

L'essor du shale gas aux Etats-Unis. Quelques aspects économiques et géopolitiques

Courant 2008, Cedigaz, association selon la loi de 1901 regroupant environ une centaine d'acteurs internationaux de l'industrie gazière, s'était intéressée à la production de gaz aux Etats-Unis, en croissance continue depuis 2005 alors qu'il était admis que les ressources domestiques s'épuisaient et motivaient des investissements importants dans les terminaux de regazéification. Bien sûr, pensait-on, l'augmentation des prix du gaz sur le marché américain jusqu'à la mi-2008 permettait de gros efforts de production. La crise économique, dès la fin 2008 et durant toute l'année 2009, ramenait brutalement les prix à des niveaux modestes. Cependant, la production continuait de croître, retrouvant pour la première fois les niveaux de 1973. Il s'agissait là en fait d'une révolution dans l'accès massif à des ressources non conventionnelles, principalement celles des gaz de schiste, à des coûts réduits grâce à l'emploi de nouvelles technologies et à de gros efforts en matière de productivité. Quelles sont les caractéristiques de cette révolution, quelle est son impact sur les marchés internationaux et quel est son futur à long terme à l'échelle mondiale ? Tels sont les thèmes abordés dans cet article.

Par Daniel CHAMPLON* et Didier FAVREAU**

Le succès des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, à partir de 2005, a suscité un intérêt nouveau pour cette source d'énergie dans de nombreux pays, qui ont entrepris d'en étudier les ressources potentielles et d'attirer des compagnies

en vue d'explorer ces ressources. Par ailleurs, les compagnies, moyennes et grandes, déjà actives aux Etats-Unis, voient également de belles opportunités dans d'autres zones géographiques, notamment celles qui peuvent présenter à la fois

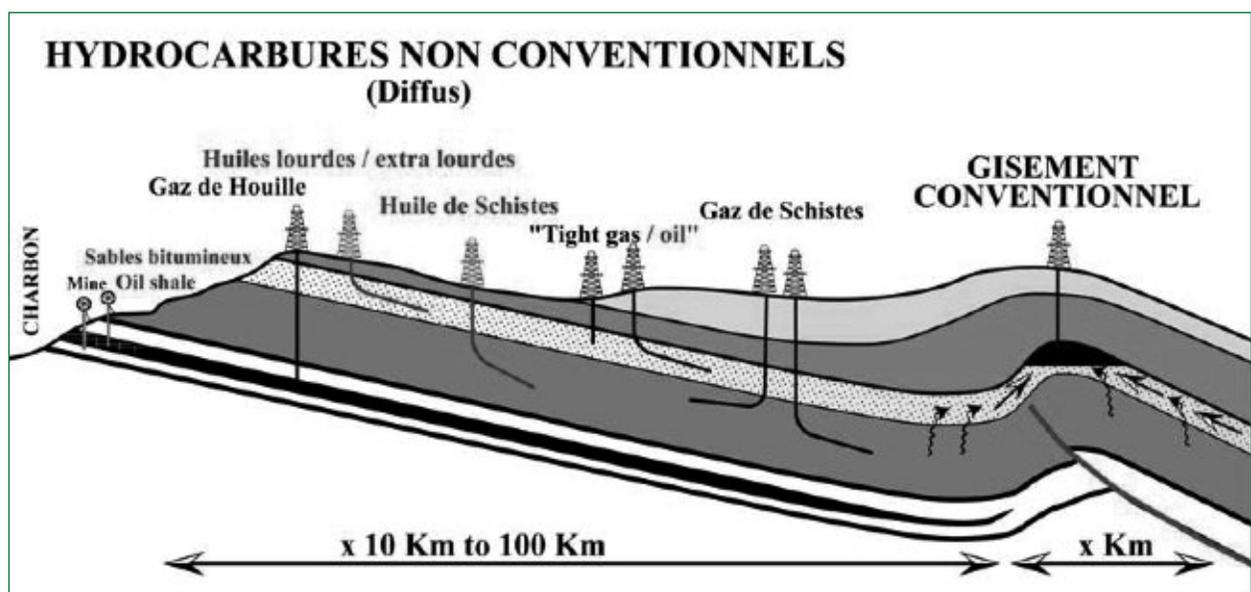


Figure 1 : Les différentes sources d'hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels (Source: IFPEN).

