



# Mise à jour des perspectives économiques et financières : Rapport de suivi au Comité permanent des finances de la Chambre des communes

---

Ottawa, Canada  
20 novembre 2013  
[www.pbo-dpb.gc.ca](http://www.pbo-dpb.gc.ca)

Le directeur parlementaire du budget a pour mandat de présenter au Parlement une analyse indépendante sur l'état des finances de la nation, le budget des dépenses du gouvernement, ainsi que les tendances de l'économie nationale; et, à la demande de tout comité parlementaire ou de tout parlementaire, de faire une estimation des coûts de toute proposition concernant des questions qui relèvent de la compétence du Parlement.

Le présent rapport vise à donner suite aux demandes d'information et aux questions soulevées par les membres du Comité permanent des finances de la Chambre des communes à la réunion 2 du 29 octobre 2013. Le DPB est tout disposé à rencontrer les membres du Comité ou tout autre parlementaire pour discuter plus avant de son analyse et leur fournir des compléments d'information. Le présent rapport se fonde sur les données utilisées dans la Mise à jour des perspectives économiques et financières de 2013.

**Préparé par : Randall Bartlett\***

---

\* L'auteur remercie Mostafa Askari, Patricia Brown, Scott Cameron et Jocelyne Scrim de leur utile rétroaction. Il assume seul la responsabilité de toute erreur ou omission. Pour plus de renseignements, prière de communiquer avec Mostafa Askari (courriel : [mostafa.askari@parl.gc.ca](mailto:mostafa.askari@parl.gc.ca)).

## Analyse des limites du réseau d'oléoduc et de la vente à prix réduit du pétrole

Demande de M. Brian Jean (Fort McMurray—Athabasca)<sup>1</sup> :

« Le gouverneur a témoigné tout à l'heure. J'aurais voulu avoir la chance de lui poser une question pendant la séance, mais je l'ai fait tout de suite après. Je voulais savoir quel serait l'effet sur la productivité canadienne d'avoir un réseau d'oléoducs en mesure de répondre à la demande actuelle. Autrement dit, quelle serait l'incidence sur notre économie de ne pas devoir réduire le cours de notre pétrole de 30 à 50 millions de dollars par jour?

« D'après votre analyse, pourriez-vous nous dire plus particulièrement quel serait l'effet d'un tel ajout sur notre économie? En fait, il semble qu'environ 18 milliards de dollars par année échappent tout simplement à l'économie canadienne en raison des limites de notre réseau d'oléoduc. Je sais que vous connaissez bien le dossier, et j'aimerais savoir ce qu'il arriverait si nous n'avions pas à vendre notre pétrole au rabais aux États-Unis. »

Le DPB ne produit pas de projections économiques sectorielles, et il n'y intègre pas d'estimations sur l'impact éventuel de la construction d'oléoducs. Il arrive plutôt à ses projections indépendantes par la combinaison de diverses variables économiques. Le cours du pétrole brut entre dans la projection, faite par le DPB, de l'Indice des prix des produits de base de la Banque du Canada (IPPB)<sup>2</sup>.

Dans le but de répondre à la question posée par le membre du Comité, nous offrons toutefois la brève analyse suivante, dans laquelle nous expliquons pourquoi le pétrole brut produit dans l'Ouest du Canada est vendu à un prix réduit par rapport au pétrole produit ailleurs en Amérique du Nord. Nous exposons aussi quel serait l'impact sur l'économie canadienne du changement du prix de ce pétrole.

<sup>1</sup><http://www.parl.gc.ca/HousePublications/Publication.aspx?DocId=6273225&Mode=1&Language=F#Int-8112183>.

<sup>2</sup> Pour de plus amples renseignements, voir l'annexe A des Perspectives économiques et financières d'avril 2013.

## Les causes de la faiblesse du prix du Western Canadian Select

*Rabais de qualité*

L'étalon de référence qu'utilise le DPB pour déterminer le prix du pétrole brut produit dans l'Ouest du Canada est le Western Canadian Select (WCS). Le WCS est « composé de variétés canadiennes de pétrole classique lourd et de bitume, mélangées à des diluants synthétiques peu sulfurés et à du condensat »<sup>3</sup> [traduction]. Les économistes du Canada utilisent habituellement le WCS pour analyser la différence de prix par rapport au pétrole brut de référence nord-américain traditionnel, le West Texas Intermediate (WTI)<sup>4</sup>. Le WTI est un pétrole léger non sulfuré que, selon le CME Group<sup>5</sup>, « les entreprises de raffinage préfèrent parce qu'il contient peu de soufre, et présente un rendement relativement élevé lorsqu'on le transforme en essence, carburant diesel, huile de chauffage et carburant aviation » [traduction].

