

NATURAL GAS MARKETS

PRE-HEATING SEASON UPDATE

Winter 2010



CANADIAN GAS ASSOCIATION - ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ

Overview

This update discusses the key drivers for natural gas markets and prices for the coming 2010/2011 North American winter heating season. The update reviews the impacts that other energy commodity prices, heating degree days, storage activity, drilling and production and gas resources and reserves levels may have

on residential gas costs this winter heating season. In addition, we profile the Canadian Natural Gas Initiative, which advocates the merits of natural gas and its role in Canada's sustainable energy future.

Highlights

- The North American natural gas market is well supplied going into the 2010-2011 winter heating season. The robust supply picture is expected to provide continued downward price pressure.
- Canadian wholesale prices in 2010 (January to September) averaged \$4.60/MMBtu, 34% below the 5-year average of \$7/MMBtu.
- As of October 1st, North American storage levels are nearing record levels set in 2009 and 8% above their 5-year average.
- A decline in the price of natural gas has translated to fewer conventional gas wells but a growing number of unconventional wells driven by more favourable economics.
- The combination of sustained natural gas production levels and moderate post-recession demand growth has provided market conditions for lower prices which are a direct benefit for gas consumers.
- Crude oil prices are well above those of natural gas averaging \$13/MMBtu in 2010 while the price of coal has increased from \$1.50/MMBtu in 2009 to \$2.55/MMBtu in 2010.
- As always, a wildcard for prices will be the severity of winter weather but current outlooks are calling for warmer weather for central and northeast markets and cooler temperatures in the west.

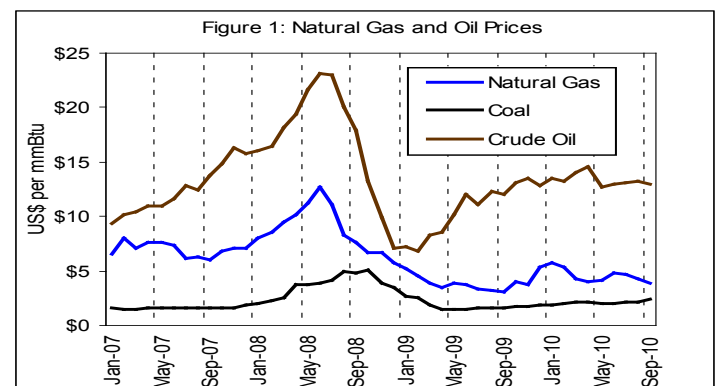
Natural Gas, Crude Oil and Coal Prices (figure 1)

Natural gas continues to show strong price competitiveness relative to competing energy sources across multiple applications.

Crude oil prices have continued their divergence from North American natural gas prices due to a tightening world oil market and a well supplied North American natural gas market. This situation has opened discussions around natural gas use as a fuel in heavy duty transportation in Canada and the United States.

Coal prices have increased 50% since September 2009 and as a result, electricity generators are increasingly switching from using coal to using natural gas as an input fuel for electricity generation. Natural gas futures contracts at Henry Hub (as of October 13, 2010) for delivery in the 2010-2011 heating season are trading in the US \$4-6/MMBtu range, with crude oil at West Texas Intermediate trading at \$80-85/barrel and coal (Central Appalachia) trending

upwards from \$2.50/MMBtu. These future prices, if realized, will reinforce the competitiveness of natural gas as a smart energy choice for customers across North America.



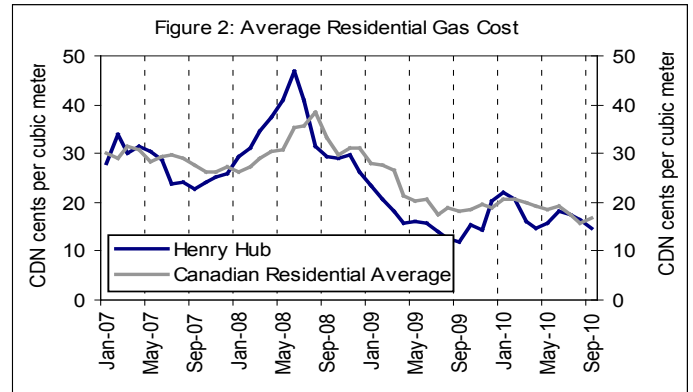
NATURAL GAS MARKETS

PRE-HEATING SEASON UPDATE

Residential Natural Gas Prices (figure 2)