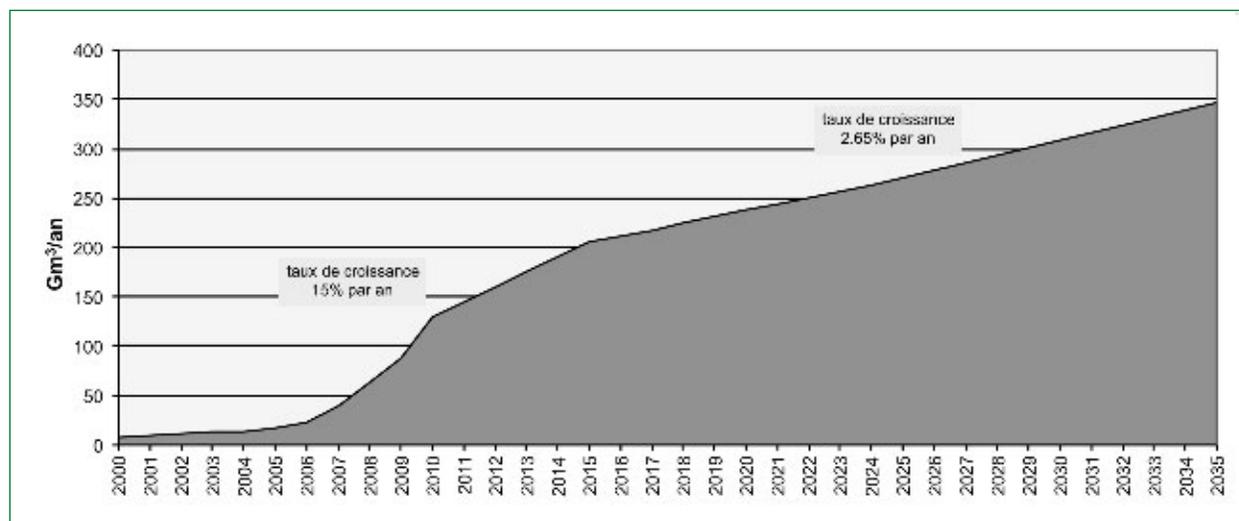


Figure 2 : Historique et prévision de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis. Source: Cedigaz (adapté de EIA, AEO 2011, scénario de référence)

un potentiel intéressant et un marché rémunérateur ou très volumineux (par exemple, l'Europe, la Chine ou l'Inde).

Cet intérêt mondial concerne tous les gaz non conventionnels : gaz de schiste (« shale gas » en anglais), gaz de charbon (« coal bed methane ») et gaz piégés dans des réservoirs à faible perméabilité (*tight gas*) (voir la figure 1). Cet article est plus particulièrement consacré aux gaz de schiste, dont le développement prodigieux aux Etats-Unis (avec un taux de croissance d'environ 15 % par an actuellement, une part de la production américaine supérieure à 20 % et des réserves abondantes) est effectivement de nature à susciter et à maintenir sur le long terme, à l'échelle mondiale, intérêt et initiatives industrielles.

Un développement spectaculaire aux Etats-Unis

La production de gaz de schiste a représenté en 2010 environ 19 % de la demande totale de gaz aux Etats-Unis, avec environ 130 Gm³ produits, pour une consommation brute estimée à 683 Gm³. Dix ans auparavant, la production de gaz de schiste était inférieure à 10 Gm³. Elle a progressé jusqu'à atteindre plus de 20 Gm³ en 2006, puis a alors explosé, portée notamment par les prix élevés du gaz sur le marché américain et par des développements technologiques permettant l'accélération de la production sur le grand gisement de Barnett, au Texas (voir la figure 2). Pour 2011 et 2012, Cedigaz prévoit un taux de croissance annuelle de la production de 10 à 15 %. Et, sur le long terme (horizon 2030-2035), l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA, *Energy Information Administration*) prévoit que les gaz de schiste couvriront environ 47 % des besoins en gaz des Etats-Unis en 2035, permettant un quasi-effacement des importations nettes de gaz naturel.

Comment expliquer cette forte croissance ?

Ce sont tout d'abord des facteurs structurels qui expliquent ce développement spectaculaire. Les Etats-Unis disposent en effet de vastes réserves de gaz de schiste (voir la figure 3) et, plus généralement, de gaz non conventionnels incluant les gaz de réservoir compact (*tight gas*) et les gaz de charbon. Ils disposent également d'un grand espace géographique qui permet de forer plusieurs centaines de milliers de puits. Il y a aussi, bien sûr, depuis les années 1980, la prise de conscience de la diminution inexorable des réserves conventionnelles. Mais d'autres facteurs ont joué un rôle déterminant.

Tout a commencé par des incitations fiscales, à partir de 1980, visant à promouvoir la production de gaz non conventionnel. Ces dispositions fiscales ont suscité l'intérêt d'opérateurs dans certains Etats, comme le Michigan, l'Illinois et, surtout, le Texas, avec le gisement de Barnett. Les incitations fiscales disparurent en 1992, mais les opérateurs indépendants continuèrent à développer leur production, car l'expérience, les connaissances acquises sur les mécanismes de production et les progrès technologiques permettaient de maintenir une exploitation rentable malgré des prix peu élevés.

Durant la décennie 1990, ces prix peu élevés du gaz naturel, allant de 1,5 dollar à 2,2 dollars par MBtu (million de Btu), favorisaient la demande et, du fait de l'épuisement des ressources de gaz conventionnel et de l'échec de nouvelles découvertes, il devenait évident qu'un large déséquilibre sur le moyen et long terme se créait entre l'offre et la demande. A partir de l'année 2000, la certitude d'un large déséquilibre entraîna le prix du gaz à la hausse et suscita un intérêt accru pour les gaz non conventionnels, en particulier pour les gaz de réservoir compact (*tight gas*) et pour les gaz de charbon. La production restait

