de 2014, malgré une production et des flux de trésorerie plus solides. Depuis 2014, le secteur s'est beaucoup plus concentré sur l'efficacité et la discipline financière. Les sociétés produisent

beaucoup plus avec moins de nouveaux investissements. En fait, le secteur peut maintenant produire environ trois fois plus avec le même montant de capital investi (graphique 8).

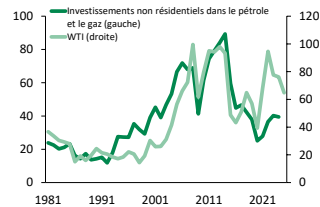
Graphique 8

La croissance de la production se poursuit malgré la faiblesse des investissements

Efficacité des placements dans le secteur du pétrole et du gaz
Barils par jour/M\$ CA enchaînés de 2017



Investissements des entreprises dans le pétrole et le gaz
En G\$ CA enchaînés de 2017 \$ US/baril



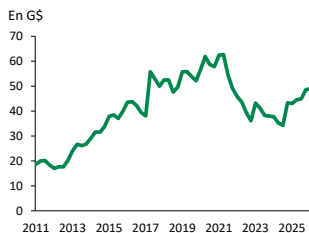
Statistique Canada, Régie de l'énergie du Canada et Desjardins, Études économiques

Le nouvel OPCO pourrait déclencher une vague importante d'investissements privés en amont en améliorant l'accès au marché et en réduisant les risques liés aux capacités d'exportation pour les producteurs de l'Alberta. Le secteur est beaucoup mieux placé qu'au cours du cycle précédent pour financer cet investissement : les bilans sont plus solides, la dette nette est moins élevée et les flux de trésorerie disponibles demeurent robustes (graphique 9).

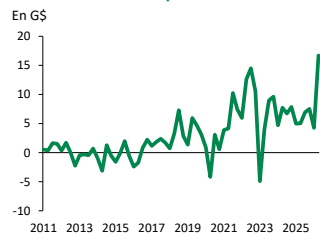
Graphique 9

Les producteurs en amont du secteur canadien sont peu endettés et disposent de liquidités abondantes

Dette nette



Flux de trésorerie disponibles



Note : Les données financières globales comprennent Canadian Natural Resources, Suncor Energy, Imperial Oil, Cenovus Energy, Whitecap Resources, Tamarack Valley Energy et Athabasca Oil.

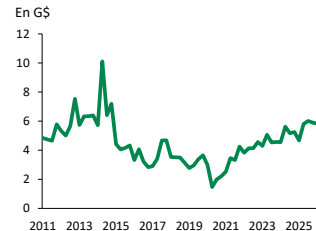
Bloomberg et Desjardins, Études économiques

La seule augmentation de la capacité des oléoducs pourrait ne pas suffire à déclencher une vague d'investissements massive. Au cours des dernières années, les producteurs ont priorisé la réduction de la dette, les dividendes et les rachats d'actions plutôt qu'une croissance agressive de la production (graphique 10), et nombre d'entre eux disposent de cadres formels d'affectation du capital qui prévoient le retour des liquidités excédentaires aux actionnaires une fois les objectifs d'endettement atteints. Pour délaisser la solidité du bilan et les rendements aux actionnaires au profit d'une croissance

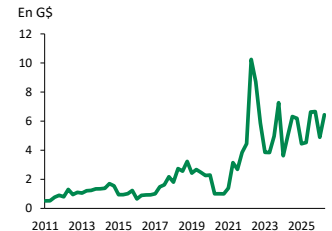
Graphique 10

L'affectation du capital privilégiée désormais le rendement aux actionnaires

Dépenses en capital



Dividendes et rachats d'actions



Note : Les données financières globales comprennent Canadian Natural Resources, Suncor Energy, Imperial Oil, Cenovus Energy, Whitecap Resources, Tamarack Valley Energy et Athabasca Oil.

Bloomberg et Desjardins, Études économiques

de la production, les producteurs devront avoir l'assurance d'un accès durable aux marchés, de projets rentables et d'un cadre réglementaire prévisible. Des mesures fiscales ou gouvernementales pourraient également être nécessaires.

Le [protocole d'accord](#) tripartite Pathways établit un lien entre l'OPCO et la décarbonation des sables bitumineux. Pathways vise à atténuer les contraintes liées aux émissions de carbone grâce à des investissements dans le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC). Un cadre de tarification industrielle du carbone plus prévisible améliorerait la rentabilité des investissements dans le captage du carbone. La nouvelle approche Canada-Alberta fixe un prix du carbone inférieur à celui prévu dans l'ancien cadre fédéral, tout en rendant les crédits carbone plus précieux et prévisibles grâce à des prix de transfert minimaux et à des contrats sur différence appliqués au carbone.