As of October 1st 2010, the average residential natural gas commodity cost in Canada has fallen to \$4.32/MMBtu, the lowest level since June 2000. October prices are 13% lower than last year and 53% lower than October 2008 when prices averaged \$9.33/MMBtu.

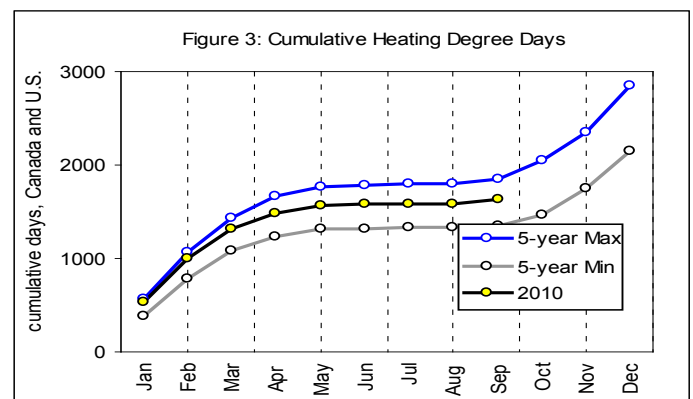
Most Canadian utilities have been adjusting their rates downward to reflect falling spot market prices. Natural gas consumers can expect to benefit from low prices over the first half of the winter heating season.



Heating Degree Days (figure 3)

Winter temperatures are the largest variable in any pre-heating season outlook and are measured by HDDs ¹.

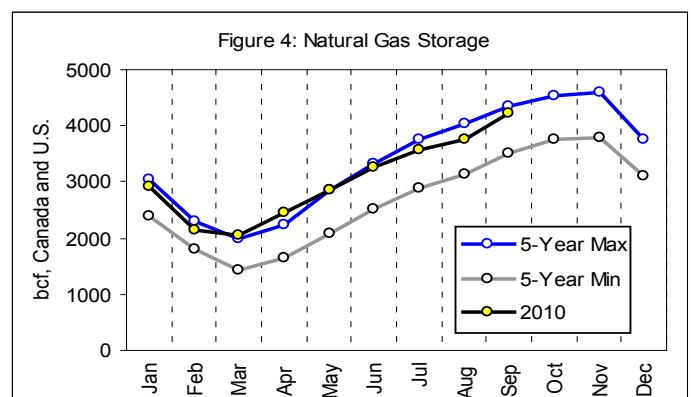
Heating season temperature outlooks from Environment Canada and the U.S. National Oceanic & Atmospheric Administration predict a warmer than normal winter and hence lower HDD's throughout the larger demand centres of the mid-west, northeast and Ontario and cooler in the west. This would create downward price pressure from current levels. However, a sustained cold snap and the resulting large storage draws could quickly translate to a brief jump in prices, particularly in markets where there exist supply pipeline bottlenecks, such as the New York City area.



Storage Levels (figure 4)

Over the lower demand summer months natural gas is stored underground and as LNG in above ground facilities for use during the winter heating season. In recent years, storage developers have been adding capacity to balance growing seasonal spreads driven by greater gas use in power markets.

As of October 1st, North American storage was 4,214 Bcf or 92% full. These October levels are 3% below levels seen in 2009 but 8% above the 5-year average. Injections to storage between April 1st and October 1st 2010 averaged 11.87 Bcf/d compared to the 5-year average of 11.77 Bcf/d. Storage has been quickly filled to near record levels in 2010 due to the record overhang of 1,955 Bcf that was left in storage on April 1st from the 2009/10 winter heating season. The 5-year average April 1st level is 23% lower at 1,641 bcf.