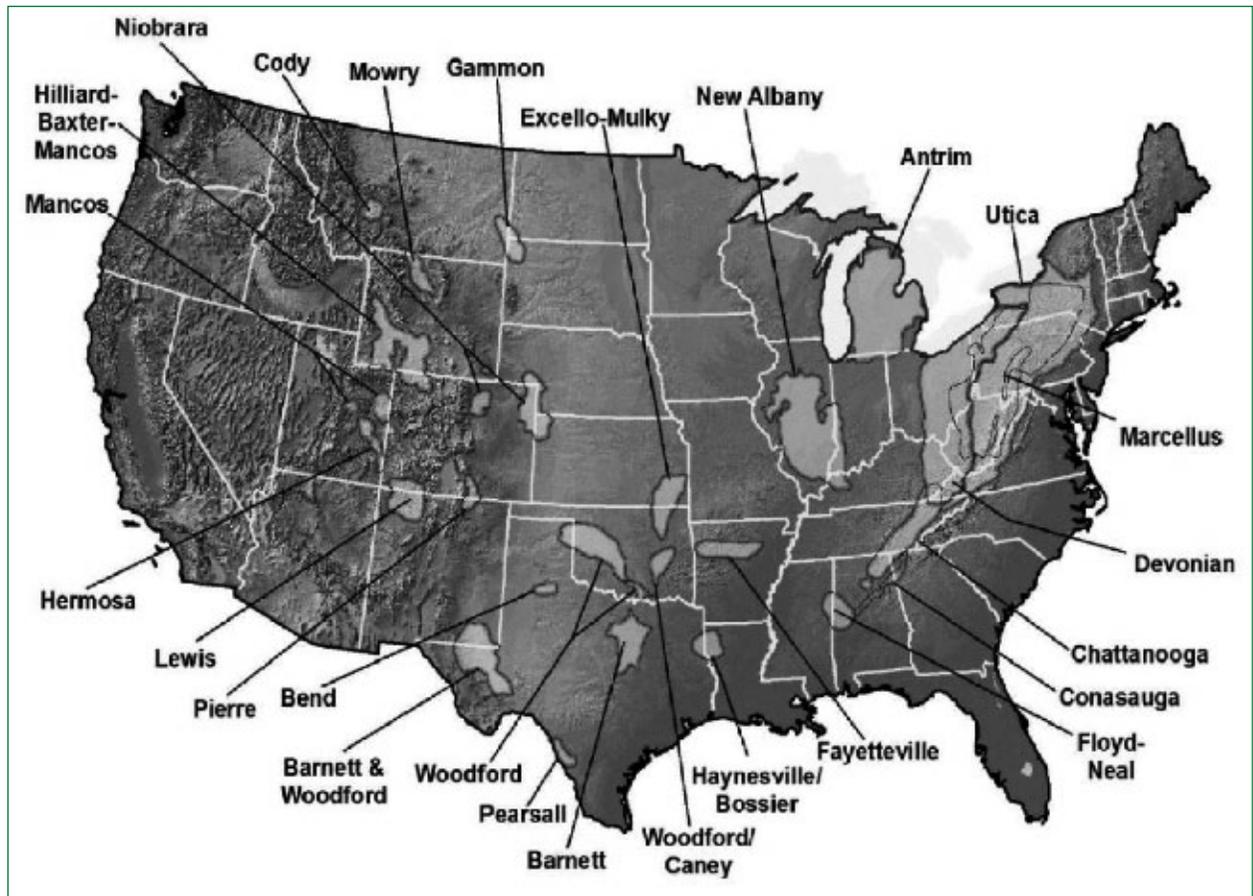


Figure 3 : Les principaux gisements de gaz de schiste aux Etats-Unis. Source: EIA

néanmoins limitée par le coût élevé des forages et par une technologie insuffisamment efficace.

En 2005, l'application aux ressources de gaz de schiste de techniques de fracturation hydraulique combinées à des forages horizontaux (voir la figure 4) permit d'initier, puis d'accélérer fortement le développement de la production sur le gisement de Barnett (Nord-Texas).

Par ailleurs, à partir de 2004, le prix du gaz sur le marché américain a connu une envolée de 6 dollars à 13 dollars par MBtu jusqu'à la mi-2008. Ce fut véritablement le signal de départ d'un développement massif des ressources de gaz de schiste au Texas (Barnett), dans l'Arkansas (gisement de Fayetteville) et dans l'Oklahoma (gisement de Woodford). En 2008, la production combinée de ces gisements dépassait déjà 60 Gm³.

Il faut ajouter à cela qu'une production aussi importante a également été rendue possible par l'existence, aux Etats-Unis, d'une large infrastructure de transport et de distribution de gaz, d'un accès facile aux marchés dans les zones concernées et d'une industrie des services pétroliers très efficace et compétitive.

A partir de 2008, la croissance globale de la production des gisements de Barnett, Fayetteville et Woodford commençait à ralentir, mais l'important gisement d'Haynesville (Est-Texas et Louisiane) prenait le relais,

ainsi que le gisement prometteur de Marcellus (Pennsylvanie/Ouest-Virginie/New-York), poussant la production totale à environ 130 Gm³ en 2010, avec un cumul de plus de 40 000 puits forés, cela, malgré le retour, courant 2009, à des prix jugés bas.

Une croissance, en dépit de prix peu élevés

La montée des prix, de 2004 à 2008, a favorisé le développement des gaz de schiste, comme nous l'avons indiqué précédemment. Mais à partir de juin 2008, les prix ont décroché jusqu'à atteindre environ 3 dollars par MBtu en septembre 2009, cela en raison d'une réduction de la demande liée à la crise économique, et du fait de l'abondance de l'offre de gaz due à la production de gaz de schiste. Depuis 2010, les prix évoluent dans une fourchette se situant entre 4 et 5 dollars par MBtu et restent largement inférieurs aux prix des autres marchés mondiaux. Cependant, la production de gaz de schiste a continué de s'accroître sensiblement.

