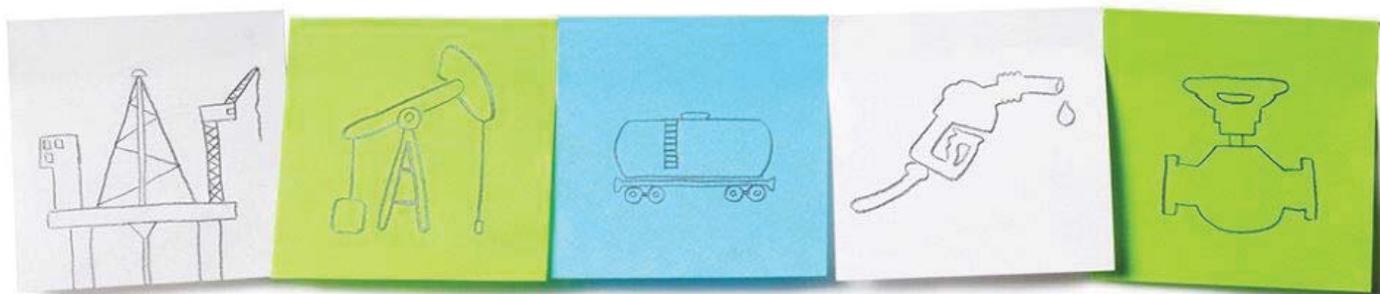


# Prévisions sur les prix

## 31 décembre 2015





# Commentaires au sujet des prévisions

## Une dure année

*"L'adversité est une réalité qu'on ne peut contrôler. Seule la manière dont on y fait face peut être maîtrisée." - Auteur inconnu*

En 2015, les manchettes ont largement fait état de la difficulté des producteurs pétroliers et gaziers à composer avec les prix et la demande actuels. Cette situation a engendré le report des investissements en capitaux, la vente d'actifs, des offres publiques d'achat et le licenciement de plus de 35 000 employés. Pourtant, au début de l'année 2015, nous fondions l'espoir qu'un recul du prix du pétrole ferait en sorte que le prix moyen du brut West Texas Intermediate (WTI) serait d'environ 70 \$ US le baril en 2016. L'année s'est toutefois terminée sur des perspectives sombres. Selon nous, l'effondrement des prix du pétrole et du gaz se poursuivra en 2016, car le secteur devra encore conjuguer avec l'offre excédentaire de pétrole à l'échelle mondiale et de gaz naturel sur ce continent.

En plus des tensions créées par l'offre excessive et les faibles prix, d'importants changements politiques aux niveaux fédéral et provincial ont fait progresser le débat entourant les redevances, les politiques sur les changements climatiques et la taxe sur les émissions carboniques.

Ainsi, le secteur doit évoluer dans un environnement susceptible de devenir la nouvelle norme. C'est facile de prospérer quand la demande est élevée et que les prix oscillent autour de 100 \$ le baril; en 2016, il faudra user de moyens et de stratégie pour tendre à la réussite et à la rentabilité. Il est évident que le secteur a fort à faire; il a déjà commencé à trouver les structures, les solutions et les mesures favorisant des gains en efficacité nécessaires pour assurer sa survie dans le contexte actuel. Nous avons mentionné dans nos commentaires précédents la baisse prévue des investissements en capitaux par 20 % et l'affectation efficace des capitaux, notamment par la refracturation des puits de forage en place, une solution adoptée par les sociétés devant le ralentissement des activités.

Au moment d'établir les prévisions, nous nous servons du marché à terme pour définir nos attentes à court terme et basons nos prévisions à long terme sur notre vision interne du secteur. Durant les années au cours desquelles les marchés sont soumis à des pressions mondiales considérables, comme c'est le cas en 2015, il peut être

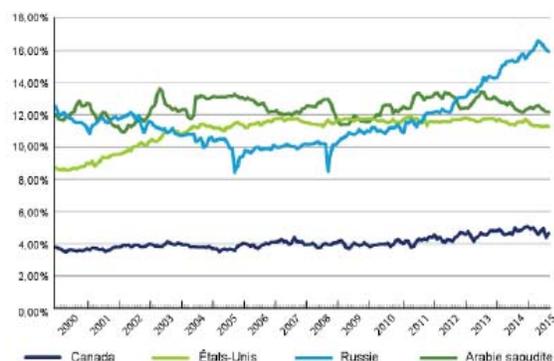
particulièrement difficile d'anticiper les prix, car chaque trimestre peut comporter d'importantes fluctuations du marché.

Nos prévisions de prix actuelles font toujours état pour le pétrole WTI d'un prix moyen à long terme d'environ 80 \$ le baril, qui d'après nous ne sera atteint qu'en 2022, au plus tôt. Pour 2016 et 2017, nous prévoyons un prix moyen sous la barre des 50 \$ US le baril, lequel progressera graduellement par la suite, jusqu'à l'atteinte du prix anticipé à long terme. En ce qui concerne le pétrole brut léger Edmonton Light, nous prévoyons un prix moyen de 51 \$ CA le baril en 2016, étant donné que le faible taux de change soutient les prix du pétrole canadien. Quant au pétrole Western Canadian Select, son prix prévu en 2016 est de 35 \$ le baril, en espérant que les faibles écarts de prix entre le pétrole lourd et le pétrole léger observés en 2015 seront plus importants en 2016. Sur cinq ans, nous prévoyons un écart de prix moyen de 14 \$ US le baril entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

Malgré une baisse du nombre de forages au Canada dans la dernière année, qui a reculé d'environ 70 % par rapport à l'année précédente, pour chuter à un niveau inférieur à ceux enregistrés en 2009, le ralentissement de la production ne s'est amorcé que récemment. On s'attend à ce que cette diminution de l'utilisation des foreuses se poursuive en 2016, la Canadian Association of Oil Drilling Contractors anticipant un taux d'utilisation de 22 %. Dans la même veine, le nombre de forages a diminué aux États-Unis, mais la production pétrolière qui en découle n'a commencé à ralentir que dans les derniers mois.

À la fin de 2014, on estimait à près de 3 millions de barils par jour (Mb/j) l'offre excédentaire de pétrole. Les plus récentes estimations font état d'un excédent de 1,5 Mb/j, soit deux fois moins qu'en 2014; en raison des prix à la baisse, ce déclin n'est pas aussi élevé que prévu. La production de pétrole des pays de l'OPEP s'est maintenue et on prévoit des volumes supplémentaires en provenance de l'Iran cette année, maintenant que les sanctions à son endroit ont été levées.

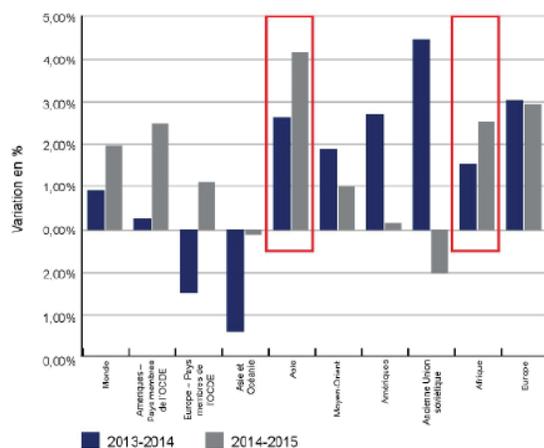
Figure 1: Part de la production pétrolière mondiale



Source : EIA, données jusqu'en novembre 2015

La demande de pétrole a augmenté d'un peu moins de 2 % l'an dernier, fort probablement à cause du fléchissement des prix, ce qui a rendu l'essence plus abordable pour les consommateurs; cette tendance ne devrait pas se poursuivre dans l'année qui vient. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande devrait descendre à 1,5 Mb/j, soit moins que la valeur prévue plus tôt cette année (1,8 Mb/j). L'accroissement de la demande provient surtout de l'Asie et de l'Afrique et cette situation ne devrait pas changer.