Depuis son adoption comme pétrole de référence en décembre 2004, le WCS est toujours vendu à rabais par rapport au WTI. Trimestriellement, l'escompte payé pour le WCS par rapport au WTI a été en moyenne de 18,62 \$US le baril du 1<sup>er</sup> trimestre de 2005 au 3<sup>e</sup> trimestre de 2013. Selon Baytex Energy, « le WCS est vendu à rabais par rapport au WTI parce que sa transformation en produits raffinés (essence, carburant aviation, kérosène, diesel) coûte plus cher. C'est ce qu'on appelle l'escompte du brut lourd »<sup>6</sup> [traduction]. Selon une étude réalisée en 2011 par la School of Public Policy de l'Université de Calgary, la qualité du WCS est d'environ 25 % inférieure à celle du

<sup>3</sup> <http://www.cenovus.com/operations/doing-business-with-us/marketing/western-canadian-select-fact-sheet.html>.

<sup>4</sup> Le pétrole brut de référence Brent est lui aussi souvent utilisé, mais, contrairement au WCS et au WTI, il est un pétrole léger non sulfuré de la mer du Nord. Il sert de référence internationale.

<sup>5</sup> CME se réfère à la Chicago Mercantile Exchange.

<sup>6</sup> <http://www.baytex.ab.ca/operations/marketing/benchmark-heavy-oil-prices.cfm>.

WTI (selon les critères de la densité API<sup>7</sup> et de la teneur en soufre), ce qui le rend plus coûteux à raffiner<sup>8</sup>. Cette différence de qualité est à peu près équivalente à l'escompte accordé depuis le commencement sur le prix du WCS.

#### Autres facteurs

La faiblesse du cours du WCS est exacerbée par la forte croissance de l'offre nord-américaine; celle-ci excédant la capacité du système d'oléoducs et des raffineries, les coûts de transport ont augmenté, ce qui réduit la rentabilité.

La prolifération des techniques améliorées de récupération continue d'entraîner une forte hausse de la production pétrolière aux États-Unis et ailleurs, tout en rehaussant la viabilité de certaines formations conventionnelles existantes. Selon la U.S. Energy Information Administration (EIA), la production intérieure aux États-Unis connaît une hausse spectaculaire depuis quelques années : son taux de croissance s'est chiffré à 15,1 % en 2012, et la production augmente depuis quatre années consécutives. La croissance des importations américaines de brut canadien a elle aussi augmenté de 5,3 % en moyenne chaque année de 2003 à 2012. À ce sujet, il semble que le Canada a remplacé d'autres sources d'approvisionnement des États-Unis, puisque les volumes totaux des importations américaines de pétrole brut ont chuté pendant cette période.

Face à cette forte croissance de l'offre en Amérique du Nord, et vu la capacité limitée des oléoducs et des raffineries, les prix ont baissé. Cependant, ces facteurs se sont récemment atténués, puisque « l'ouverture du Seaway Pipeline et le recours accru au transport ferroviaire du bitume désengorge Cushing, ce qui suscite une hausse du cours du WTI et du WCS »<sup>9</sup> [traduction].

<sup>7</sup> L'échelle de la densité API exprime la densité des produits liquides du pétrole. Plus sa valeur est élevée, plus le produit est léger.

<sup>8</sup> <http://policyschool.ucalgary.ca/sites/default/files/research/moore-oilmarket.pdf>.

<sup>9</sup> Conference Board du Canada, « Canada's Oil Extraction Industry », *Canadian Industrial Outlook*, été 2013. [traduction]

Par ailleurs, « les raffineries américaines prévoient une baisse de l'offre de brut léger, et ont en conséquence investi des sommes importantes dans la mise à niveau de leur capacité [...]. L'augmentation à la fois de l'offre de brut léger et de la demande de brut lourd a donc suscité le rétrécissement de l'écart entre le cours des deux variétés » [traduction]. Cette conjoncture atténue les pressions à la baisse subies par le prix du WCS par rapport à celui du WTI. Cependant, le Conference Board du Canada note aussi que « le boom du pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis et la hausse de production des sables bitumineux devraient re-congestionner Cushing, et entraîner à nouveau vers le bas le cours du pétrole en Amérique du Nord » [traduction].