Cette croissance malgré des prix peu élevés s'explique par la réduction continue des coûts unitaires de production, du fait de l'accélération des progrès techniques, à partir de 2004, et de l'expérience acquise. L'élément clé a été la combinaison de fracturations hydrauliques et de

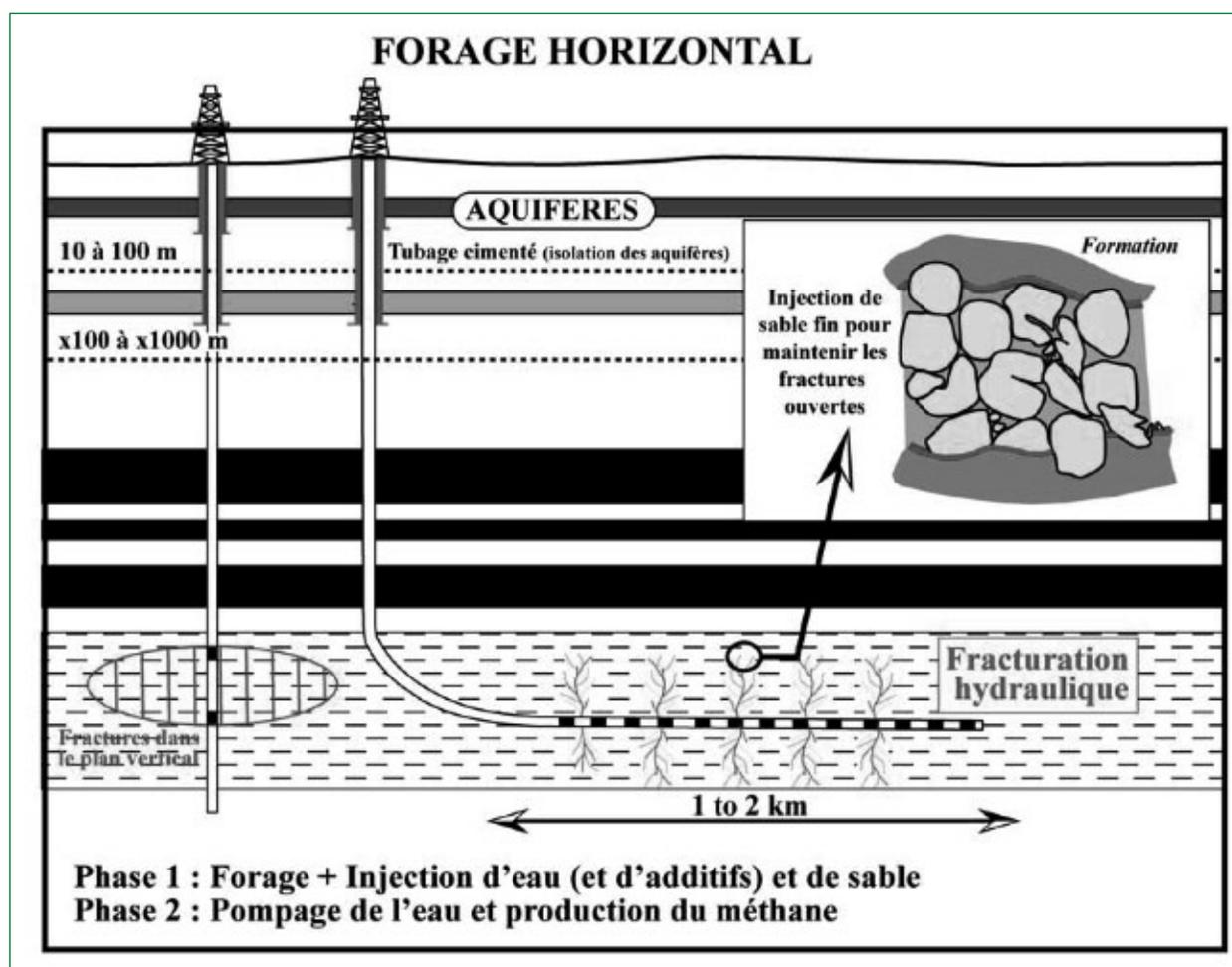


Figure 4 : Schéma d'exploitation des gaz de schistes par forages horizontaux et fracturation hydraulique. Source : IFPEN

forages horizontaux pouvant atteindre 3 000 mètres de longueur dans leur parcours latéral. La stimulation hydraulique a été continuellement améliorée, avec notamment l'utilisation de sable à la place de gel dans l'eau de fracturation, permettant une meilleure récupération du gaz, et la mise au point de fracturations multiples, allant de huit à douze étapes de fracturation, voire parfois plus. L'amélioration sensible de la connaissance des caractéristiques des réservoirs de schiste (par l'utilisation systématique de la sismique 3D, notamment) a permis de mieux identifier les zones plus propices à l'extraction du gaz (les *sweet spots*) et de réduire les risques de forages improductifs.

La productivité de chaque forage a pu être largement accrue (en termes de débit initial de gaz), mais c'est également le cas pour la quantité de gaz extraite pendant la durée de vie du puits.

Bien entendu, les appareils de forage, qui étaient conçus uniquement pour les forages verticaux jusqu'en 2003, ont été progressivement remplacés par des appareils de plus en plus puissants adaptés aux forages horizontaux (ceux-ci représentaient environ 70 % des appareils de forage en service aux Etats-Unis en 2010). Un forage nécessite

aujourd'hui entre 30 à 45 jours pour être achevé, alors qu'il en fallait de 60 à 75 dans les années 1980.

Les systèmes de forage ont également évolué vers des plateformes de forage et de production (PaDs) conçues pour forer des puits multiples à partir d'un emplacement unique. Ces systèmes permettent de réduire l'impact environnemental en donnant accès à plusieurs cibles ou à de larges zones productives, notamment dans les régions habitées. Ces plateformes peuvent se mouvoir sur rails dans une seule ou même dans deux directions, ce qui permet simultanément les opérations de forage et les opérations de production. Les déplacements des appareils de forage d'un puits à l'autre sont ainsi considérablement limités.