Figure 2: Croissance de la demande par région



Source : EIA, rapport sur les marchés énergétiques mondiaux, novembre 2015

L'optimisme sur le marché à terme s'est refroidi en 2015, à la suite de la révision à la baisse des prévisions d'un trimestre à l'autre. Au fil des mois, les espoirs au sein du secteur se sont envolés à la lumière des prix à moyen et long terme. L'offre excédentaire ne s'est pas résorbée aussi rapidement que certains l'auraient souhaité, minant du coup une possible reprise rapide tout en tirant considérablement à la baisse les prix prévus à long terme. Comme nous l'avons maintes fois évoqué cette année, le secteur a fini par réaliser que le type d'activités de forage entrepris jusqu'à maintenant en Amérique du Nord, axé sur les sources de pétrole de réservoirs étanches, n'est pas une option viable. Loin de nous l'idée d'affirmer que les acteurs du secteur sont incapables de forer efficacement un nombre suffisant de puits, mais la demande mondiale de pétrole ne s'arrime pas avec la croissance de la production. À long terme, nous nous attendons à ce que ces sources de pétrole de réservoirs étanches nord-américaines fassent office de volumes dans lesquels on pourra piger rapidement en fonction de la demande. Cette correction de l'offre n'entrera pas en vigueur en 2016.

Le secteur gazier a également connu son lot de difficultés en 2015. Les niveaux d'activité de forage gazier ont reculé de 30 % au Canada en 2014 et le ralentissement des activités de forage aux États-Unis s'est poursuivi comme lors des années antérieures, mais à un rythme accru (réduction de 30 % en 2015, par rapport à 15 % en 2014).

La baisse du nombre de forages ne s'est pas traduite par une diminution des taux de production et la production de gaz naturel est en hausse en Amérique du Nord.

Figure 3: Production de gaz naturel commercialisable du Canada



Source: ONE, données jusqu'en juillet 2015

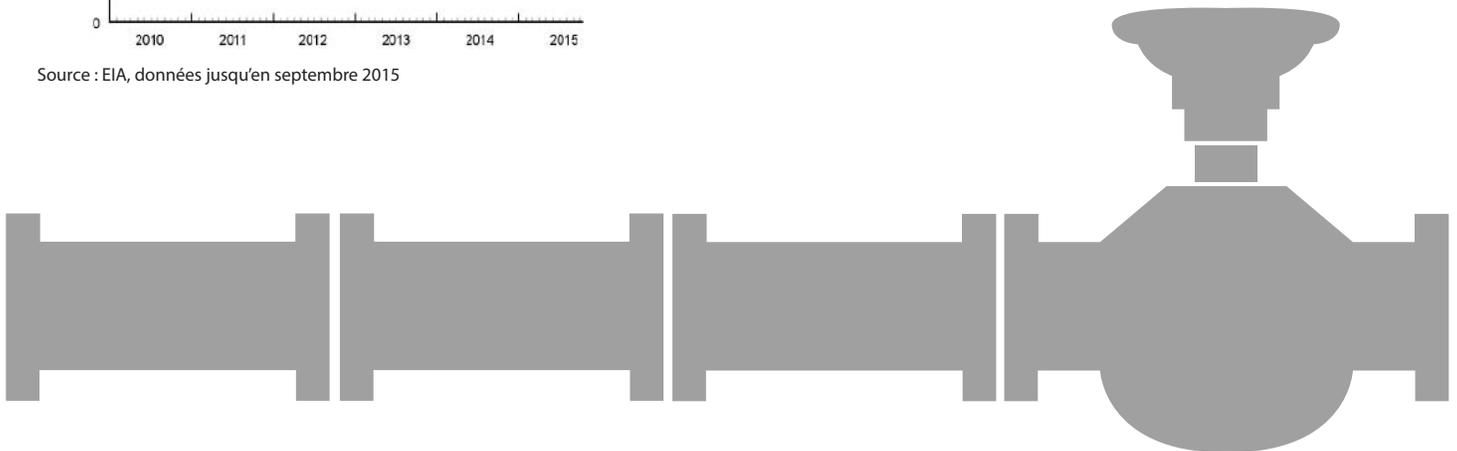
Figure 4: Production de gaz naturel commercialisable des États-Unis



Source : EIA, données jusqu'en septembre 2015

Les prix du gaz naturel ont fléchi considérablement depuis nos dernières prévisions de prix. À ce titre, le prix du gaz livré à la station 2 en Colombie-Britannique a été le plus durement touché, à cause d'une offre excédentaire dans le réseau de gaz naturel, qui a eu des répercussions sur les volumes canadiens, notamment ceux entreposés à l'extrémité du réseau gazier en Colombie-Britannique. Cette offre excédentaire fait en sorte que les réserves de gaz ont atteint leur plus haut niveau en cinq ans, alors qu'on prévoit un hiver doux en raison des effets du courant El Niño. Selon nos prévisions, le prix du gaz naturel Henry Hub sera de 2,40 \$ US le kpi<sup>3</sup> en 2016, ce qui est conforme aux prix à terme prévus au cours du dernier mois. Pour le prix de l'AECO, nous anticipons en 2016 un prix de 2,45 \$ CA le kpi<sup>3</sup>, de sorte que l'écart de prix entre le pétrole Henry Hub et celui de l'indice AECO sera le même que le différentiel observé par le passé, soit 0,60 \$ US le kpi<sup>3</sup>.

Il se peut que le projet de l'Alberta visant à délaissier les centrales au charbon au profit de centrales alimentées au gaz naturel aide à stimuler la demande et à faire grimper les prix, mais cette transition se fera à long terme. Dans l'avenir, nous nous attendons à une bonne tenue des prix du gaz naturel à mesure que notre économie passera à des sources d'énergie plus propres, mais pour ce faire, il faudra engager d'importants investissements en capitaux dont on ne retirera les fruits que dans plusieurs années.

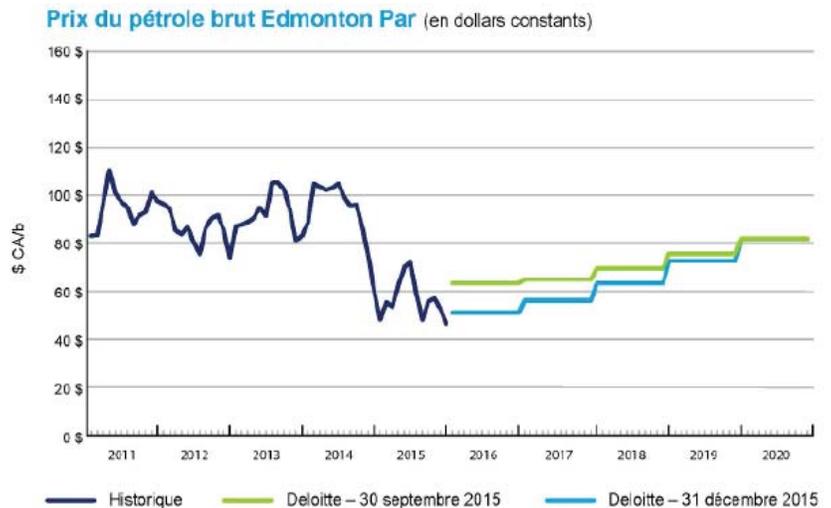


# Prévisions des prix intérieurs canadiens

## Prévisions des prix du pétrole brut et de la demande du marché

### ► Commentaires au sujet des prévisions

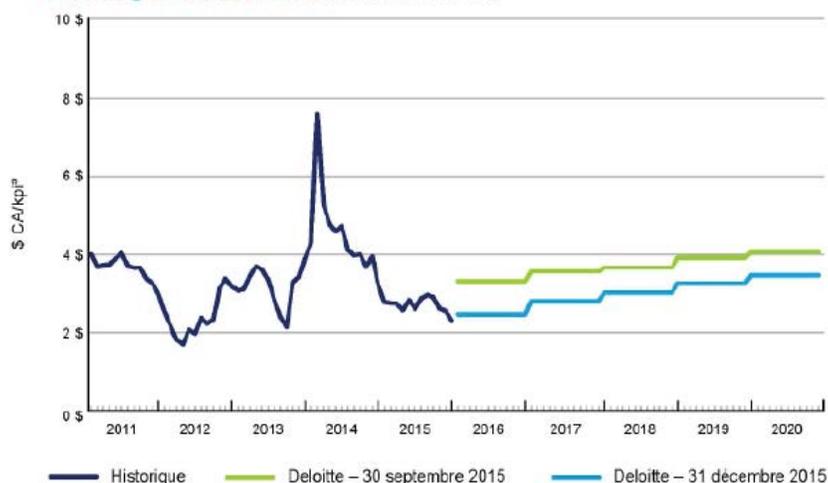
- La prévision du prix de l'Edmonton Par repose sur l'écart par rapport au prix du pétrole WTI. L'écart est basé sur les contrats à terme sur indice du pétrole léger non corrosif qui sont négociés depuis janvier 2014.
- Le prix du pétrole brut à Edmonton sert de base pour établir tous les autres points de référence du brut canadien. Les compensations des prix reposent sur les moyennes historiques sur cinq ans, selon une pondération plus importante des données des plus récentes années.