Le fait que les producteurs investissent suffisamment pour remplir l'OPCO dépendra donc en partie de la capacité de Pathways à réduire le coût carbone des nouveaux barils et à offrir une certitude en matière de conformité réglementaire. Si c'est le cas, cela pourrait renforcer les arguments en faveur d'une croissance de la production de pétrole. L'efficacité du CUSC demeure toutefois très incertaine, tant au départ qu'à long terme. Jusqu'à maintenant, les résultats de CUSC sont mitigés, plusieurs projets captant des quantités de CO₂ nettement inférieures aux niveaux prévus. Une performance inférieure aux attentes laisserait subsister un coût carbone résiduel associé aux nouveaux barils produits et pourrait miner la rentabilité des investissements marginaux en amont.

Des bénéfices appréciables à court terme, mais des retombées à long terme surestimées

Le gouvernement de l'Alberta estime que le projet OPCO et les travaux d'accroissement de la production de brut pourraient générer des gains économiques considérables. Ses estimations sont basées sur des dépenses d'investissement totales en construction, y compris dans la production, d'environ 61 G\$ à 70 G\$ en dollars d'aujourd'hui sur la période de 2026 à 2038. De ce montant, l'Alberta estime que l'oléoduc lui-même coûterait

entre 35,2 G\$ et 43,7 G\$, ce qui impliquerait environ 26,0 G\$ d'investissement en amont pour augmenter l'offre de pétrole.

Cette hypothèse d'investissement dans la production semble raisonnable, quoique faible. L'augmentation de la production pourrait coûter aussi peu que 25 000 \$ par baril par jour lorsque les installations existantes sont optimisées, ou jusqu'à 80 000 \$ lorsque de nouvelles infrastructures de sables bitumineux sont nécessaires. Cela porte l'investissement total nécessaire entre environ 24 G\$ et 76 G\$, selon la répartition de la production qui sera utilisée.

Cependant, les retombées économiques estimées pour l'Alberta pourraient être quelque peu optimistes. L'Alberta estime que la construction de l'oléoduc pourrait stimuler le PIB canadien de plus de 0,4 % à son sommet au début des années 2030, tandis que l'emploi pourrait augmenter de 0,8 % à l'échelle nationale au plus fort des travaux (tableau 2). Les effets seraient plus importants en Alberta et en Colombie-Britannique, où la construction pourrait soutenir respectivement jusqu'à 45 000 et 70 000 emplois. En nous basant sur les hypothèses relatives aux dépenses en capital pour la construction en Alberta, nous estimons que l'incidence sur la croissance pourrait avoisiner 0,3 % durant les années de pointe de la construction, pour ensuite s'estomper.

Tableau 2
Estimations de l'Alberta concernant les retombées économiques de l'OPCO

EN % SAUF INDICATION CONTRAIRE	Canada	Alberta	C. B.
Phase de construction (2026-2038)			
PIB (effets directs et indirects)	0,4	—	1,5
Emplois (milliers)	140	45	70
Phase d'exploitation (années 2030-2040)			
PIB (effets directs et indirects)	0,6	3,5	—
Emplois (milliers)	50	—	—

Gouvernement de l'Alberta et Desjardins, Études économiques

L'estimation des retombées durant la phase d'exploitation doit elle aussi être interprétée avec prudence. L'étude de l'Alberta suggère qu'à partir des années 2030, la croissance de la production en amont associée au projet pourrait augmenter le PIB réel canadien d'une moyenne de plus de 0,6 % par an d'ici les années 2040, en tenant compte des effets directs et indirects. Ce profil de croissance est toutefois peu probable si la production augmente rapidement pour remplir l'oléoduc en un ou deux ans. Dans ce cas, l'effet se traduirait surtout par une hausse ponctuelle de la croissance de la production pendant la période de montée en puissance, plutôt que par un apport récurrent d'une année à l'autre. Nous estimons que l'effet ponctuel sur la croissance du PIB réel du Canada se situerait approximativement

entre 0,4 et 0,5 point de pourcentage, et que le niveau de la production demeurerait ensuite durablement élevé.