A la fin de 2008, il était admis que les réserves de gaz de schiste pourraient être exploitées de manière rentable si les prix du gaz étaient supérieurs à 5,5 dollars par MBtu. En septembre 2009, les prix du gaz sont redescendus à 3 dollars par MBtu et la production de gaz de schiste a continué de s'accroître à un rythme annuel d'environ 15 %. Pour 2009, la moyenne des prix en tête de puits s'établissait à 3,67 dollars /MBtu et, pour 2010, elle s'est établie à 4,16 dollars /MBtu (voir la figure 5).

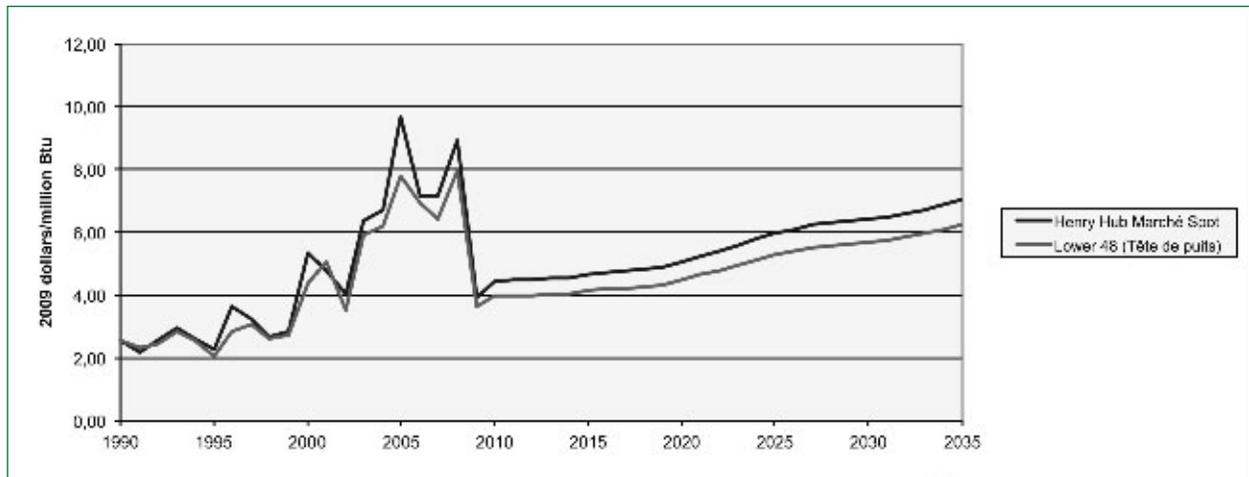


Figure 5 : Evolution historique et prévision des prix du gaz aux Etats-Unis. Source : EIA (AEO 2011)

En prenant l'exemple d'une compagnie relativement importante sur le marché nord-américain, Encana Corporation (production nette de 19,2 Gm³ en 2010), il est possible d'illustrer les *netbacks* ou les *cashflows* obtenus par la production et la vente de gaz naturel pendant la période considérée. Ces *cashflows* sont utilisés pour les dépenses d'exploration et de développement, les acquisitions, le remboursement des intérêts et la constitution du revenu net avant impôts. La production inclut environ 29 % de gaz de schiste en 2010. Le *netback* est défini ici comme la différence entre le prix obtenu après *hedging* (1), et les coûts opératoires, transport et taxes de production. Le *netback* a été très confortable, en 2008 et en 2009, avec un fort impact positif du *hedging* en 2009 (voir la figure 6). Le prix réalisé et la contribution du *hedging* ont permis un *netback* de 3,9 dollars/MBtu en 2010.

Si nous examinons le cas de Chesapeake Energy Corporation (le second producteur de gaz aux Etats-Unis, avec une production nette de 26 Gm³ en 2010), qui est très

présent sur les grands gisements de gaz de schiste, le *hedging* lui a permis de réaliser un prix moyen de 5,45 dollars /MBtu, alors que le prix moyen réalisé en tête de puits était de 4,10 dollars/MBtu. Ainsi, en 2010, Chesapeake dégageait un *cash-flow* opératoire de 5,1 milliards de dollars et investissait 8,5 milliards de dollars principalement pour ses dépenses d'exploration et de développement et dans des acquisitions, notamment dans des zones plus riches en liquides (huile et condensats de gaz naturel (NGLs)).

Face à la baisse des prix du gaz, les principaux opérateurs affichent de bonnes performances grâce à une grande vigilance et à des efforts réalisés aux différents niveaux de la chaîne de production : identification des prospects attractifs, prises de positions à meilleur prix sur ces prospects, réduction des coûts par l'utilisation des technologies avancées appropriées, développement de l'efficacité dans les opérations incluant les services sous-traités et la fourniture des commodités, optimisation de la production