Année	WTI à Cushing Oklahoma	WTI à Cushing Oklahoma	Prix à Edmonton	Prix à Edmonton	Bow River 25° API à Hardisty	Pétr. lourd 12° API à Hardisty	Taux d'inflation des coûts	Taux de change CAD à USD
	\$ US/b Réel	\$ US/b Courant	\$ CA/b Réel	\$ CA/b Courant	\$ CA/b Courant	\$ CA/b Courant	Taux	Taux
<b>Historique</b>								
2012	98,34 \$	94,11 \$	90,47 \$	86,57 \$	74,41 \$	64,07 \$	0,015	1,001
2013	100,76 \$	97,91 \$	96,08 \$	93,36 \$	76,29 \$	65,49 \$	0,009	0,972
2014	95,07 \$	93,26 \$	95,82 \$	93,100 \$	81,49 \$	73,70 \$	0,019	0,906
<b>2015</b>								
H, 12 mois	48,68 \$	48,68 \$	57,09 \$	57,09 \$	45,46 \$	40,44 \$	0,012	0,783
P, 0 mois	-	-	-	-	-	-	0,000	-
Moy.	48,68 \$	48,68 \$	57,09 \$	57,09 \$	45,46 \$	40,44 \$	-	0,783
<b>Prévisions</b>								
2016	42,00 \$	42,00 \$	51,35 \$	51,35 \$	38,35 \$	31,35 \$	0,000	0,740
2017	47,50 \$	48,45 \$	56,50 \$	57,65 \$	44,35 \$	37,25 \$	0,020	0,770
2018	55,00 \$	57,20 \$	63,75 \$	66,35 \$	52,80 \$	45,50 \$	0,020	0,800
2019	62,50 \$	66,35 \$	73,15 \$	77,65 \$	63,85 \$	56,40 \$	0,020	0,800
2020	70,00 \$	75,75 \$	82,50 \$	89,30 \$	75,25 \$	67,65 \$	0,020	0,800
2021	75,00 \$	82,80 \$	88,75 \$	98,00 \$	83,65 \$	75,90 \$	0,020	0,800
2022	80,00 \$	90,10 \$	95,00 \$	107,00 \$	92,35 \$	84,45 \$	0,020	0,800
2023	80,00 \$	91,90 \$	95,00 \$	109,15 \$	94,20 \$	86,15 \$	0,020	0,800

## Prévisions des prix du gaz naturel et de la demande du marché

Prix du gaz naturel AECO (en dollars constants)



### ► Commentaires au sujet des prévisions

- Les prévisions du prix du gaz naturel AECO reposent sur les écarts historiques par rapport au prix du gaz Henry Hub et de ceux affichés dans les contrats à terme négociés sur le système NGX à Calgary.
- Contrairement aux autres prévisions du secteur, les perspectives à long terme de Deloitte portent sur deux années de croissance de plus, exprimées en dollars constants.

Année	Prix moyen de référence en Alberta	Prix moyen AECO en Alberta	Prix moyen AECO en Alberta	Ventes directes stat. 2 C.-B.	Henry Hub du NYMEX	Henry Hub du NYMEX
	\$ CA/kpi <sup>3</sup> Courant	\$ CA/kpi <sup>3</sup> Réel	\$ CA/kpi <sup>3</sup> Courant	\$ CA/kpi <sup>3</sup> Courant	\$ US/kpi <sup>3</sup> Réel	\$ US/kpi <sup>3</sup> Courant
<b>Historique</b>						
2012	2,25 \$	2,50 \$	2,39 \$	2,29 \$	2,88 \$	2,75 \$
2013	2,98 \$	3,27 \$	3,17 \$	3,11 \$	3,84 \$	3,73 \$
2014	4,22 \$	4,59 \$	4,50 \$	4,16 \$	4,48 \$	4,39 \$
<b>2015</b>						
H, 12 mois	2,52 \$	2,69 \$	2,69 \$	1,81 \$	2,63 \$	2,63 \$
P, 0 mois	-	-	-	-	-	-
Moy.	2,52 \$	2,69 \$	2,69 \$	1,81 \$	2,63 \$	2,63 \$
<b>Prévisions</b>						
2016	2,25 \$	2,45 \$	2,45 \$	1,70 \$	2,40 \$	2,40 \$
2017	2,65 \$	2,80 \$	2,85 \$	2,35 \$	2,75 \$	2,80 \$
2018	2,90 \$	3,00 \$	3,10 \$	2,60 \$	3,00 \$	3,10 \$
2019	3,25 \$	3,25 \$	3,45 \$	2,90 \$	3,20 \$	3,40 \$
2020	3,50 \$	3,45 \$	3,75 \$	3,20 \$	3,35 \$	3,65 \$
2021	3,90 \$	3,75 \$	4,15 \$	3,60 \$	3,60 \$	3,95 \$
2022	4,15 \$	3,90 \$	4,40 \$	3,85 \$	3,70 \$	4,15 \$
2023	4,40 \$	4,05 \$	4,65 \$	4,10 \$	3,85 \$	4,40 \$

# Prévisions des prix internationaux

## Prévisions des prix du pétrole brut et de la demande du marché

Année	Prix moyen au comptant du WTI	Prix au comptant du Brent (38,3° API; teneur en soufre de 0,37 %)	Indice du brut acide Argus ASCII - CAGM	Prix moyen du panier de l'OPEP	Brut léger du Nigeria (FOB à 33,4 ° API)	Maya du Mexique (FOB à 21,8 ° API)	Oural de Russie (FOB à 31,7 ° API)
	\$ US/b	\$ US/b	\$ US/b	\$ US/b	\$ US/b	\$ US/b	\$ US/b
	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel
<b>Prévisions</b>							
2016	42,00 \$	44,00 \$	41,00 \$	41,00 \$	44,50 \$	36,00 \$	43,25 \$
2017	47,50 \$	50,50 \$	46,50 \$	47,45 \$	51,00 \$	42,35 \$	49,75 \$
2018	55,00 \$	59,30 \$	54,00 \$	56,20 \$	59,80 \$	51,00 \$	58,50 \$
2019	62,50 \$	68,45 \$	61,50 \$	65,25 \$	69,00 \$	59,95 \$	67,65 \$
2020	70,00 \$	77,95 \$	69,00 \$	74,70 \$	78,50 \$	69,30 \$	77,10 \$
2021	75,00 \$	85,00 \$	74,00 \$	81,70 \$	85,55 \$	76,20 \$	84,20 \$
2022	80,00 \$	92,35 \$	79,00 \$	88,95 \$	92,90 \$	83,35 \$	91,50 \$
2023	80,00 \$	94,20 \$	79,00 \$	90,75 \$	94,75 \$	85,00 \$	93,35 \$

### ► Commentaires au sujet des prévisions

- Les points de référence de bruts internationaux du panier de l'OPEP et du brut du Venezuela, du Nigeria, des Émirats arabes unis, du Mexique, de la Chine, de la Russie et de l'Indonésie sont fondés sur le prix du pétrole Brent en dollars américains. Pour les besoins des présentes prévisions, le prix du pétrole Brent est majoré par rapport au prix du pétrole WTI sur les marchés mondiaux.
- Les prévisions actuelles des autres points de référence du brut sont fonction des prix historiques observés par rapport au prix du pétrole WTI.
- Le prix du pétrole brut Brent du Royaume-Uni repose sur celui d'un pétrole d'une densité de 38,3 ° API ayant une teneur de 0,37 % en

soufre. Le mélange Brent est un pétrole léger non corrosif de la mer du Nord qui sert de brut de référence au niveau international.