1 A heating degree day is a measure of how often temperatures are below roughly 18 degrees Celsius.



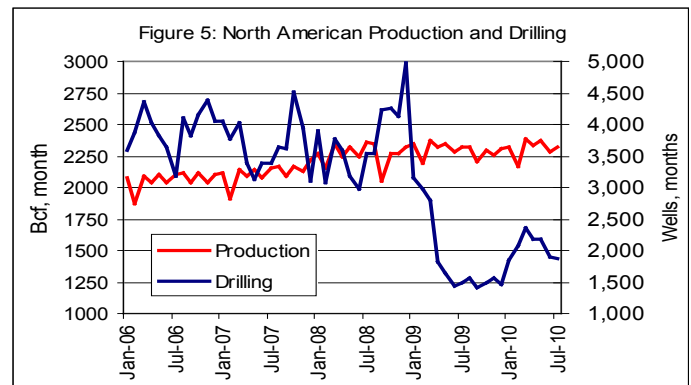
Production and Drilling Activity (figure 5)

North American natural gas drilling follows the commodity price of natural gas. Falling prices in 2009 prompted a pull back by the producing industry from drilling between 3,000 and 5,000 wells/month over the 2006-2008 time period to 1,500 and 2,000 wells/month in 2009 and 2010.

Looking forward, drilling and gas rig activity is expected to ramp up through 2011 as prices and gas demand recover. It is expected that drilling rigs will be focused on unconventional gas targets in the U.S. Gulf Coast, Rockies, midcontinent and north eastern British Columbia.

Despite lower drilling levels, North American gas production has increased 12% from an average of 2,059 Bcf/month in 2006 to 2,302 Bcf/month in 2009 and over the first half of 2010. The reason production is increasing with declining wells is due to the time lag required to connect wells drilled in 2009 and the

higher initial productivity of shale wells which have been the primary drilling target for producers. Horizontal drilling into shale formations has increased over the last year compared to the fall off in vertical conventional gas pool drilling.



Natural Gas Resources and Reserves² (figure 6)

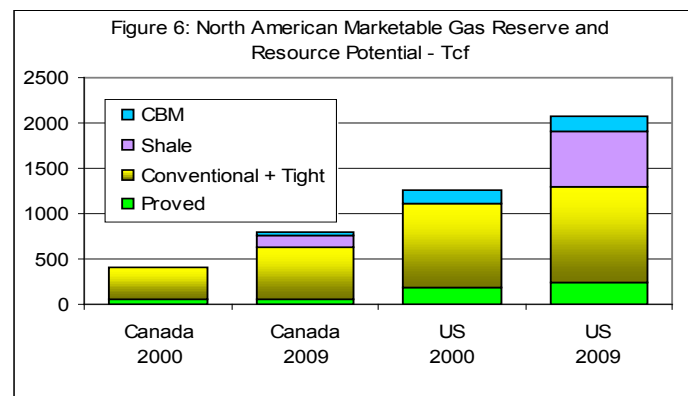
Figure 6 illustrates the transformation in U.S. and Canadian natural gas resources and proved reserves between the years 2000 and 2009.

The total North American resources + reserves in 2009 was 2,870 Tcf, a 58% increase over 1,672 Tcf in 2000.

In Canada, the resources + reserves volume has increased from 404 Tcf in 2000 to 794 Tcf in 2009 – a 51% increase. The U.S. has undergone a similar transformation with the reserve + resource base increasing from 1,268 Tcf in 2000 to 2,076 Tcf in 2009 – a 61% increase.

The primary driver for the increase in gas resources are the previously mentioned shale discoveries for which the North American recoverable potential is estimated at approximately 743 Tcf (616 Tcf in the U.S., 128 Tcf in Canada). Gas supply potential

in North America is further backstopped by vast resources held within other unconventional gas sources, including tight and coal bed methane, combined with significant untapped conventional resources and renewable natural gas potential.