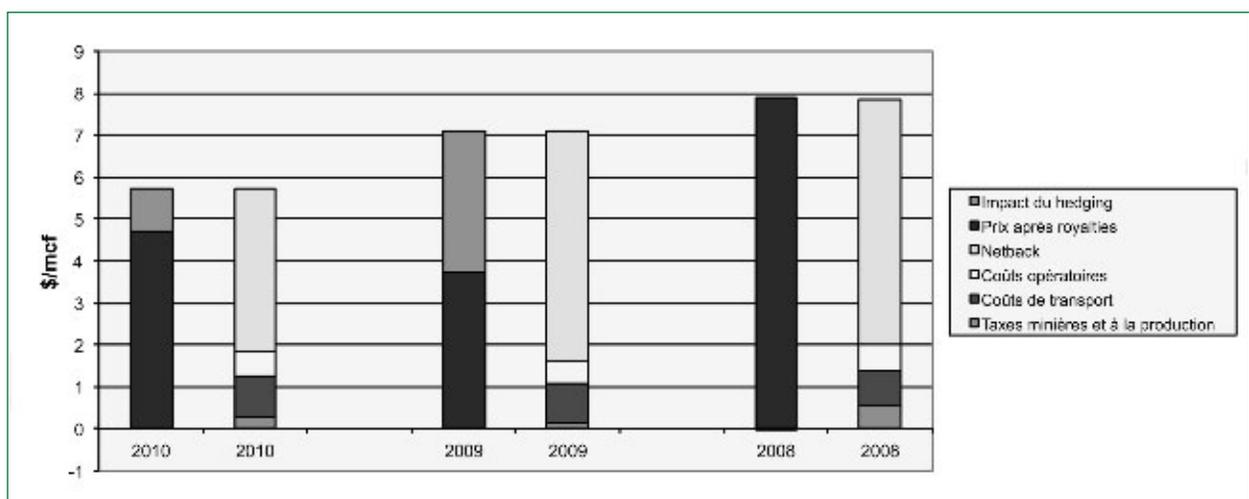


Figure 6 : Exemple d'évolution des *netbacks* sur le prix du gaz aux Etats-Unis. Source: Cedigaz, adapté de Encana Corporation

par acquisition/abandon et/ou cession de licences de production, réduction des dépenses administratives, mise en œuvre des techniques de gestion du risque-prix (*hedging*), admission de partenaires internationaux minoritaires dans les associations (*joint ventures*), mais assurant les dépenses de forages, etc.

Un impact considérable sur les importations et les marchés internationaux du gaz

En 2005, le monde pétrolier, conscient de la réduction de la production gazière aux Etats-Unis, prévoyait un accroissement sensible et de long terme des importations de gaz naturel, particulièrement sous la forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Les projets de liquéfaction se développaient dans les grands pays producteurs et les terminaux de regazéification s'étendaient sur les côtes américaines. En 2005, il était prévu des importations d'environ 50 Gm³ à l'horizon 2010, et de 100 Gm³ en 2020. A fin 2009, la capacité totale de regazéification atteignait 120 Gm³/an aux Etats-Unis. Mais les importations de GNL s'effondraient à 12,8 Gm³ (voir la figure 7).

La révolution des gaz de schiste a vraiment bouleversé la donne et, en 2010, l'importation de GNL a été de 11,3 Gm³ (estimation Cedigaz), au lieu des 50 Gm³ attendus cinq ans plus tôt. Cette révolution a directement impacté les marchés internationaux. Des cargaisons de GNL destinées aux Etats-Unis ont été redirigées à partir de 2009 vers les grands marchés importateurs en Asie et en Europe (notamment, au Royaume-Uni). L'abondance du GNL a pesé sur les prix internationaux, et contribué au développement des marchés spots en Europe. La conjugaison de l'abondance de GNL et de la crise économique de 2009 (réduction de la demande, en particulier en Europe) a pesé sur les exportations par gazoduc des grands pays exportateurs (comme la Russie et l'Algérie), et donc sur leurs revenus. Les grands acheteurs de gaz ont également fait pression pour modifier l'indexation des prix long terme afin de

prendre en compte une part plus importante des prix spots, plus avantageux pour le moment.

Sur le marché nord-américain, l'abondance de gaz limitait les exportations nettes du Canada vers les Etats-Unis. Le maintien de prix peu élevés a réduit l'intérêt des producteurs canadiens, qui ont réorienté les activités de forage, des gisements de gaz vers les gisements de pétrole. En effet, en 2010 et 2011, les forages de gaz naturel ne représentent qu'environ 40 % du total, alors qu'ils en représentaient environ 80 % auparavant.

Quels impacts à long terme ?

Avant d'aborder ce que pourraient être les productions de gaz de schiste dans d'autres régions du monde, il convient de remarquer que la situation nord-américaine aura des conséquences durables sur les échanges internationaux. En effet, les dernières projections de l'EIA mettent en évidence une croissance continue de la production de gaz de schiste, qui est susceptible d'atteindre, dans un scénario de référence, de 230 à 240 Gm³/an en 2020 et 345 Gm³/an à l'horizon 2035, soit 47 % de la production domestique. Avec ces estimations, l'importation nette de GNL diminuerait, passant de 11,6 Gm³ en 2009 à 9,6 Gm³ en 2025, puis à 4 Gm³/an à l'horizon 2035. Sur cette longue période, les Etats-Unis, qui sont faiblement importateurs de GNL, resteraient pratiquement déconnectés des autres marchés internationaux du gaz. Cependant, il y a lieu de considérer ces projections avec prudence. Les estimations de production de gaz de schiste sont basées sur plusieurs hypothèses, comme la ressource techniquement récupérable aux Etats-Unis (estimée récemment à 23 400 Gm³) et le volume de gaz ultimement récupérable par puits. Du fait des larges incertitudes pesant sur ces paramètres, l'Agence a développé plusieurs scénarios, qui encadrent la production totale de gaz de schiste à l'horizon 2035 d'une manière si large que l'on ne sait pas trop quoi en penser. Selon les calculs de l'Agence, le scénario moyen ressortirait en