- Le prix de l'indice du pétrole brut acide Argus (ASCII) de la côte américaine du golfe du Mexique est basé sur un mélange de pétrole des exploitations en mer Mars, Poseidon et Southern Green Canyon.
- Le panier de l'OPEP correspond au regroupement des prix du pétrole brut des pays membres de l'OPEP.
- Le prix du pétrole Oural de Russie à 31,7 ° API est le prix FOB du pétrole livré aux destinations méditerranéennes.

## Prévisions des prix du gaz naturel et de la demande du marché

Année	Taux de change USD à GBP	Taux de change USD à EUR	Henry Hub du NYMEX	Waha du bassin permien	Ignacio de San Juan	CAGM (côtier)	East Texas Louisiane	Opal des Rocheuses	NBP du Royaume-Uni
			\$ US/kpi <sup>3</sup>						
	Taux	Taux	Réel						
<b>Prévisions</b>									
2016	1,55 \$	1,10 \$	2,40 \$	2,20 \$	2,20 \$	2,30 \$	2,35 \$	2,25 \$	5,40 \$
2017	1,55 \$	1,10 \$	2,75 \$	2,55 \$	2,55 \$	2,65 \$	2,70 \$	2,60 \$	5,75 \$
2018	1,55 \$	1,10 \$	3,00 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,90 \$	2,95 \$	2,85 \$	6,00 \$
2019	1,55 \$	1,10 \$	3,20 \$	3,00 \$	3,00 \$	3,10 \$	3,15 \$	3,05 \$	6,20 \$
2020	1,55 \$	1,10 \$	3,35 \$	3,15 \$	3,15 \$	3,25 \$	3,30 \$	3,20 \$	6,35 \$
2021	1,55 \$	1,10 \$	3,60 \$	3,40 \$	3,40 \$	3,50 \$	3,55 \$	3,45 \$	6,60 \$
2022	1,55 \$	1,10 \$	3,70 \$	3,50 \$	3,50 \$	3,60 \$	3,65 \$	3,55 \$	6,70 \$
2023	1,55 \$	1,10 \$	3,85 \$	3,65 \$	3,65 \$	3,75 \$	3,80 \$	3,70 \$	6,85 \$

### ► Commentaires au sujet des prévisions

- Le cours du NYMEX repose sur le prix à la livraison du Henry Hub en Louisiane, intersection de 16 réseaux de gazoducs

desservant et reliant les États approvisionnés à partir des gisements prolifiques de gaz naturel de la région.

# Comparaison des principales zones de ressources pétrolières et gazières

Le secteur a longtemps avancé la théorie voulant qu'à mesure que les prix du pétrole et du gaz chutent, la productivité par puits d'un bassin augmente, car les exploitants ciblent leurs surfaces les plus productives, au lieu de repousser les périmètres de leurs zones de ressources. Quand nous avons commencé à organiser les données de quatre principales zones de ressources pétrolières et gazières du Canada, nous avons constaté que cette théorie n'est pas nécessairement respectée. Au contraire, la productivité par puits est restée relativement constante dans les quatre zones examinées. Nous avons formulé comme hypothèse que cela est attribuable à la technologie, qui a permis aux sociétés de maintenir une forte productivité, grâce au prolongement des activités de mise en valeur au-delà de la principale zone géologique exploitable.

Vous trouverez ci-dessous divers graphiques qui comparent le nombre de puits en exploitation et la productivité par puits par année des zones de ressources pétrolières et gazières canadiennes suivantes ainsi que les stratégies de mise en valeur employées au fil du temps par ces dernières :

- Zone gazière de Montney
- Zone pétrolière de Cardium
- Zone pétrolière de Bakken, sud-est de la Saskatchewan
- Zone pétrolière de Viking



# Nombre de puits en exploitation par année (2005-2015)

Figure 5: Zone gazière de Montney – Puits horizontaux en exploitation par année

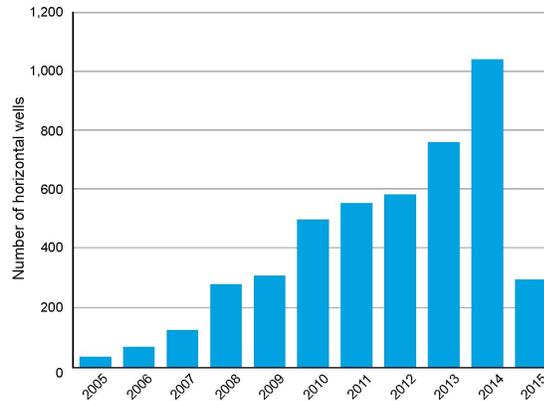


Figure 6: Zone pétrolière de Cardium – Puits horizontaux en exploitation par année

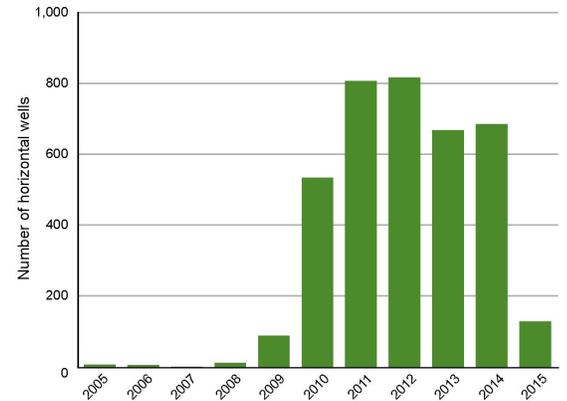


Figure 7: Zone pétrolière de Viking – Puits horizontaux en exploitation par année

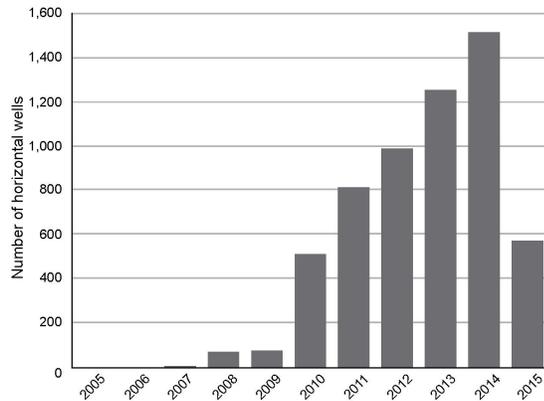
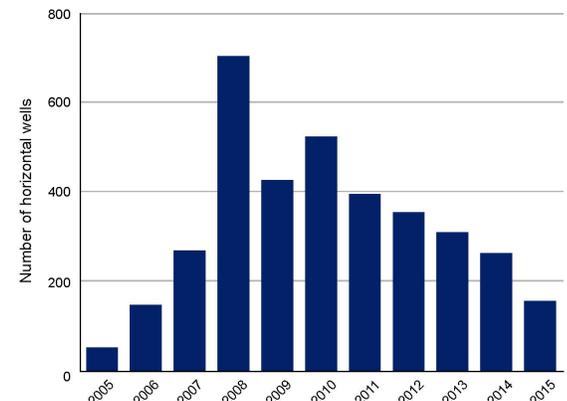


Figure 8: Zone pétrolière de Bakken – Puits horizontaux en exploitation par année



On peut remarquer une baisse considérable du nombre de puits en exploitation des diverses zones en 2015 par rapport aux années précédentes. Cependant, on constate que seule la zone pétrolière de Bakken a vu son nombre de puits en exploitation diminuer ces dernières années, contrairement aux autres zones, pour lesquelles on observe plutôt une hausse. La zone de Bakken ne fait désormais plus partie des principales zones et sera l'hôte d'activités de mise en valeur de moindre qualité, tandis que la mise en valeur des zones de Montney, Cardium et Viking pourra se poursuivre encore longtemps.

