



14 mars 2013

ANALYSE APPROFONDIE DES ÉCARTS DE PRIX DU PÉTROLE BRUT

Faits saillants

- Depuis la fin de l'an dernier, l'écart grandissant entre le prix des bruts de référence Western Canadian Select (WCS) et West Texas Intermediate – communément appelé la « bulle du bitume » – fait les manchettes alors que les capacités limitées de raffinage, les contraintes liées aux pipelines et la hausse de la production de pétrole aux États-Unis ont entraîné une forte baisse du prix du pétrole lourd en Alberta. Néanmoins, la situation du secteur pétrolier canadien dans son ensemble ne se limite pas au prix du pétrole lourd WCS.
- Les limites de l'infrastructure pèsent en outre sur les prix des autres mélanges de pétrole de la région de l'Ouest, tandis que les producteurs de pétrole plus léger de l'est du Canada, qui jouissent d'un accès maritime, bénéficient de prix plus élevés, calculés selon le brut de référence Brent.
- L'incidence économique de la chute des prix du pétrole a été plus marquée en valeurs nominales, comme le montre la baisse des bénéfices des entreprises et des recettes publiques en 2012. L'activité économique réelle a été touchée également.
- Jusqu'à maintenant, les conditions des prix du brut canadien se sont améliorées en 2013, et les plus récentes données quant aux intentions d'investissement suggèrent que le secteur du pétrole brut ne se contracte pas. N'empêche, l'écart des prix demeure anormalement grand et représente un important coût d'opportunité pour l'économie du pays.

Bien que jamais très loin des projecteurs au Canada, le sujet des prix du pétrole brut occupait le devant de la scène vers la fin de l'année dernière, en raison de l'escompte considérable que les producteurs de l'Alberta se voyaient contraints de consentir par rapport aux prix sur les marchés internationaux – ce qu'on appelle la « bulle du bitume ». Dans cette étude, nous présentons d'une part un compte rendu des tendances relatives aux prix du pétrole brut en Alberta, en plus d'étendre notre analyse aux autres provinces productrices de pétrole, lesquelles se distinguent par la qualité et les grades du pétrole brut qu'elles produisent. Par exemple, tout le pétrole – lourd ou léger – exploité dans l'Ouest canadien a été touché par l'écart grandissant des prix en 2012, l'Alberta et la Saskatchewan subissant les conséquences de la chute des prix, alors que Terre-Neuve-et-Labrador bénéficie toujours de prix élevés sur les marchés. Nous examinons d'autre part certaines des incidences économiques potentiellement rattachées à ce recul des prix du brut canadien.

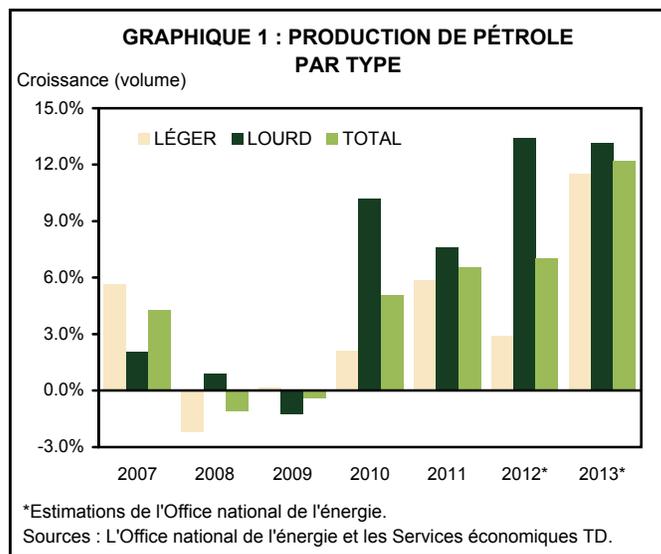
Répartition de la production à l'échelle du Canada

Au chapitre du volume de production, le Canada, qui figure toujours au sixième rang des pays producteurs de pétrole, pourrait se hisser au quatrième dès 2015, par suite de l'exploitation accrue du pétrole des sables bitumineux. Selon les prévisions, la production pétrolière dans l'ouest du pays devrait de plus en plus dépendre de l'extraction des sables bitumineux et donc privilégier le pétrole lourd. On

estime d'ailleurs que la production de pétrole a augmenté de 7 % en 2012, et que cette hausse sera encore plus forte (+12 %) en 2013, les pétroles brut et léger affichant tous deux une croissance vigoureuse à ce chapitre (voir graphique 1).