2 **Resources** include discovered resources which cannot be connected to pipelines due to lack of infrastructure (e.g., Mackenzie and Alaska gas) and undiscovered resources which are volumes of conventional and unconventional gas that geologists believe will be found in the future. **Reserves** are quantities of gas immediately available in drilled reservoirs that are connected to pipelines and markets.

NATURAL GAS MARKETS

PRE-HEATING SEASON UPDATE

Canadian Natural Gas – Smart Energy

Canadian Natural Gas is an initiative to raise awareness of the increasingly important role that natural gas will have in achieving Canada's energy, environment and economic objectives. This initiative is supported by the Canadian Association of Petroleum Producers, Canadian Energy Pipeline Association, Canadian Gas Association, Canadian Society of Unconventional Gas and the Canadian Natural Gas Vehicle Alliance.

Canada requires an energy mix that meets the needs of a growing economy and population, while helping to ensure a lower carbon future. Canadian Natural Gas is smart energy: an abundant growing domestic resource; a significant source of government revenue; an affordable energy choice; a safe and reliable fuel;

a clean source of energy; and, a flexible energy partner for buildings and communities, power generation, and transportation. If Canada is to achieve the energy and environmental objectives set by governments across the country, Canadian Natural Gas must be recognized as a core strategic asset. Natural gas is the foundation of a clean energy future.

For more information and resource material, please visit www.canadiannaturalgas.ca

Conclusion

- High production levels across North America, particularly from shale gas plays, has resulted in a relatively steady commodity price at below \$5/MMBtu in 2010.
- A large storage overhang from last winter combined with sustained higher gas production levels has resulted in another banner year for storage with capacity nearly a full month before the official beginning of the winter heating season on November 1st.
- The price of crude oil and its derivative products have diverged from natural gas which has allowed natural gas to remain the lowest cost fuel choice for many heating and industrial applications.
- The price of coal, a competing energy choice to natural gas in power generation markets, has increased steadily in 2010 to over \$2.50/MMBtu allowing natural gas to gain market share in some US power generation markets.
- Lower gas prices have resulted in significantly lower drilling. Should this be combined with a sustained period of economic recovery, there could be some upward price support for natural gas.
- The key wildcard for prices this upcoming heating season is the severity of winter weather. Current outlooks are forecasting warmer weather for central and northeast markets and cooler temperatures in the west.
- All factors considered, the heating cost outlook for consumers is very favourable.



For more information on natural gas prices and their impacts please contact:

Paul Cheliak – Senior Advisor, Policy and Economics
Canadian Gas Association
350 Sparks Street, Ottawa, Ontario, K1R 7S8
E-MAIL: pcheliak@cga.ca PHONE: (613) 748-0057 ext 316
www.cga.ca

MARCHÉ DU GAZ NATUREL

RAPPORT PRÉ-SAISON DE CHAUFFAGE



Hiver 2010

ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ - CANADIAN GAS ASSOCIATION

Vue d'ensemble

Ce rapport traite des facteurs clés qui influenceront les marchés du gaz pendant la saison de chauffage 2010-2011. Il passe en revue les impacts qu'auront les prix des autres produits énergétiques, les degrés-jours de chauffage, les activités de stockage, de forage et de production, ainsi que les niveaux des ressources et des

réserves sur les coûts du gaz résidentiels cet hiver. Elle présente aussi l'Initiative sur le gaz naturel canadien, qui préconise les bienfaits du gaz naturel et son rôle dans l'avenir énergétique durable du Canada.

Faits saillants

- Le marché nord-américain du gaz naturel est bien approvisionné à la veille de la saison froide 2010-2011. L'offre abondante devrait continuer d'exercer une pression à la baisse sur les prix.
- Le prix de gros au Canada en 2010 (de janvier à septembre) a atteint une moyenne de 4,60 \$/MMBtu, soit 34 % de moins que la moyenne quinquennale de 7 \$/MMBtu.
- Au 1^{er} octobre, les niveaux de stock en Amérique du Nord approchent les niveaux record de 2009, à 8 % au-dessus de la moyenne des cinq dernières années.
- La baisse du prix du gaz s'est traduite en une réduction du nombre de puits de gaz classique, mais le nombre de puits

non conventionnels est en hausse, en raison d'un contexte économique favorable.