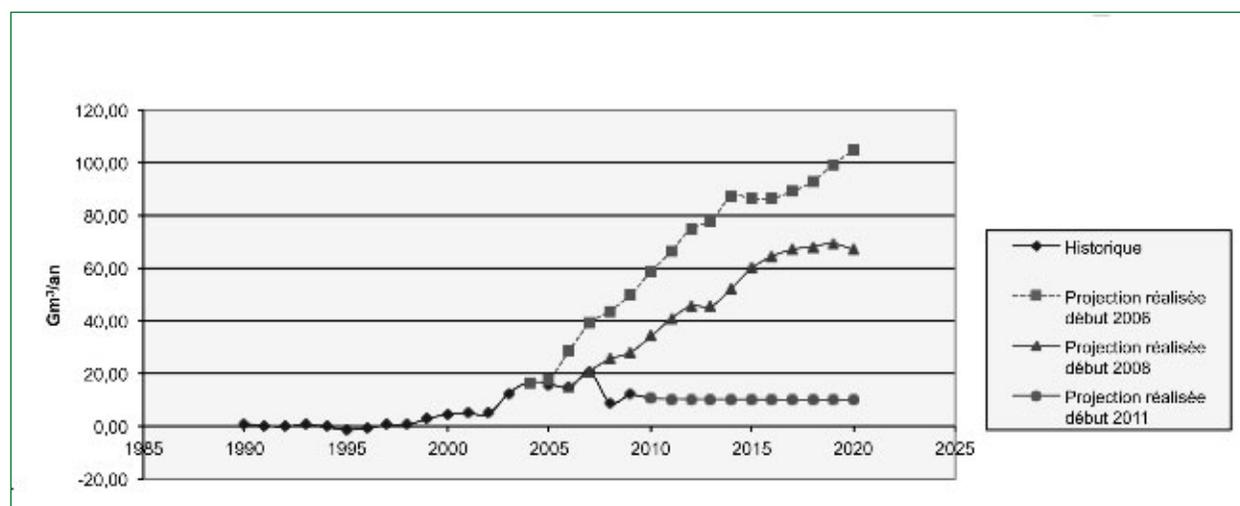


Figure 7 : Evolution historique et prévisions d'importations de GNL aux Etats-Unis. Source : Cedigaz, adapté de EIA

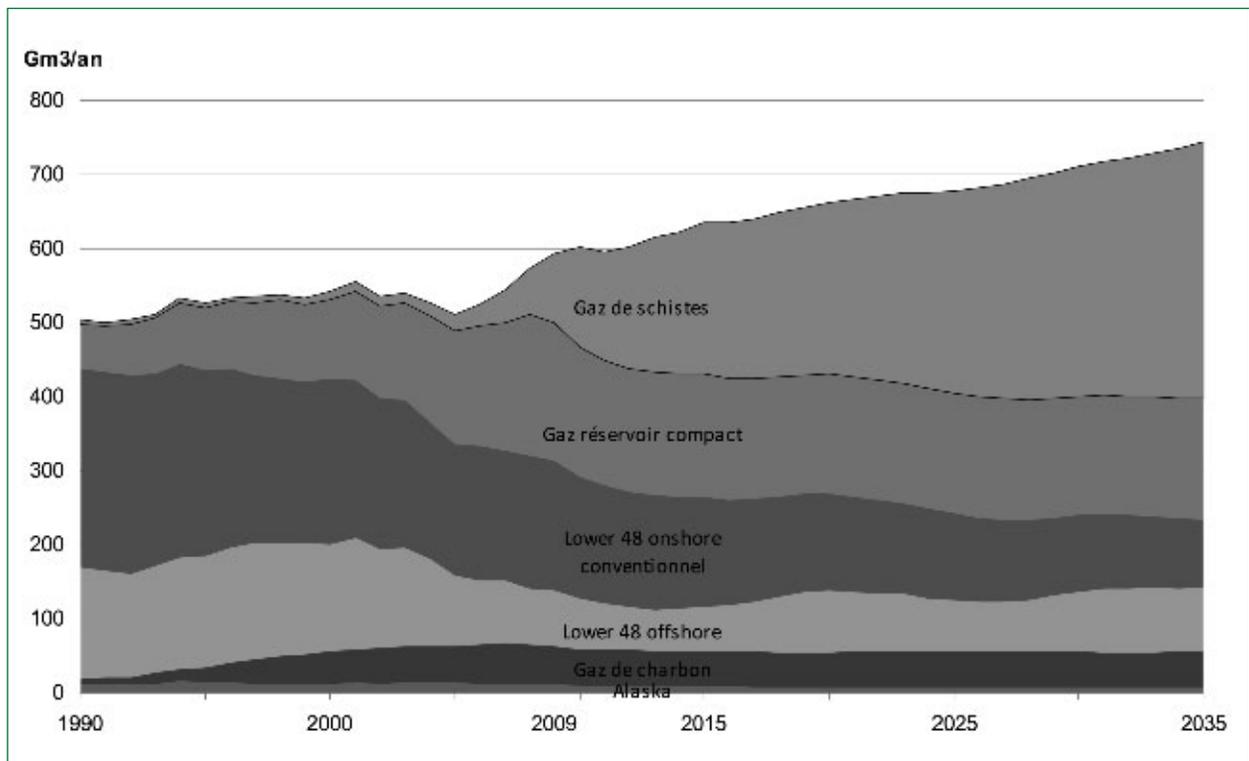


Figure 8 : Prévisions de production de gaz aux Etats-Unis (hors Alaska) selon l'EIA (AEO 2011). Source : Cedigaz, adapté de EIA

2035 à un prix de 7,1 dollars/MBtu (dollars 2009). Selon Cedigaz, les cas extrêmes apparaissent peu probables et une estimation de 220 à 230 Gm³/an en 2020 (soit un quasi-doublement de la production en dix ans) pourrait être considérée raisonnable du fait des incertitudes pesant sur la ressource, de la persistance actuelle de prix relativement bas et des barrières environnementales susceptibles d'être dressées et de freiner le rythme de développement (voir la figure 8).