Comme le montre le tableau 1, qui présente par ailleurs la ventilation des types de bruts produits par région², trois provinces sont responsables de la plus grande part de la production annuelle totale du Canada, l'Alberta comptant pour environ 75 % de celle-ci. En termes simples, tous les bruts ne sont pas créés égaux. Le pétrole brut lourd a une densité plus élevée, circule plus lentement dans les pipelines et coûte généralement plus cher à raffiner, par comparaison aux pétroles plus légers. Par conséquent, le prix du marché d'un brut plus lourd sera moins élevé que celui d'un autre, plus léger, toutes choses égales par ailleurs. Le tableau 1 fait également la distinction entre les pétroles bruts classiques et non classiques, ceux-ci étant extraits à l'aide de méthodes autres que celle du puits pétrolier classique³. Tout le pétrole non classique canadien entre dans la catégorie de bitume et est soit transformé en pétrole lourd ou en pétrole léger synthétique.

En dépit de la proportion croissante du pétrole lourd dans le volume de production du Canada, le pétrole léger représente environ trois cinquièmes de la production totale. Selon les données de l'Office national de l'énergie, la Saskatchewan est d'ailleurs plus tournée vers la production de pétrole lourd que l'Alberta (66 % de sa production totale contre 40 % pour l'Alberta). Pour sa part, Terre-Neuve-et-Labrador, au nombre des trois principaux producteurs canadiens, produit seulement du pétrole léger actuellement (ce qui changera suivant la mise en œuvre du projet Hebron en 2017).



Regard sur les prix

Historiquement, deux prix de brut ont reçu la plus grande part d'attention au Canada : le brut de référence international Brent, exploité en mer du Nord, et le West Texas Intermediate (WTI), extrait à Cushing, en Oklahoma, et servant de référence pour les prix du brut en Amérique du Nord. Cependant, à la lumière d'une dichotomie croissante entre les prix du Brent et du WTI, ainsi qu'entre les prix des bruts domestiques, nous nous attardons de plus en plus, au Canada, à considérer une plus grande liste de prix de référence canadiens. Comme le montre le tableau 2, cette liste comprend le Western Canadian Select (WCS), un mélange de référence composé des bruts lourds, ainsi que l'Edmonton Par et le Syncrude Sweet.

L'escompte grandissant du brut canadien, illustré dans le tableau 2, s'explique par deux principaux facteurs. Le

TABLEAU 1 : % DE LA PRODUCTION CANADIENNE DE PÉTROLE PAR TYPE ET PAR RÉGION, 2011

	% DE LA PRODUCTION NATIONALE					% DE LA PRODUCTION PROVINCIALE			
	CANADA	ALB.	SASK.	T.-N.-L.	AUTRE	ALB.	SASK.	T.-N.-L.	AUTRE
Léger – Total	61	44	5	9	3	60	33	100	100
Léger classique	27	12	5	9	2	16	33	100	77
Valorisé/Synthétique	29	29	0	0	0	39	0	0	0
Autre	5	4	0	0	1	5	0	0	23
Lourd – Total	39	30	9	0	0	40	67	0	0
Lourd classique	14	5	9	0	0	6	67	0	0
Lourd non classique	25	25	0	0	0	34	0	0	0
Total	100	74	14	9	3	100	100	100	100

Remarque : Les totaux ont été arrondis.

Sources : L'Office national de l'énergie et les Services économiques TD.

TABLEAU 2 : PRINCIPAUX INDICES DE PRIX DE RÉFÉRENCE (EN DOLLARS US)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Déc-12	Fév-13	Moyenne 2005-12
Brent	International	55	66	73	98	62	80	112	113	111	118	82
West Texas Intermediate (WTI)	Amérique du Nord	57	66	72	100	62	80	95	94	88	95	78
Western Canadian Select (WCS)	Lourd – Ouest canadien	--	--	--	80	52	65	78	72	55	69	69
Syncrude Sweet	Brut synthétique – Ouest canadien	--	66	75	102	62	78	104	93	89	97	83
Edmonton Par	Léger – Ouest canadien	57	65	72	96	58	75	96	86	75	87	76