# Productivité moyenne par puits par année (2005-2015)

Figure 9: Production gazière moyenne des trois premiers mois des puits horizontaux de la zone de Montney

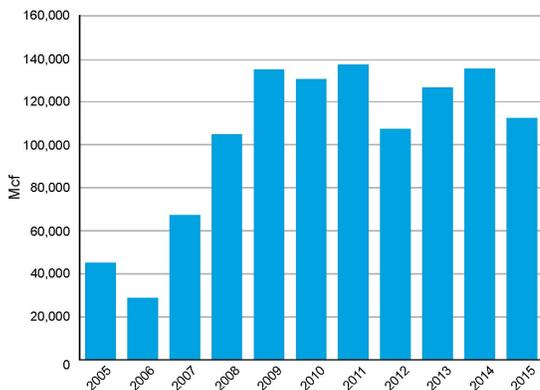


Figure 10: Production pétrolière moyenne des trois premiers mois des puits horizontaux de la zone de Cardium

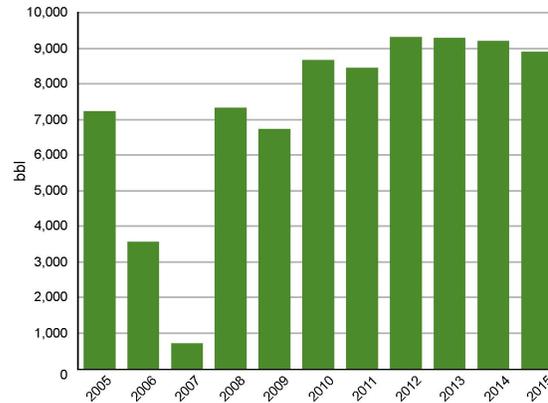


Figure 11: Production pétrolière moyenne des trois premiers mois des puits horizontaux de la zone de Viking

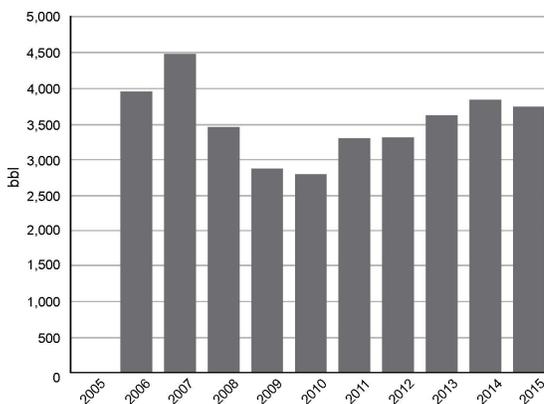
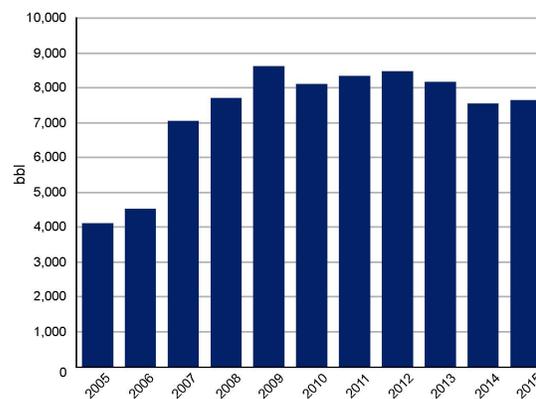


Figure 12: Production pétrolière moyenne des trois premiers mois des puits horizontaux de la zone de Bakken



On note chez toutes les zones examinées une stagnation de la productivité moyenne par puits ces dernières années. Nous avons prévu, compte tenu de la théorie prédominante, qu'au fil de la baisse des prix des produits de base de 2008 à 2012, les données feraient état d'une productivité accrue par puits, les exploitants tirant parti de leurs meilleurs actifs. IHS a fait la même observation sur la productivité stagnante dans son examen des principales zones de ressources aux États-Unis, dont les résultats ont été publiés dans le Daily Oil Bulletin du 14 décembre.



# Productivité par puits par étapes de fracturation

Figure 13: Zone gazière de Montney - débit maximal par étapes de fracturation

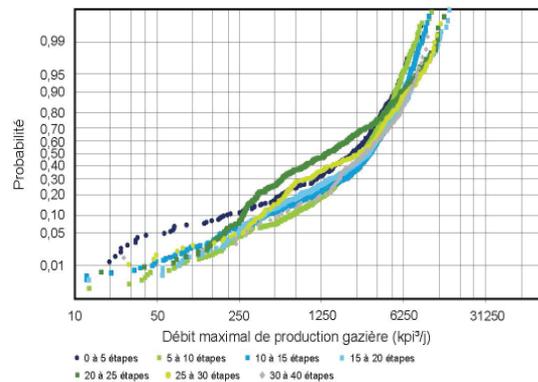


Figure 14: Zone pétrolière de Cardium - débit maximal par étapes de fracturation

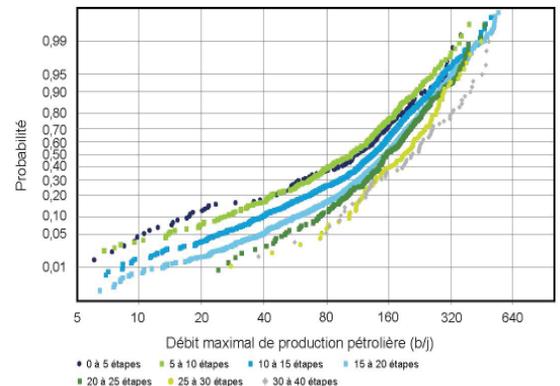


Figure 15: Zone pétrolière de Viking - débit maximal par étapes de fracturation

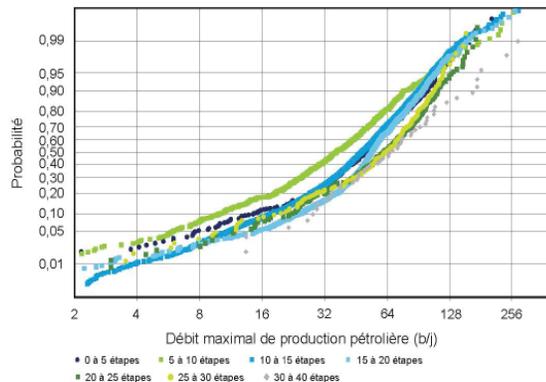
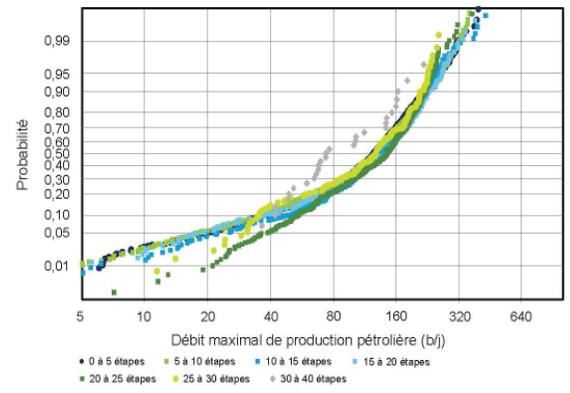