- Le maintien des niveaux de production de gaz et une croissance modérée de la demande en cette période post-récession ont permis une baisse des prix, dont profitent directement les abonnés du gaz.
- Le prix du pétrole brut est bien supérieur à celui du gaz naturel, soit 13 \$/MMBtu en 2010 (moyenne), alors que celui du charbon a augmenté, passant de 1,50 \$/MMBtu en 2009 à 2,55 \$/MMBtu en 2010.
- Comme toujours, le facteur X demeure les rigueurs de l'hiver, mais on s'attend à un hiver plus chaud que la normale pour les marchés du centre et du nord-est, plus froid dans l'ouest.

Prix du gaz naturel, du pétrole brut et du charbon (figure 1)

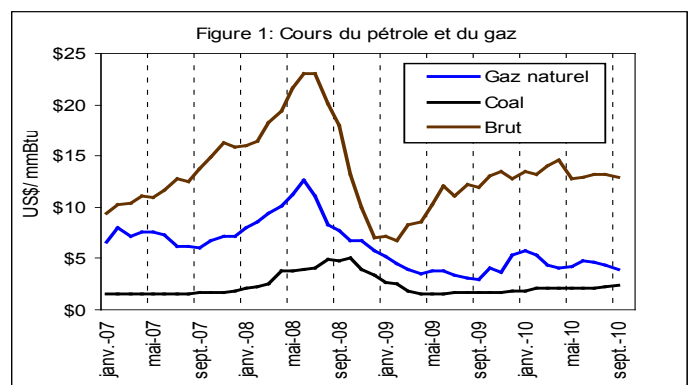
Le gaz naturel continue d'afficher un prix très concurrentiel comparativement aux autres produits énergétiques dans de multiples applications.

L'écart continue de se creuser entre les prix du pétrole brut et du gaz naturel nord-américain, en raison d'un resserrement du marché mondial du brut et d'un bon approvisionnement du marché gazier nord-américain. Cette situation a mis sur la table la possibilité d'utiliser le gaz naturel comme carburant dans le transport lourd au Canada et aux États-Unis.

Les prix du charbon ont augmenté de 50 % depuis septembre 2009, ce qui pousse de plus en plus les centrales électriques à préférer le gaz au charbon.

Les contrats futurs de gaz naturel livrable dans la saison froide 2010-2011 au Henry Hub (en date du 13 octobre 2010) se négocient dans les 4 à 6 \$US le MMBtu, alors que le pétrole brut

s'échange entre 80 et 85 \$ le baril et que le charbon affiche une tendance à la hausse à partir de 2,50 \$ le MMBtu (Central Appalachia). S'ils se concrétisent, ces prix futurs renforceront la compétitivité du gaz naturel comme combustible de base intelligent pour tous les abonnés nord-américains.



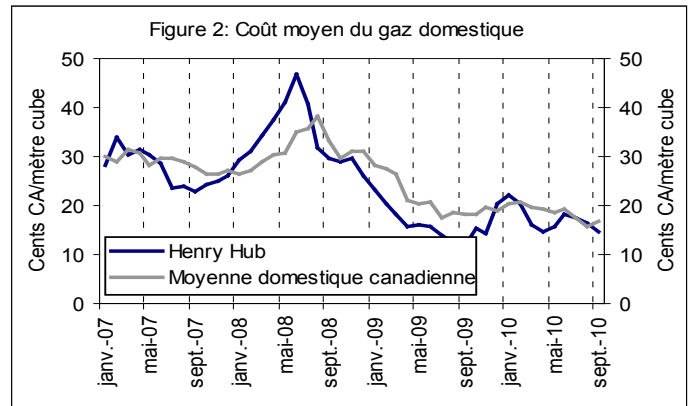
MARCHÉ DU GAZ NATUREL

RAPPORT PRÉ-SAISON DE CHAUFFAGE

Prix du gaz naturel domestique (figure 2)

Au 1^{er} octobre 2010, le coût moyen du gaz domestique au Canada avait chuté à 4,32 \$ le MMBtu, creux jamais atteint depuis juin 2000. Les prix d'octobre sont inférieurs de 13 % à ceux de l'an dernier de 53 % à ceux d'octobre 2008, où ils avaient oscillé autour de 9,33 \$ le MMBtu.