ÉCART DE PRIX EN \$ US – BRENT

West Texas Intermediate (WTI)	Amérique du Nord	2	1	-1	2	0	-1	-17	-19	-23	-22	-4
-------------------------------	------------------	---	---	----	---	---	----	-----	-----	-----	-----	----

ÉCART DE PRIX EN \$ US – WTI

Western Canadian Select (WCS)	Lourd – Ouest canadien	--	--	--	-20	-10	-15	-17	-22	-34	-26	-17
Syncrude Sweet	Brut synthétique – Ouest canadien	--	0	2	2	0	-1	9	-2	1	1	2
Edmonton Par	Léger – Ouest canadien	1	-2	-1	-4	-4	-4	1	-8	-13	-8	-2

Remarque : Ces chiffres sont calculés à partir de moyennes annuelles et mensuelles.

Les prix de référence indiqués devraient être représentatifs de la région et du type de pétrole produit.

Sources : Bloomberg et les Services économiques TD.

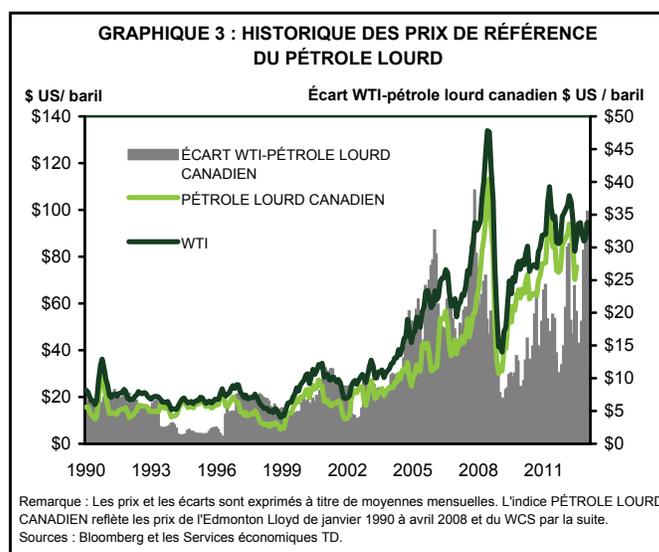
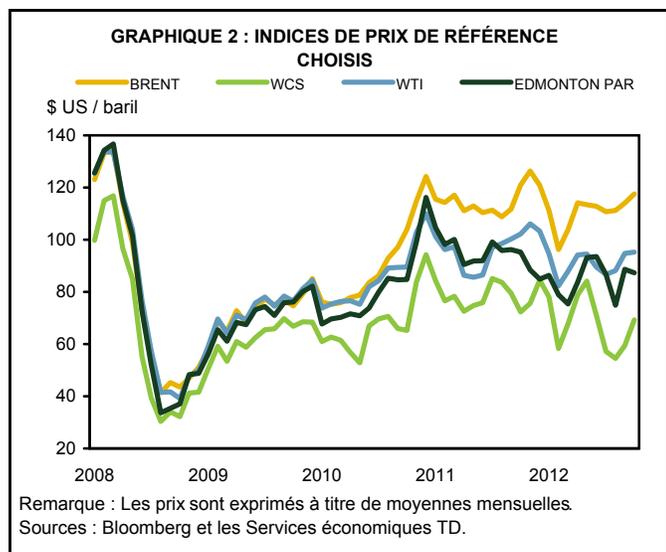
premier consiste en une offre surabondante dans le Midwest américain, que reflète l'écart croissant entre les prix du brut de référence nord-américain (le WTI) et du brut de référence international (Brent). Traditionnellement, le WTI et le Brent se vendaient à un écart maximal de 5 \$ US le baril l'un de l'autre. Ces dernières années, toutefois, le contexte du brut aux États-Unis a considérablement changé en raison d'une augmentation rapide de l'offre et de la disparité entre la capacité de transport par pipelines et la capacité de raffinage aux États-Unis et dans le reste du monde. Par conséquent, le différentiel susmentionné est passé depuis lors à plus de 20 \$ US le baril.