Figure 16: Zone pétrolière de Bakken - débit maximal par étapes de fracturation



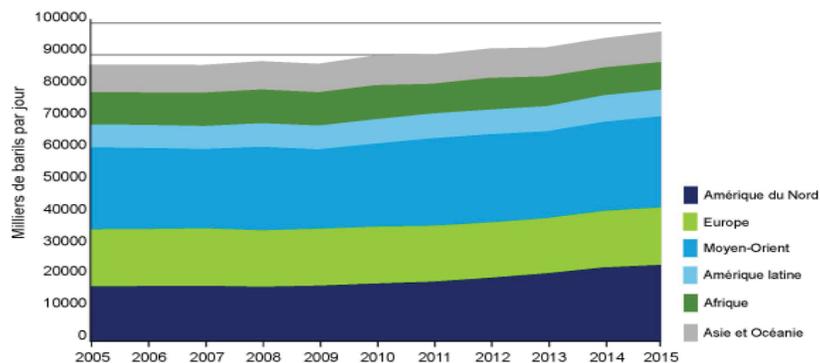
Il est impossible de comparer directement les zones de ressources, car on y emploie différentes techniques de complétion. Les graphiques illustrent néanmoins s'il y a une corrélation entre les stratégies de complétion de base et l'augmentation de la productivité. Nous avons regroupé les puits selon le nombre d'étapes de fracturation, qui correspondent en gros au nombre de fissures créées ou élargies le long des puits de forage horizontaux. Il arrive souvent que les exploitants testent les étapes de fracturation afin de déterminer la technique de complétion optimale. De façon générale, tous s'entendent pour dire que plus la distance horizontale est longue et que les étapes de fracturation sont nombreuses, plus le puits est productif. Il semble y avoir une corrélation entre cette théorie et les données du graphique des zones de Cardium et Viking, mais pas avec celles des zones de Montney et Bakken. Pour ces dernières, le tonnage et le liquide de fracturation importent plus que simplement les étapes de fracturation.

Le secteur fait souvent mention de sa capacité à forer des puits de plus en plus performants; à la lumière de cette comparaison, nous arrivons à une conclusion contraire. Les principales zones de ressources canadiennes sont habituellement plus matures, de sorte que la production peut stagner. Aussi, à large échelle, il est irréaliste de croire qu'on pourra continuer d'accroître la productivité par des moyens technologiques. Pour traverser la période économique difficile qui les attend et rester dans la course, ces zones doivent bien gérer les capitaux et réaliser des gains en efficacité sur le plan de l'exploitation.

# Tendances mondiales

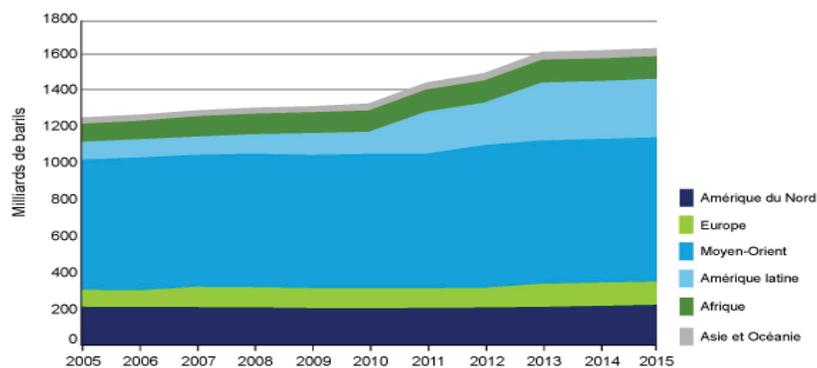
## Pétrole

### Production pétrolière mondiale



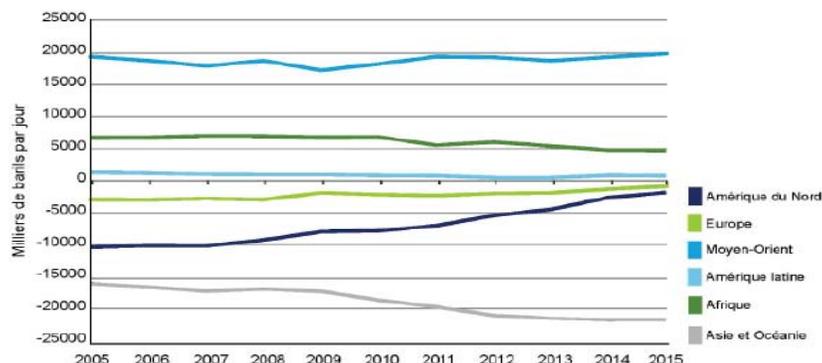
Source: Statistiques internationales sur l'énergie, production de pétrole, EIA, États-Unis

### Réserves pétrolières mondiales



Source: Statistiques internationales sur l'énergie, réserves de pétrole, EIA, États-Unis

### Réserves pétrolières nettes mondiales (production moins la consommation)



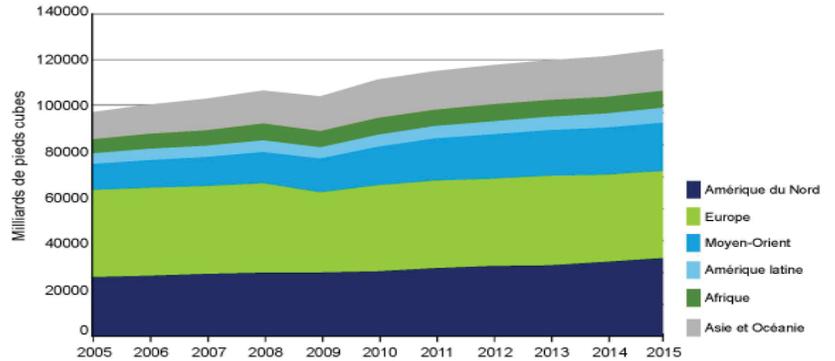
Source: Statistiques internationales sur l'énergie, pétrole, Energy Information Administration, États-Unis

Dans l'ensemble, la production pétrolière mondiale a augmenté de façon constante depuis 2011, le plus fort de la croissance étant observé en Amérique du Nord. Cette progression découle surtout des formations de pétrole de réservoirs étanches, comme la formation de Bakken au Dakota du Nord, la formation Niobrara des États du Midwest américain et de la formation Eagle Ford au Texas. On a constaté une production stable dans les autres régions, sauf en Afrique, où elle a légèrement diminué. La consommation n'a pas augmenté au même rythme que la croissance de la production ces dernières années, ce qui a engendré l'effondrement des prix l'an dernier. Étant donné que la croissance de la consommation est faible dans la plupart des régions, il se peut que la situation d'offre excédentaire dure encore quelques années, si la production ne baisse pas. À l'exception de l'Amérique du Nord, l'équilibre entre la production et la consommation a été assez constant dans toutes les parties du monde ces dernières années. Il se peut que cet équilibre soit rompu en Amérique centrale et en Amérique du Sud dans les années à venir, car les réserves pétrolières de ces régions ont augmenté considérablement depuis 2010.

# Gaz naturel

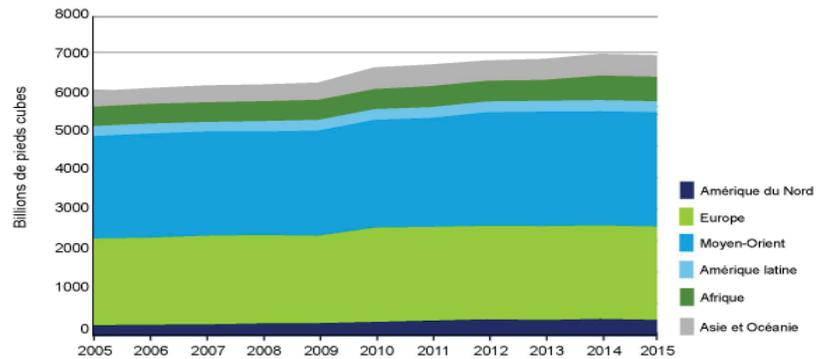
La production gazière mondiale a également augmenté chaque année depuis 2009, la croissance la plus importante ayant été observée au Moyen-Orient et en Amérique du Nord. Cette forte augmentation de la production n'a pas été contrebalancée par la croissance de la consommation, qui a été moins rapide dans les trois dernières années. En ce moment, la production mondiale est supérieure à la consommation. C'est en Europe qu'on a observé le plus grand renversement de tendance au niveau de l'offre et de la demande ces trois dernières années, attribuable principalement à une réduction de la consommation après le sommet enregistré en 2012. Dans la même veine, la production a dépassé la consommation au Moyen-Orient, alors que l'inverse a été constaté en Asie, où la consommation a été supérieure à la production dans les dernières années. Puisque la majeure partie des réserves gazières du monde se trouve en Europe et au Moyen-Orient, ces tendances sont appelées à se poursuivre dans l'avenir.

