

## THE INVISIBLE COST OF PIPELINE CONSTRAINTS

Over much of the last decade pipeline constraints and the resulting apportionment of pipeline capacity have meant reduced returns on Alberta's Oil Exports.

There is a natural price discount between the US benchmark West Texas Intermediate (WTI) Crude oil price and the Canadian benchmark Western Canada Select (WCS) price. This differential reflects the lower quality of WCS relative to WTI and the costs associated with pipeline tolls to transport this oil from Alberta to US refining hubs. However, at present western Canada is experiencing significant pipeline capacity constraints which have dramatically increased this discount relative to historical levels.

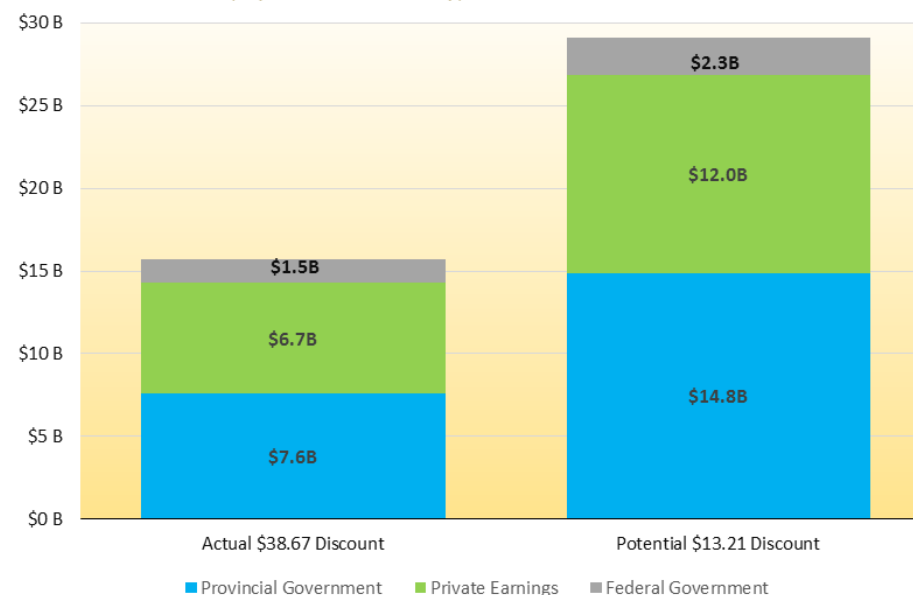
Prior to 2013 the WCS/WTI discount generally stayed between 9 and 13% of the WTI price. As of February 2<sup>nd</sup> 2018, the current differential sits at 47% of the WTI price. A difference largely reflecting difficulties with market access associated with pipeline constraints.

This larger discount means that Alberta is getting lower revenues per barrel for each barrel of heavy crude exported. This negatively impacts federal government revenues, private firms' revenues and most significantly provincial government's revenues.

The Government of Alberta could be losing up to \$6.60 on every barrel of Heavy Oil exported to the U.S. equating to annual losses of \$7.2 billion in government revenues.

Based on an assessment of [historical data](#), we assert that a reasonable discount (absent transportation constraints) would be approximately \$13.22 (all values in Canadian dollars) per barrel, much less than the current discount of \$38.67.

Annual Net Revenues (Exports of 3M bbl/day): Actual vs Potential



\*The Provincial Government share includes royalties as well as other items of government take, such as taxes and lease costs

This means that the currently received price per barrel for WCS (around \$44.18) is much lower than the potential price (\$66.63) that would be received absent pipeline constraints.

At the current WTI price, after accounting for the existing discount (\$38.67) and operating and capital costs,\* the net value per barrel is \$14.38. This compares to a net value of about \$26.59 under the potential unconstrained discount (\$13.21).

As shown in the figure; because Alberta exports around 3 million barrels of oil per day, the difference per barrel means an annual loss of \$13B in net value (\$15.8B actual vs \$29.1B potential). This can be broken up into:

- A \$7.2B loss to provincial government revenues (\$7.6B actual vs \$14.8B potential),
- A \$5.3B loss to private companies in Alberta (\$6.7B actual vs \$12B potential) and
- A \$0.8B loss to Federal Government Revenues (\$1.5 actual vs \$2.3B potential).

\*Operating and Capital costs are assumed to vary with the value per barrel, in line with the assumptions made in Alberta's last royalty review: [Alberta at a crossroads : Royalty Review Advisory Panel report](#)

## LE COÛT CACHÉ DES CONTRAINTES IMPOSÉES AUX GAZODUCS

Au cours des dix dernières années, les contraintes imposées aux gazoducs et la répartition de la capacité pipelinière qui en résulte se sont traduites par une baisse du rendement des exportations du pétrole albertain.

Il existe un escompte naturel entre le prix de référence moyen du pétrole brut américain West Texas Intermediate (WTI) et le prix de référence canadien, le Western Canada Select (WCS). Ce différentiel de prix reflète la moins bonne qualité du WCS par rapport au WTI ainsi que les frais de transport par gazoducs pour acheminer le pétrole de l'Alberta vers les centres de raffinage aux États-Unis. Par contre, l'Ouest canadien subit d'importantes contraintes de capacité pipelinière qui ont considérablement augmenté cet escompte par rapport aux niveaux historiques.