La situation des producteurs canadiens est par ailleurs assombrie par un autre facteur, soit une surabondance croissante de production domestique dans un marché nord-américain déjà saturé. En hausse, la production canadienne entraîne ainsi une concurrence encore plus forte entre pro-

ducteurs canadiens et américains, qui se disputent la capacité du réseau de pipelines. Cette concurrence a d'ailleurs été renforcée en fin d'année à la suite de problèmes temporaires de maintenance des pipelines et des raffineries. Le différentiel des prix canadiens par rapport aux prix du WTI a été particulièrement marqué en ce qui concerne les bruts lourds, qui représentent environ deux tiers des exportations canadiennes annuelles de brut, bien qu'ils comptent pour moins de la moitié de la production totale actuelle. Même les mélanges légers font l'objet d'un différentiel plus important qu'au cours des dernières années; en fait, les deux bruts plus légers se vendaient à des prix supérieurs au prix de référence du WTI en 2011, mais inférieurs en 2012.

Voici quelques autres faits saillants à retenir du tableau 2 :

- L'importance de l'escompte de la plupart des mélanges canadiens par rapport au WTI s'est atténuée depuis décembre. Par exemple, le différentiel WTI-WCS a



chuté d'un sommet de 34 \$ US le baril en décembre à environ 25 \$ US le baril en février. Et le différentiel WTI-Edmonton Par a été coupé d'environ la moitié.

- L'escompte prévalent du pétrole lourd par rapport au WTI demeure considérable, mais n'est pas aussi important qu'on le croit généralement. Dans les médias, on utilise habituellement comme point de comparaison la période suivant 2008. Il s'agit pourtant d'une période où les prix du pétrole lourd canadien étaient relativement élevés. Si l'on considère en revanche une moyenne calculée sur une plus longue période, l'écart des prix du pétrole lourd est moins prononcé (voir graphique 3). La préoccupation qui subsiste alors, du point de vue canadien, concerne la possibilité que les écarts actuels perdurent étant donné le besoin de nouvelles infrastructures et la hausse de production de pétrole lourd prévue dans un avenir rapproché.
- Sur une note plus sombre, l'écart entre les prix du Brent et du WTI n'a pas rétréci depuis décembre 2012, et demeure même considérablement plus important qu'il ne l'a été, en moyenne, depuis le milieu des années 2000. Ainsi, les prix moyens des bruts canadiens restent globalement assez bas.
- Un examen plus approfondi montre que l'écart grandissant entre les prix des bruts de référence canadiens et internationaux s'explique par une hausse des prix du Brent plutôt qu'une baisse des prix des bruts canadiens. En effet, le brut léger canadien continue à se transiger, depuis 2005, à des prix supérieurs à la moyenne, et le brut lourd canadien, à des prix qui correspondent plus ou moins à celle-ci.

D'un point de vue régional, le défi que présente l'escompte des prix varie selon plusieurs facteurs⁴. La Saskatchewan et l'Alberta, par exemple, ont dû accorder des escomptes importants dans le contexte des prix actuels, tandis que Terre-Neuve-et-Labrador, qui jouit d'un accès aux ports et aux pétroliers, vend son pétrole à des prix calculés à partir des cours déjà élevés du Brent.

Écart des prix : vers une réduction progressive seulement

Par suite de la disparition de certains facteurs temporaires, l'atténuation de l'écart depuis la fin de l'année dernière avait suscité l'espoir que le pire était maintenant chose du passé quant aux prix du brut canadien. Toutefois, puisque la production excédentaire représentait la principale cause des prix inférieurs, une solution plus permanente au problème

dépendrait en fait d'une baisse de l'offre, d'une augmentation des capacités de raffinage ou d'une amélioration de la capacité du réseau pipelinier. Or, en l'absence de signes présageant une diminution de la production canadienne ou américaine ou des capacités accrues de raffinage, la plupart des analystes tablent sur un accroissement des capacités pipelinrières ou de transport pour ultimement alléger la pression.