## Production gazière mondiale



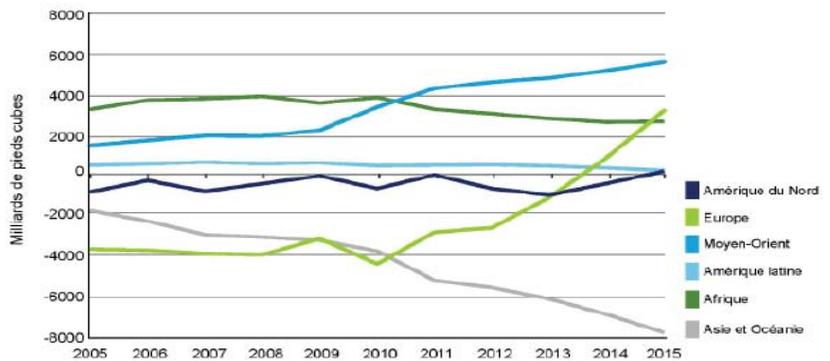
Source: Statistiques internationales sur l'énergie, production de gaz naturel, EIA, États-Unis

## Réserves gazières mondiales



Source: Statistiques internationales sur l'énergie, réserves de gaz naturel, EIA, États-Unis

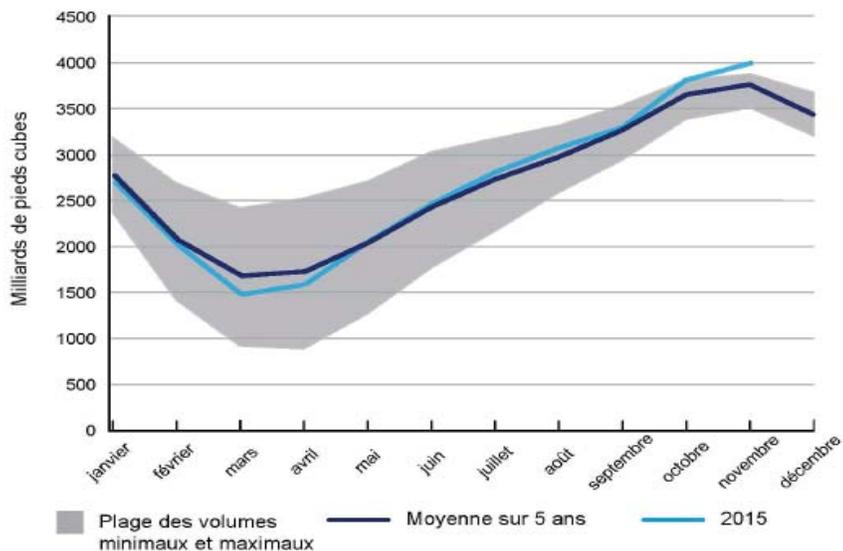
## Réserves gazières nettes mondiales (production moins la consommation)



Source: Statistiques internationales sur l'énergie, gaz naturel, Energy Information Administration, États-Unis

# Stockage

## Gaz naturel américain



Source: rapport hebdomadaire sur le stockage du gaz naturel, Energy Information Administration, États-Unis

En mars 2015, les réserves de gaz naturel des États-Unis ont chuté à un niveau inférieur à la moyenne sur cinq ans, mais ont de nouveau atteint le niveau moyen en mai, avant de le dépasser légèrement par la suite. Alors qu'on annonce un autre phénomène El Niño cette année, il se peut que les niveaux de stockage se hissent au-delà des niveaux historiques dans les prochains mois.

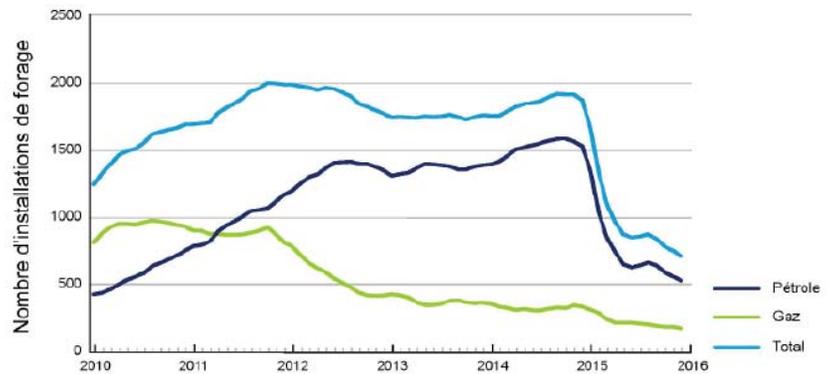
# Nombre d'installations de forage

## États-Unis

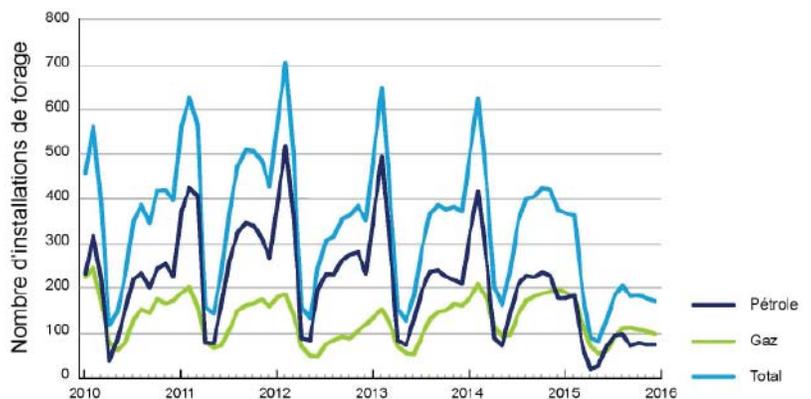
Après s'être stabilisé temporairement au cours de l'été, le nombre de foreuses a de nouveau diminué à mesure que les prix du pétrole chutaient de plus belle. Le nombre de foreuses pour puits pétrolier est à son plus bas depuis 2010. Le nombre de foreuses pour puits gazier est assez stable, les sociétés évoluant dans un contexte de prix faibles depuis plusieurs années.

Au Canada, le nombre de foreuses s'est maintenu pendant plusieurs mois, à tout près de 200. Tout comme l'an dernier, on ne s'attend pas à ce que la hausse du nombre de foreuses qu'on observe habituellement en janvier et en février se produise en 2016, car les sociétés continuent de réduire leurs budgets de capitaux et de revoir leurs stratégies.

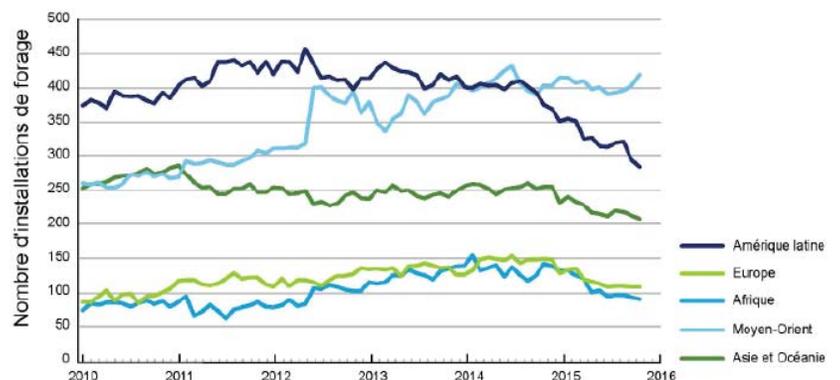
Du côté du Moyen-Orient, le nombre de foreuses a commencé à augmenter dans les derniers mois, l'approvisionnement des pays membres de l'OPEP se maintient à des niveaux historiquement élevés. Les activités de forage continuent de diminuer dans le reste du monde, le plus important recul du nombre de foreuses étant observé en Amérique latine.