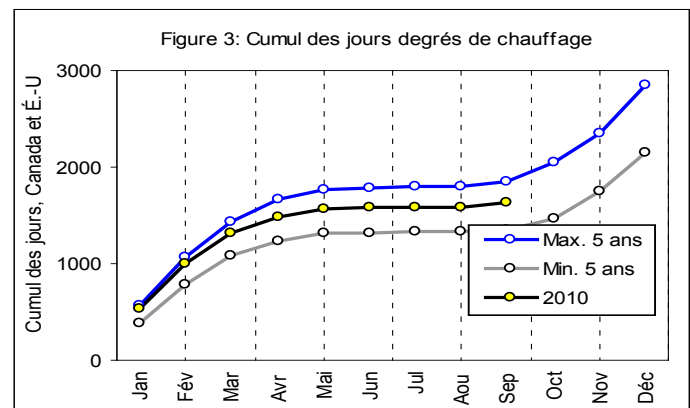
La plupart des distributeurs de gaz canadiens ont réduit leurs tarifs pour refléter les prix du marché spot. Les consommateurs de gaz peuvent s'attendre à profiter de bas prix pendant la première moitié de la saison froide.



degrés-jour de chauffage (figure 3)

Les températures hivernales sont la plus grande variable dans toute prévision. On utilise comme mesure les DJC.¹

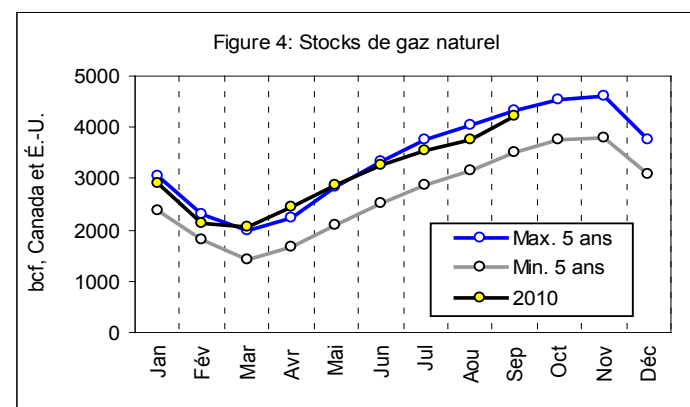
Environnement Canada et la U.S. National Oceanic & Atmospheric Administration prévoient un hiver plus chaud que la normale, ce qui signifie moins de DJC pour les grands centres de demande du Mid-West, du nord-est et de l'Ontario mais on prévoit un hiver plus froid dans l'ouest. Cela devrait faire baisser les prix. Toutefois, une vague de froid d'une certaine durée et les ponctions qui en résulteraient sur les stocks pourraient rapidement se traduire en un bond des prix, surtout sur les marchés où il existe des goulots d'étranglement, comme New York.



Niveaux de stock (figure 4)

L'été on stocke le gaz naturel qui servira pendant la saison froide. Ces dernières années, les centres de stockage ont accru la capacité pour compenser les écarts saisonniers croissants qu'entraîne une plus grande utilisation du gaz pour la production d'électricité.

Au 1^{er} octobre, le stockage nord-américain était de 4214 Bcf, soit plein à 92 %. Ce niveau d'octobre est de 3 % inférieur à celui de 2008, mais de 8 % supérieur à la moyenne des cinq dernières années. Entre le 1^{er} avril et le 1^{er} 2010, on a ajouté aux stocks 11,87 Bcf/j, contre une moyenne de 11,77 Bcf/j dans les cinq dernières années. En 2010, on a rapidement rempli les stocks à des niveaux approchant des records, en raison de l'excédent de 1955 Bcf de l'hiver 2009-2010 encore en stock au 1^{er} avril. La moyenne des cinq dernières années au 1^{er} avril s'établit à 1641 Bcf, soit 23 % de moins.