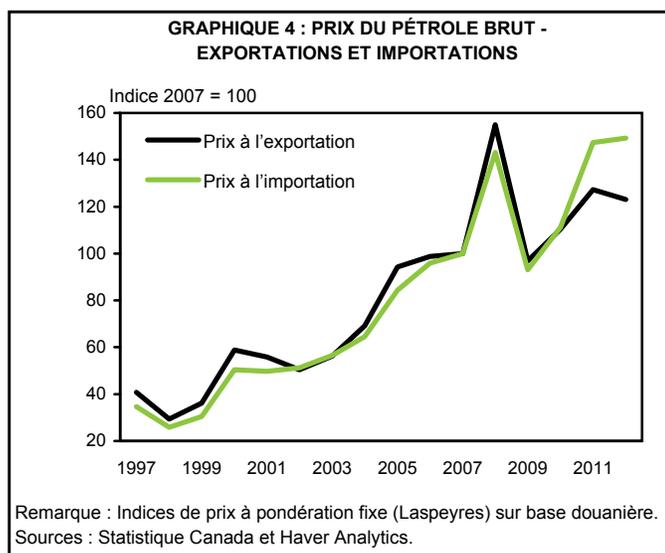
On constate une diminution des contraintes liées à l'infrastructure à Cushing, en Oklahoma, suivant la récente inversion du flux et l'expansion du pipeline Seaway, lequel permet désormais d'acheminer une partie des productions excédentaires vers le Sud, en direction du golfe du Mexique. Bien que ces améliorations aient contribué à une hausse temporaire des prix canadiens, elles ne suffiront pas à résoudre les problèmes structurels associés aux volumes de pétrole produit au Canada.

Une amélioration qui changerait bien la donne, par contre, serait le projet de pipeline Keystone XL, qui est actuellement en attente de l'approbation présidentielle aux États-Unis, mais n'est aucunement garanti d'aller de l'avant. Les entreprises continuent par ailleurs de considérer un certain nombre d'autres options en matière de pipeline et de transport par chemin de fer et par bateau en vue d'alimenter les marchés nord-américains. Selon le consensus actuel, l'écart entre le Brent et le WTI se rétrécira considérablement d'ici un ou deux ans, mais demeurera au-dessus de l'écart traditionnel de 5 \$ US le baril, si l'on se fie au marché à terme. En date du 9 mars 2013, l'option d'achat selon la courbe des prix à terme prévoyait un écart d'environ 11 \$ US le baril entre le Brent et le WTI d'ici décembre 2015. L'écart nord-américain, entre le WTI et le WCS, devrait quant à lui se resserrer quelque peu pour s'établir à 23 \$ US le baril environ à pareille date. Cela dit, cet écart est d'une volatilité notoire et pourrait très bien se creuser davantage.

Incidence économique des escomptes

Le secteur pétrolier canadien est un important moteur de l'économie du pays. De fait, les revenus alimentent les bénéfices des entreprises et attirent les investissements au Canada, les redevances contribuent aux recettes publiques, et la croissance de l'emploi directement ou indirectement liée au secteur fait croître les revenus du travail.

Les données et autres renseignements récents démontrent que la chute des prix du brut canadien et l'écart grandissant des prix en 2012 ont eu des répercussions économiques et budgétaires négatives sur l'économie du Canada et des



Québec et des Maritimes doivent importer leur pétrole brut aux prix du Brent, ce qui explique la détérioration des termes de l'échange au pays, en ce qui concerne le brut (voir graphique 4).

provinces de l'Ouest productrices de pétrole.

- Dans son plus récent Rapport sur la politique monétaire, la Banque du Canada a quantifié l'incidence de la sous-performance du secteur pétrolier sur l'économie canadienne pour la seconde moitié de 2012, estimant que celle-ci avait entraîné une baisse d'environ un demi-point de pourcentage du taux de croissance annualisé du PIB réel. Cette baisse n'est pas seulement attribuable au recul des prix du pétrole, mais aussi à une diminution de l'investissement, des exportations et de la production
- Bien que la banque centrale n'ait pas fourni d'estimations provinciales à ce sujet, l'incidence a été presque certainement concentrée dans les économies de l'Alberta et de la Saskatchewan, ce qui cadre avec les récentes révisions à la baisse des prévisions de croissance du PIB réel de ces provinces en 2012. Des deux provinces, la Saskatchewan est la moins touchée par les cours faibles du pétrole lourd, puisque celui-ci ne compte que pour 15 % de son PIB réel, contre 25 % dans le cas de l'Alberta.
- Néanmoins, l'incidence sur les exportations et les revenus nominaux a été plus marquée. Les bénéfices des entreprises d'extraction de pétrole et de gaz naturel ont chuté de plus de 50 % en 2012, à 7,1 milliards de dollars, le plus bas résultat annuel depuis 1999. Les termes de l'échange se sont considérablement détériorés au Canada. Tandis que la production du pétrole canadien est davantage centrée sur le brut léger, les exportations de brut lourd demeurent plus importantes, d'où l'incidence disproportionnellement plus grande des escomptes sur les recettes d'exportation. En même temps, étant donné les problèmes d'accès aux marchés, les raffineries du