Des recettes fiscales importantes, mais une répartition inégale des risques

Le profil fiscal du projet se décline en deux phases. Pendant la construction, les grands gagnants seraient probablement Ottawa et la Colombie-Britannique. Sur une base cumulative pour la période de construction, nous estimons que le gouvernement fédéral pourrait percevoir de 3 G\$ à 4 G\$ en impôts sur le revenu des particuliers découlant de l'emploi dans le secteur de la construction ainsi qu'en impôts sur le revenu des sociétés prélevés sur les bénéfices des fournisseurs et des entrepreneurs¹⁰, tandis que la Colombie-Britannique pourrait en percevoir de 1 G\$ à 2 G\$. Les recettes de l'Alberta durant la phase de construction seraient probablement inférieures à 1 G\$. C'est durant la phase d'exploitation que l'Alberta commencerait véritablement à récolter les retombées du projet, principalement grâce aux redevances récurrentes sur le bitume. Avec une production supplémentaire de 950 000 mbj et un prix du WTI d'environ 60 \$ US le baril, les redevances à elles seules pourraient augmenter d'environ 2 G\$ à 4 G\$ par année, sans tenir compte des recettes tirées des impôts provinciaux sur les bénéfices des sociétés et le revenu des particuliers. Le gouvernement fédéral profiterait lui aussi d'une hausse appréciable de ses recettes annuelles grâce à l'augmentation de la rentabilité des activités en amont et des revenus du travail, probablement de l'ordre de 1 G\$ à 2 G\$ par année. La Colombie-Britannique continuerait de bénéficier des activités des oléoducs et des terminaux, mais cela représenterait une source de revenus beaucoup plus modeste.

Les redevances et les recettes fiscales amélioreraient la viabilité du projet, mais la structure actuelle pourrait placer l'Alberta dans une situation nettement plus favorable, alors que le gouvernement fédéral assumerait une part disproportionnée du risque de perte. L'Alberta récolterait la plus grande part des retombées fiscales récurrentes grâce aux redevances sur le bitume, tandis qu'Ottawa pourrait se retrouver à absorber les pertes liées au projet ainsi que les risques financiers et politiques si la rentabilité s'avérait décevante.

Les dépassements de coûts sont une considération importante dans tout projet d'infrastructure majeur. Une structure de projet qui harmonise les risques et les rendements entre les gouvernements, les producteurs, les expéditeurs, les

¹⁰ Les estimations sont destinées à représenter l'ordre de grandeur des retombées budgétaires. Elles reposent sur les coûts de construction estimés de l'Alberta, attribuent 70 % des dépenses à l'Alberta et 30 % à la Colombie-Britannique, et supposent que les revenus du travail représentent de 40 % à 45 % des dépenses totales. Les incidences sur les recettes tirées de l'impôt sur le revenu des particuliers sont fondées sur des taux d'imposition représentatifs de la tranche intermédiaire de revenu, tandis que les incidences sur les recettes tirées de l'impôt sur le revenu des sociétés sont calculées à partir des taux réglementaires généraux de 15 % au fédéral, de 8 % en Alberta et de 12 % en Colombie-Britannique.

partenaires autochtones et les investisseurs externes pourrait contribuer à assurer un succès à long terme. La participation des gouvernements, notamment sous forme de rehaussement de crédit ou de garanties, pourrait jouer un rôle dans la facilitation des placements tout en aidant à équilibrer les intérêts publics et privés et à limiter les risques globaux.

Conclusion

L'OPCO repose sur de solides arguments stratégiques, mais laisse peu de marge de manœuvre pour les dépassements de coûts, et les retombées fiscales seraient réparties de manière inégale. L'Alberta est en position de tirer le plus grand profit récurrent grâce aux redevances sur le bitume, tandis qu'Ottawa assumerait une part disproportionnée des risques de construction et des risques en cas de résultats décevants. Cependant, le projet n'en est encore qu'à un stade très préliminaire, et une plus grande certitude sera nécessaire avant que les investissements se concrétisent. Les investisseurs voudront avoir davantage confiance dans la demande à long terme, dans un niveau de prix du pétrole suffisamment élevé pour soutenir de nouvelles capacités de production, dans les échéanciers de conception et de réalisation du projet, dans la performance du CUSC ainsi que dans une structure de financement et de partage des risques qui répartisse plus équitablement l'exposition entre les gouvernements, les producteurs et les investisseurs. En l'absence d'une plus grande certitude, le projet OPCO pourrait demeurer stratégiquement attrayant, mais commercialement difficile à faire progresser compte tenu de l'ampleur des investissements requis.