1 Un degré-jour de chauffage est une mesure de la fréquence à laquelle les températures sont inférieures à environ 18 degrés Celsius.



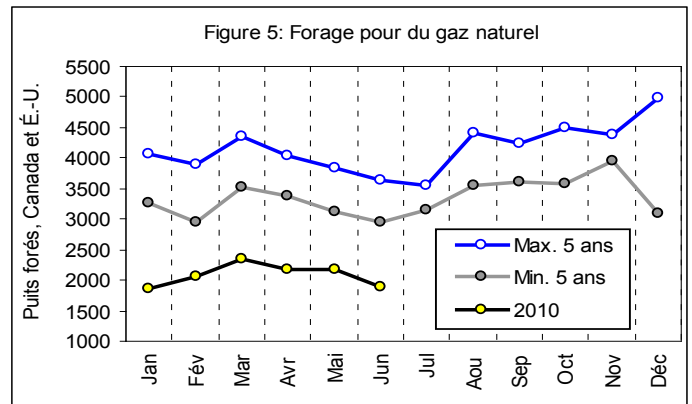
Activités de production de forage (figure 5)

En Amérique du Nord, le forage suit le prix du gaz naturel. La baisse des prix de 2009 a conduit à un repli de la production: de 3000 à 5000 puits forés par mois entre 2006 et 2008, nous sommes passés entre 1500 et 2000 puits par mois en 2009-2010.

Les forages et la construction de plateformes devraient grimper à nouveau en 2011, à mesure que les prix et la demande se rétabliront. On s'attend à ce que les forages se concentrent sur la côte du golfe du Mexique, des Rocheuses, du centre du continent et du nord-est de la Colombie-Britannique.

Malgré des niveaux de forage inférieurs, la production gazière nord-américaine a augmenté de 12 % par rapport à une moyenne de 2059 Bcf/mois pour s'établir à 2302 Bcf/mois pour 2009 et la première moitié de 2010. Si la production s'accroît malgré la baisse des forages, c'est en raison du décalage entre le raccord des puits en 2009 et la productivité initiale plus élevée des puits de

schiste (la cible de forage principale des producteurs). Le forage horizontal dans des formations de schiste a augmenté au cours de la dernière année par rapport au déclin du forage vertical dans des gisements classiques.



Ressources et réserves de gaz naturel² (figure 6)

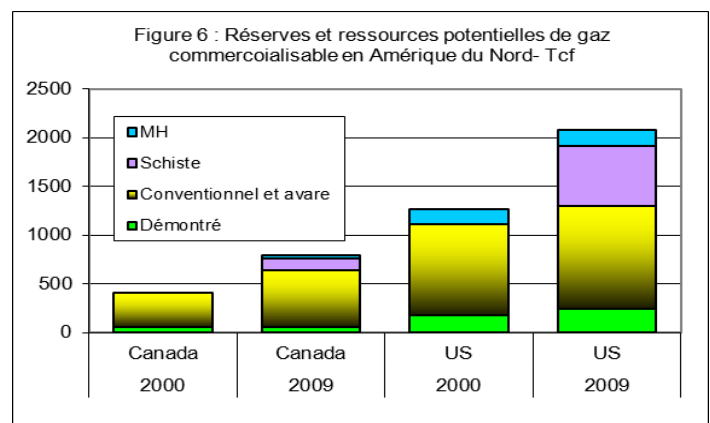
La figure 6 illustre la transformation des ressources et réserves gazières entre 2000 et 2009.

En 2009, le total des ressources et réserves nord-américaines était de 2870 Tcf, une hausse de 58 % par rapport aux 1 672 Tcf de 2000.

Au Canada, le volume a augmenté de 404 Tcf en 2000 à 794 Tcf en 2009, soit 51 % de plus. Les États-Unis ont connu une transformation similaire, leur volume étant passé de 1 268 Tcf en 2000 à 2 076 Tcf en 2009, soit 61 % de plus.