- Les écarts de prix grandissants ont également une incidence notable sur les coffres de l'État. En effet, la baisse des redevances ainsi que des impôts perçus attribuable à des prix du brut inférieurs aux prévisions a été déterminante dans la décision du gouvernement de l'Alberta de réviser à la hausse, soit à 4 milliards de dollars, son déficit prévu pour 2012-2013. En Saskatchewan, les redevances sur les ressources sont en-deçà des prévisions de quelque 300 millions de dollars pour l'exercice en cours. Et le ministre des Finances, M. Flaherty, a averti les Canadiens de l'incidence négative de la tendance actuelle des prix du brut sur les recettes de l'État.
- Par contraste, Terre-Neuve-et-Labrador bénéficie toujours de prix avantageux, puisque sa production peut être vendue à des prix liés au cours du Brent. Toutefois, sur le plan du volume, la production en mer de la province n'a pas été à la hauteur des prévisions ces dernières années en raison d'une diminution naturelle de la production des réserves (Hibernia et Terra Nova) et d'interruptions de maintenance⁵. Les revenus de redevances devraient donc être en-deçà des prévisions budgétaires d'environ 460 millions de dollars, reflétant d'une part les prix du Brent inférieurs aux attentes et, d'autre part, la baisse de production.

Si l'on se tourne maintenant vers 2013, des questions ont été soulevées quant à l'incidence qu'aurait le contexte des prix du brut sur les tendances en matière d'investissement. Un récent communiqué de Statistique Canada sur les perspectives des investissements privés et publics ne suggère aucunement que les investissements globaux devraient chuter de façon importante en Alberta, mais que les intentions d'investissement dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel devraient plutôt demeurer stables. Cela dit, si un écart de prix important demeurerait en place sur une longue période, on devrait s'attendre à ce que le secteur des sables bitumineux perde un peu de son attrait relatif pour les investisseurs. Les perspectives d'investissement sont indéniablement moins reluisantes pour la Saskatchewan en 2013 (10 %), d'autant plus qu'elles étaient en baisse de près de 30 % en 2012. En revanche, Terre-Neuve-et-Labrador devrait connaître une hausse sur le plan des activités d'investissement en 2013 (+83 %) à la suite d'une hausse similaire en 2012

(+77 %). En ce qui concerne les intentions d'investissement à l'échelle nationale, un niveau de détail plus élevé montre que les investissements dans le secteur de l'extraction non classique de pétrole devraient croître de 10 %, tandis que ceux dans le secteur de l'extraction classique de pétrole et de gaz naturel devraient chuter de 6 %.

Le léger redressement des prix du pétrole jusqu'à maintenant cette année, combiné à l'attente de nouvelles améliorations progressives, laisse croire que le rôle joué par le brut dans le ralentissement de l'économie canadienne pourrait s'inverser jusqu'à un certain point au cours de 2013. Ainsi, nous ne sommes pas enclins à réviser de façon significative à la baisse nos projections de croissance économique de 2013 pour l'Alberta et la Saskatchewan dans nos prochaines prévisions de mars. Rappelez-vous que nos prévisions trimestrielles de décembre 2012 annonçaient une croissance de près de 3 % pour ces deux provinces. Il se pourrait, toutefois, que nous révisions à la hausse le taux de croissance de Terre-Neuve-et-Labrador, que nous avons estimé à 1,8 % dans nos perspectives de décembre.

Il importe de distinguer ces incidences économiques des estimations courantes relatives au coût d'opportunité découlant des prix du brut canadien inférieurs à ceux du WTI et du Brent. Considérons par exemple la situation commerciale du Canada : si tout le pétrole brut de l'Ouest

canadien pouvait être acheminé aux marchés portuaires et donc être transigé selon le prix du Brent, moins un certain escompte reflétant la différence de qualité entre pétroles lourds et légers et des coûts de transport inhérents⁶, alors les exportations canadiennes de pétrole auraient rapporté environ 6 milliards de dollars de plus en 2012, toutes choses étant égales par ailleurs, ce qui correspond plus ou moins au déficit commercial du pays. Si l'on tient compte du revenu global, certaines estimations suggèrent que le coût que représentent ces prix inférieurs pour l'économie canadienne est trois à quatre fois plus élevé que ce chiffre⁷.