## Canada



## International



Source: rapport sur le nombre d'installations de forage dans le monde, Baker Hughes Incorporated

# Philosophie d'établissement des prix

Les prévisions sur les prix tiennent compte de nombreuses variables qui ont une influence sur les cours futurs. L'expérience nous a appris que nous devons continuellement revoir nos outils de prévision afin d'être en mesure de prédire l'évolution des prix du pétrole et du gaz. Mais une constante demeure : l'influence du contexte géopolitique sur les prix du pétrole et du gaz. Cette incidence se reflète plus fidèlement sur le marché à terme des produits de base du secteur financier, l'un des principaux facteurs qui influent sur l'établissement des prévisions sur les prix par Deloitte. Autrement dit, Deloitte envisage à la fois les prix à terme et les prix historiques au moment d'établir ses prévisions.

Cette philosophie bouscule la conception traditionnelle des prévisions sur les prix parmi nos pairs. La vision traditionnelle privilégiée par les économistes est basée sur la tendance à revenir à la moyenne pour établir les prix des produits de base. Selon ce modèle, les prévisions sectorielles de 2000 à 2006 reflétaient une chute des prix à long terme par rapport aux cours du jour – même si le marché à terme indiquait le contraire. Malgré le bien-fondé de cette approche, avec le temps, le marché à terme s'est révélé un indicateur plus précis.

## ► Accent sur le client

Chez Deloitte, nous considérons qu'une partie de notre rôle consiste à aider nos clients et les groupes d'investisseurs du secteur du pétrole et du gaz à prendre de meilleures décisions d'affaires à long terme en leur fournissant l'information la plus précise et la plus réaliste possible.

Nous sommes conscients qu'une bonne analyse de l'évolution des tendances peut influencer sur les décisions relatives aux fusions, aux acquisitions, aux dessaisissements et aux investissements. L'une des façons dont nous nous assurons que nos prévisions sur les prix sont aussi exactes que possible, étant donné l'incidence continue de la volatilité à court terme, consiste à revoir tous les trimestres nos hypothèses aux fins d'établissement des prix.

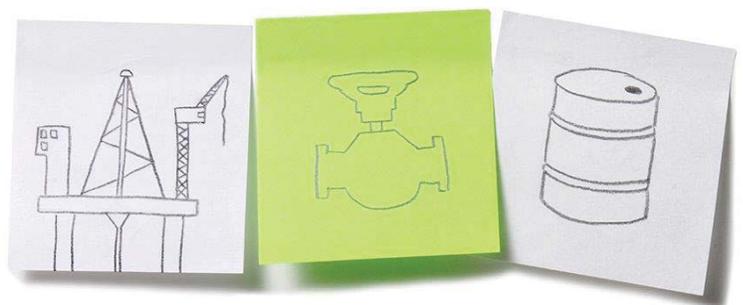
## ► Notre démarche

Au moment d'établir ses prévisions sur les prix, Deloitte prend en compte les tendances pour le mois en cours, les données réelles et les tendances depuis le début de l'année, ainsi que les données réelles de l'année précédente. Les prévisions de base pour le pétrole et le gaz sont fondées sur le marché à terme de l'indice NYMEX en monnaie américaine.

Les prévisions sur les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont basées sur des facteurs annuels variables pondérés à un pourcentage plus élevé pour les données actuelles, puis elles reflètent un pourcentage plus élevé par rapport aux données historiques des années antérieures pour les années subséquentes. Les prix du gaz ont été établis de façon indépendante par rapport aux prix du pétrole, mais ils reflètent tout de même l'actuelle nature concurrentielle de ces deux carburants; ils reflètent également les ratios historiques entre les prix du pétrole et du gaz pour les dernières années des prévisions sur le prix du gaz.

Deloitte établit les prévisions sur les prix et le marché en fonction des renseignements que nous recueillons auprès de bon nombre d'organismes gouvernementaux, de publications sectorielles, de raffineries de pétrole, de négociants de gaz naturel et de tendances sectorielles. Les prévisions d'inflation et les taux de change jouent également un rôle de premier plan dans l'établissement des prévisions.

Ces prévisions sont établies selon les meilleures estimations de Deloitte quant à ce que l'avenir nous réserve et, si elles sont considérées comme raisonnables, l'évolution du marché ou l'ajout d'information pourraient entraîner des modifications par rapport à la date d'entrée en vigueur indiquée.



# Glossaire

Voici une liste des termes, phrases et sigles que nous utilisons souvent quand nous discutons des prix :

ACG	Association canadienne du gaz
AECO	Alberta Energy Company – nom historique d’un centre de négociation virtuel du système NGX
AIE	Agence internationale de l’énergie
ASCI	indice du pétrole brut acide Argus
AWB	mélange canadien de bitume et de condensat (Access Western Blend)
BR	pétrole brut de Bow River
CAGM	côte américaine du golfe du Mexique
CBOT	Chicago Board of Trade
COA	côte ouest américaine
EIA	Energy Information Administration (É.-U.)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
FOB	franco bord (terme d’expédition)
GNL	gaz naturel liquéfié
LLB	mélange de pétrole brut Lloydminster
MESC	pétrole brut acide du Moyen-Orient (Middle East Sour Crude)
MSO	mélange de pétrole brut acide (Mixed Sour Crude Oil)
MSW	pétrole brut léger non corrosif canadien
NIT	carrefour d’échanges gaziers NOVA (NOVA Inventory Transfer)
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONE	Office national de l’énergie du Canada
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PADD	Petroleum Administration for Defense District
QCJ	quantité contractuelle journalière
VNA	versant nord de l’Alaska
WCS	brut de choix de l’Ouest canadien (Western Canadian Select)
WTI	pétrole brut léger West Texas Intermediate
WTS	pétrole brut acide West Texas Sour



Andrew Botterill  
403-648-3239  
abotterill@deloitte.ca

Henry Hy  
403-648-3202  
hehy@deloitte.ca

Lesley Mitchell  
403-648-3215  
lemitchell@deloitte.ca

Jonathan Listoe  
403-648-3254  
jlistoe@deloitte.ca

Deloitte  
Bankers Court  
700, 850 - 2 Street SW  
Calgary AB T2P 0R8  
Canada

Tél.: 403-267-1700  
Télééc.: 587-774-5398

## [www.deloitte.ca/previsions-de-prix](http://www.deloitte.ca/previsions-de-prix)

Aucune représentation ou garantie d'aucune sorte ( implicite ou explicite ) est donnée par Deloitte LLP quant à l'exactitude, complétude, l'actualité ou fi tness pour l'application de ce document . En tant que tel , ce document ne constitue pas le don de des conseils en placement , ni une partie de tout avis sur les décisions d'investissement . Par conséquent , quelle que soit la forme de l'action, que ce soit contractuelle, délictuelle ou autrement, et dans la mesure permise par la loi applicable, Deloitte LLP accepte aucune responsabilité de quelque nature et décline toute responsabilité pour les conséquences de toute personne agissant ou vous abstenir d'agir en se fondant sur ce ce prix prévoir, en tout ou en partie.

Cette prévision de prix ne sont pas à la diffusion aux États-Unis ou pour la distribution aux agences de presse des États-Unis .

Deloitte, l'un des cabinets de services professionnels les plus importants au Canada, offre des services dans les domaines de la certification, de la fiscalité, de la consultation et des conseils financiers. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., société à responsabilité limitée constituée en vertu des lois de l'Ontario, est le cabinet membre canadien de Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte désigne une ou plusieurs entités parmi Deloitte Touche Tohmatsu Limited, société fermée à responsabilité limitée par garanties du Royaume-Uni, ainsi que son réseau de cabinets membres dont chacun constitue une entité juridique distincte et indépendante. Pour obtenir une description détaillée de la structure juridique de Deloitte Touche Tohmatsu Limited et de ses sociétés membres, voir [www.deloitte.com/ca/apropos](http://www.deloitte.com/ca/apropos).

© Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et ses sociétés affiliées.