L'augmentation des ressources de gaz s'explique principalement par les découvertes de gaz de schiste susmentionnées et dont le potentiel exploitable en Amérique du Nord est évalué à environ 743 Tcf (616 Tcf aux É.-U., 128 Tcf au Canada). En outre, l'offre potentielle de gaz en Amérique du Nord est appuyée par de vastes

ressources de gaz non conventionnelles, notamment le gaz avare et le méthane de houille, auxquelles s'ajoute un fort potentiel non exploité de ressources classiques et renouvelables.



² Les ressources comprennent les ressources découvertes, mais non raccordables au gazoduc en raison d'un manque d'infrastructures (ex. : le gaz du Mackenzie et de l'Alaska) et les ressources non découvertes, soit les volumes de gaz classique et non conventionnel dont les géologues soupçonnent la présence et qui devraient être découverts ultérieurement. Les réserves sont des quantités de gaz immédiatement disponibles dans des gisements déjà exploités et reliés aux marchés par des gazoducs.

NATURAL GAS MARKETS

RAPPORT PRÉ-SAISON DE CHAUFFAGE

Le gaz naturel canadien : l'énergie intelligente

Gaz naturel au Canada est une initiative de sensibilisation à l'importance croissante du gaz naturel dans la réalisation des objectifs énergétiques, environnementaux et économiques du Canada. Elle est soutenue par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Association canadienne des pipelines d'énergie, l'Association canadienne du gaz, la Canadian Society of Unconventional Gas et l'Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel.

Le Canada a besoin d'un assortiment énergétique qui répond aux besoins d'une économie et d'une population croissantes, tout en contribuant à assurer un avenir moins carboné. Le gaz naturel canadien est une énergie intelligente : c'est une ressource interne abondante, une manne pour l'État, un choix énergétique

abordable, un carburant sûr et fiable, une énergie propre et un partenaire flexible pour les édifices, les collectivités, le transport et la production d'électricité.

Si le Canada veut atteindre les objectifs énergétiques et environnementaux fixés par les gouvernements à travers le pays, le gaz naturel canadien doit être reconnu comme un actif stratégique. Le gaz naturel est le fondement d'un avenir énergétique propre.

Pour plus d'informations et de la documentation, visitez le www.gaznaturelcanadien.ca

Conclusion

- En 2010, le prix du gaz naturel est relativement stable en dessous de 5 \$ le MMBtu, en raison de hauts niveaux de production en Amérique du Nord.
- L'excédent important de l'hiver dernier, conjugué à une hausse soutenue des niveaux de production, a entraîné une autre année record pour le stockage, qui a atteint sa capacité maximale près d'un mois avant le début officiel de la saison froide le 1^{er} novembre.
- Le prix du brut et de ses dérivés s'éloigne du prix du gaz, ce qui a permis au gaz de demeurer le carburant économique de choix pour le chauffage et les usages industriels.
- Le prix du charbon, un combustible concurrent du gaz en matière de production électrique, a grimpé de façon constante en 2010 jusqu'à plus de 2,50 \$ le MMBtu, ce qui a permis au gaz de gagner des parts dans certains marchés électriques américains.
- Le prix plus bas du gaz a entraîné beaucoup moins de forage. Si cette situation se conjugait à une reprise économique soutenue, on pourrait voir le prix du gaz remonter.
- La rigueur de l'hiver sera le facteur X pour le prix du gaz pendant la saison froide qui s'annonce. Les perspectives actuelles prévoient un hiver plus chaud que la normale pour les marchés du centre et du nord-est, plus froid dans l'ouest.
- Tout bien considéré, les perspectives du coût du chauffage avantagent les consommateurs.



Pour en savoir plus sur le prix du gaz et ses effets :

Paul Cheliak – Conseiller Principal, Politiques et économie
Association canadienne du gaz
350 rue Sparks, Ottawa (Ontario) K1R 7S8
COURRIEL : pcheliak@cga.ca TÉL. : (613) 748-0057 poste 316
www.cga.ca