En résumé

L'incidence économique de la chute des prix du pétrole canadien l'an dernier, tant en termes absolus que relatifs, est démontrée par les données récentes sur l'activité économique et les résultats sur les plans commercial et budgétaire. Bien que les conditions entourant les prix se soient quelque peu améliorées depuis la fin de 2012, et que l'on puisse s'attendre à d'autres améliorations encore, les bruts léger et lourd du Canada continueront vraisemblablement à se transiger à des écarts plus importants que traditionnellement. L'écart des prix et le coût d'opportunité qu'ils représentent pour le Canada demeureront un grand centre de préoccupations.

Jonathan Bendiner, économiste
416-307-5968

Derek Burleton, vice-président et
économiste en chef adjoint
416-982-2514

Leslie Preston, économiste
416-983-7053

Notes

1. <http://www.mcan.gc.ca/energie/publications/sources/brut/enjeux-prix/1521>
2. Selon sa densité (mesurée en densité API), le pétrole est classé lourd, moyen ou léger. Les données liées à la production de la présente étude s'appuient sur les estimations de production de pétrole brut canadien (ainsi que les tableaux qui les accompagnent) de l'Office national de l'énergie (ONE). Ces tableaux répartissent la production du pétrole par région entre les catégories des pétroles lourds et légers. L'ONE range la majorité des pétroles moyens du Canada sous la catégorie des pétroles légers, hormis celui d'une région de la Saskatchewan qui pourrait être considéré comme moyen, mais que l'ONE classe plutôt dans la catégorie des pétroles lourds.
3. Statistique Canada définit l'extraction non classique comme l'extraction du pétrole brut de schistes de surface, de sables bitumineux ou de réserves dont les hydrocarbures sont semi-solides, si bien que les méthodes d'extraction classique ne peuvent être utilisées. L'extraction non classique comprend la production de bitume et de pétrole brut synthétique.
4. L'établissement des prix du brut selon la région est un processus qui tient compte de plusieurs facteurs, car le prix accordé à un producteur dépendra des conditions propres à chaque projet (p. ex. la géographie, les coûts de transport, la capacité pipelinère, l'accès aux marchés, etc.). Pour les besoins de cette étude, les prix de référence ont été sélectionnés pour refléter les facteurs généraux propres à la région et au type de pétrole produit et devraient donc être représentatifs des conditions des prix de l'ensemble du Canada.
5. "Crude Oil: Forecasts, Markets and Pipelines", Association canadienne des producteurs pétroliers, juin 2012.
6. Cette estimation de l'écart de prix moyen entre les bruts canadiens lourds et légers et le Brent est calculé à partir de l'écart entre le WCS et le Brent (lourd), d'une part, et l'Edmonton par et le Brent (léger), d'autre part, pour la période allant de mai 2008 à janvier 2013. Ces prix ont ensuite été appliqués aux estimations relatives aux volumes d'exportation de pétroles légers et lourds en date de novembre 2012 de l'ONE.
7. "Tackling the Top 10 Barriers to Competitiveness", Chambre de commerce du Canada.

Le présent rapport est fourni par les Services économiques TD. Il est produit à titre informatif seulement et peut ne pas convenir à d'autres fins. Il ne vise pas à communiquer de renseignements importants sur les affaires du Groupe Banque TD, et les membres des Services économiques TD ne sont pas des porte-parole du Groupe Banque TD en ce qui concerne les affaires de celui-ci. L'information contenue dans le rapport provient de sources jugées fiables, mais son exactitude et son exhaustivité ne sont pas garanties. De plus, le rapport contient des analyses et des opinions portant sur l'économie, notamment au sujet du rendement économique et financier à venir. Par ailleurs, ces analyses et opinions reposent sur certaines hypothèses et d'autres facteurs et sont sujettes à des risques inhérents et à une incertitude. Les résultats réels pourraient être très différents. La Banque Toronto-Dominion ainsi que ses sociétés affiliées et divisions apparentées qui constituent le Groupe Banque TD ne peuvent être tenues responsables des erreurs ou omissions que pourraient contenir l'information, les analyses ou les opinions comprises dans ce rapport, ni des pertes ou dommages subis.