Au cours des années à venir, la production tant aux États-Unis qu'au Canada devrait augmenter plus rapidement que la demande aux États-Unis et dans le monde, ce qui devrait entraîner une diminution du cours du WTI et du WCS. Selon l'EIA, les volumes de production de brut aux États-Unis devraient augmenter de 2,8 % en moyenne par année de 2013 à 2018<sup>10</sup>. Au Canada, le taux de croissance de la production pétrolière devrait être de 3,4 % en moyenne par année<sup>11</sup>. Cependant, l'EIA s'attend à ce que les importations de brut aux États-Unis diminuent de 3,3 %, puisque la consommation totale dans ce pays des combustibles liquides et autres produits pétroliers ne devrait augmenter que de 0,6 % en moyenne par année pendant la même période. De plus, toujours selon l'EIA, la consommation mondiale (moins celle des États-Unis) devrait augmenter en moyenne de 2,3 % par année.

#### Impact économique du prix du pétrole selon différentes projections

L'escompte payé pour le WCS par rapport au WTI a été en moyenne de 18,62 \$US le baril du 1<sup>er</sup> trimestre de 2005 au 3<sup>e</sup> trimestre de 2013, mais il a atteint au 1<sup>er</sup> trimestre de 2013 un sommet de 31,96 \$US. Selon les contrats à terme au moment

<sup>10</sup> <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/index.cfm>.

<sup>11</sup> [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf).

de la rédaction de la Mise à jour des perspectives économiques et financières (MPEF) d'octobre 2013, l'escompte devrait grimper à 29,24 \$US au 4<sup>e</sup> trimestre de 2013, puis graduellement redescendre à 20,15 \$US d'ici la fin de 2015. Comme les contrats à terme disponibles pour le WCS ne vont pas au-delà, on présume que l'escompte restera au même niveau les années suivantes (tableau 1)<sup>12</sup>.

Pour analyser l'impact qu'auraient les changements de l'escompte du WCS par rapport au WTI, le DPB a projeté ce que serait le prix du WCS s'il était vendu sans rabais par rapport au WTI du 4<sup>e</sup> trimestre de 2013 au 4<sup>e</sup> trimestre de 2018. Il a également repris la méthode de projection de l'IPPB décrite à l'annexe A des Perspectives économiques et financières d'avril 2013 (tableau 1). La hausse du cours du WCS augmenterait les termes de l'échange ainsi que les investissements dans l'exploitation des sables bitumineux et l'amélioration des raffineries, ce qui aurait un effet à la hausse sur le produit intérieur brut (PIB) et le revenu intérieur brut (RIB) réel au Canada, ainsi que sur le niveau d'emploi au pays. Cependant, l'élimination de l'escompte payé pour le WCS par rapport au WTI n'est pas une possibilité réaliste, puisqu'il y a une différence de qualité importante entre ces deux variétés, différence qui se reflète dans le prix. Ce scénario n'est donc présenté qu'à titre d'illustration.

**Tableau 1**

**Cours du Western Canadian Select**

dollars US par baril	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Sans escompte</b>	82,17	96,73	89,36	85,24	83,18	82,08
<b>Cours à terme</b>	74,86	74,19	69,69	65,09	63,03	61,93

Sources : Bureau du directeur parlementaire du budget; CME Group.

Si l'escompte payé pour le WCS par rapport au WTI était éliminé, le PIB nominal serait de 8 milliards de dollars supérieur à la projection, en moyenne, puisque tant le PIB réel que l'inflation du PIB excéderaient les estimations contenues dans la MPEF d'octobre 2013 (tableau 2). De plus, si l'escompte du WCS était éliminé, environ 20 000 personnes de plus travailleraient en 2018 (tableau 3).

**Tableau 2**

**PIB nominal projeté**

milliards de dollars	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Sans escompte du WCS</b>	1 873	1 940	2 026	2 121	2 205	2 282
<b>MPEF d'octobre 2013</b>	1 873	1 937	2 017	2 110	2 193	2 270
<i>Différence</i>	0	3	8	11	12	12

Source : Bureau du directeur parlementaire du budget.

**Tableau 3**

**Niveau d'emploi projeté**

milliers	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Sans escompte du WCS</b>	17 707	17 763	17 911	18 104	18 247	18 328
<b>MPEF d'octobre 2013</b>	17 707	17 762	17 905	18 091	18 228	18 308
<i>Différence</i>	0	1	6	14	19	20

Source : Bureau du directeur parlementaire du budget.

<sup>12</sup> Comme la Banque du Canada, le DPB fonde cette projection sur la moyenne quotidienne des cours à terme des deux semaines précédant la date des données économiques les plus récentes; dans le cas de la MPEF d'octobre 2013, cette date était le 4 octobre 2013.