Avant 2013, l'escompte WCS/WTI se situait généralement entre 9 et 13 % du prix du WTI. En date du 2 février 2018, le différentiel se situait à 47 % du prix du WTI. Cette différence reflète en grande partie les difficultés d'accès aux marchés ainsi que les contraintes sur les gazoducs.

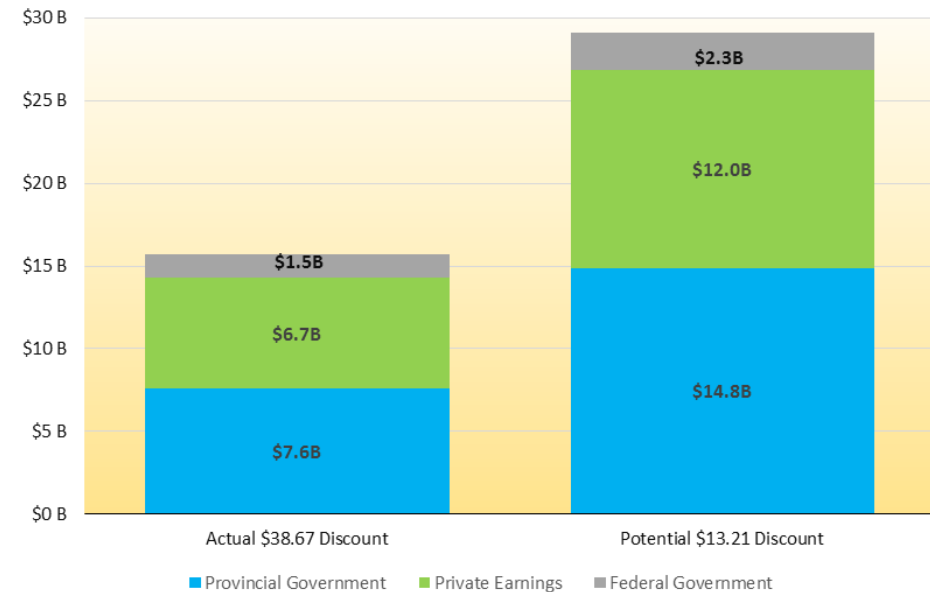
L'escompte plus élevé signifie que l'Alberta perçoit moins de revenus par baril pour chaque baril de brut à l'exportation. Cela a un impact négatif sur les revenus du gouvernement fédéral, les revenus des entreprises privées et encore plus sur les revenus du gouvernement provincial.

**Le gouvernement albertain pourrait perdre jusqu'à 6,60 dollars sur chaque baril de pétrole lourd exporté aux États-Unis, l'équivalent de pertes annuelles de 7,2 milliards de dollars pour la province.**

Selon une évaluation des [données historiques](#), nous estimons qu'un escompte raisonnable (sans les contraintes de transport) devrait être de 13,22 dollars (toutes les valeurs sont exprimées en dollars canadiens) par baril, bien moins que l'escompte actuel de 38,67 dollars.

Cela signifie que le prix obtenu par baril actuellement pour le WCS (autour de 44,18 dollars) est bien moins élevé que le prix potentiel (66,63 dollars) qui serait obtenu sans les contraintes de gazoducs.

Annual Net Revenues (Exports of 3M bbl/day): Actual vs Potential



\* La part du gouvernement provincial inclut les redevances et autres prélèvements gouvernementaux comme les taxes et les coûts locatifs.

Au prix courant du WTI, après avoir tenu compte de l'escompte existant (38,67 dollars) et des coûts d'exploitation et en capitaux\*, la valeur nette du baril est de 14,38 dollars. Par comparaison, la valeur nette serait d'environ 26,59 dollars avec un éventuel escompte sans contrainte (13,21 dollars).

Comme on le voit dans le tableau, puisque l'Alberta exporte environ 3 millions de barils de pétrole par jour, la différence par baril représente une perte annuelle de 13 milliards de dollars en valeur nette (15,8 milliards de dollars effectifs contre 29,1 milliards de dollars potentiels). Cela peut être réparti ainsi :

- Une perte de 7,2 milliards de dollars en revenu pour le gouvernement provincial (7,6 milliards de dollars effectifs contre 14,8 milliards de dollars potentiels)
- Une perte de 5 milliards de dollars pour les entreprises privées en Alberta (6,7 milliards de dollars effectifs contre 12 milliards de dollars potentiels)
- Une perte de 0,8 milliard de dollars en revenu pour le gouvernement fédéral (1,8 milliard de dollars effectifs contre 2,3 milliards de dollars potentiels)

\* Les coûts d'exploitation et en capitaux sont présumés varier par baril, en accord avec les hypothèses utilisées lors du dernier examen des redevances en Alberta : [Alberta at a crossroads : Royalty Review Advisory Panel report](#)