Quels obstacles au développement des gaz de schiste ?

Dès 2010, les prix peu élevés du gaz ont commencé à tempérer sérieusement l'ardeur des compagnies. Certains grands opérateurs ont envisagé de réduire le rythme de leurs forages en 2011 et/ou leurs actifs dans les gaz de schiste dits « secs » (ne contenant que très peu de fraction liquide) : Chesapeake, EOG Resources, etc.

Afin de réduire les risques et poursuivre malgré tout leur développement dans des zones jugées plus rémunératrices, certains opérateurs ont cédé des parts importantes, mais minoritaires, aux grandes compagnies internationales : Statoil, Total, BP, PetroChina, etc. Outre le prix d'acquisition de leurs intérêts, ces compagnies entrantes se sont d'ailleurs engagées sur une période de deux ou trois ans, dans la limite d'un investissement fixé, à supporter les coûts des forages de développement. A noter que de son côté, ExxonMobil, face au déclin de ses réserves de gaz, a

pris entièrement en 2010 le contrôle d'un très gros opérateur de gaz non conventionnel, XTO Energy, devenant ainsi le premier producteur de gaz aux Etats-Unis.

Les opérateurs ont porté leur attention (et orienté leurs investissements) sur les gisements les plus riches en condensats (NGL) et en huile non conventionnelle ; il s'agit principalement des prospects dans Anadarko Basin, Permian Basin, Eagle Ford, Niobrara, Williston Basin. Chesapeake a ainsi décidé de porter la production de liquides de 10 % à 20-25 % en 2012.

Actuellement, les problèmes soulevés par le public au sujet des risques environnementaux de l'exploitation des gaz de schiste et de leur impact sur les communautés locales constituent le principal obstacle au développement des ressources. En particulier, l'hostilité a grandi dans les zones fortement peuplées, tels les Etats du Nord-Est couvrant le gisement de Marcellus. Ces problèmes sont notamment liés à la gestion de l'eau, avec les risques de contamination de l'eau potable par les fluides de fracturation hydraulique, ainsi que les risques de pollution des eaux de surface et de contamination des sols. Les autres problèmes incluent l'empreinte au sol, les nuisances liées aux opérations de forage et de fracturation, ainsi que la menace d'émissions de gaz à effet de serre peut-être plus importantes que dans le cas des gaz conventionnels, du fait du caractère intensif de la production des gaz non conventionnels.

Ces obstacles environnementaux pourraient conduire à une réglementation qui réduirait l'accès à de nouveaux

forages, limiterait la fracturation hydraulique et la construction des infrastructures de transport de gaz. Courant 2010, de nouvelles règles de protection de l'environnement ont été édictées dans certains Etats. L'Etat de New-York a ainsi interdit les forages au voisinage de la nappe phréatique alimentant la ville en eau potable. L'Agence de Protection de l'Environnement pourrait susciter de nouvelles réglementations fédérales en matière de fracturation hydraulique.

Les conséquences immédiates seront un renchérissement des forages, la nécessité de développer des fluides de fracturation plus « verts » et des technologies de traitement des eaux permettant de réutiliser les flux récupérés pour les opérations de fracturation.

La révolution des gaz de schiste va-t-elle gagner le monde ?

La révolution qui s'est opérée aux Etats-Unis depuis plusieurs années ouvre en effet de larges perspectives : les experts estiment qu'à l'échelle mondiale, les ressources de gaz non conventionnels pourraient être du même ordre de grandeur que les ressources conventionnelles restantes, cela sans prendre en compte les ressources colossales d'hydrates de méthane que l'on ne sait pas exploiter actuellement.

La production de gaz non conventionnels se développe en effet dans plusieurs pays ; elle concerne aujourd'hui principalement les gaz de réservoir compact, ou *tight gas* (importante production au Canada, développements en cours en Chine, en Amérique Latine, en Algérie, au Moyen-Orient, en Russie et dans certains autres pays) et le gaz de charbon (Canada, Australie, Chine, Inde, Russie, Indonésie, principalement).

La production de gaz de schiste est encore moins développée à l'échelle mondiale et, à part les Etats-Unis, seul le Canada en a engagé l'exploitation (pour un volume que

Cedigaz estime à environ 8 Gm³ en 2010). Tous les autres pays sont dans une phase d'exploration et d'évaluation de la ressource, notamment la Chine, l'Inde et plusieurs pays européens. Il faut dire que les grands pays producteurs de gaz conventionnel, qui sont certainement dotés en gisements de gaz de schiste, n'ont pas la même incitation que les Etats-Unis à explorer et à produire ce type de ressource, car ils disposent encore de réserves importantes de gaz conventionnel qu'il est possible de développer pour un coût moindre.

Les pays les plus incités à rechercher les ressources de gaz non conventionnel sont bien sûr les grands pays consommateurs (d'Europe, notamment) ou qui sont en passe de le devenir (Chine, Inde) et dépendent fortement d'importations. Au Canada, les principaux gisements de gaz de schiste sont ceux de Horn River, au nord-est de la Colombie Britannique (estimé récemment à 2 200 Gm³ de gaz récupérable), de Montney en Colombie Britannique et en Alberta, le « Colorado Group » dans le bassin sédimentaire de l'ouest canadien, Utica au Québec et celui des « Maritimes », sur la côte atlantique du Nord-Est. Selon Cedigaz, les ressources récupérables seraient comprises, de manière assez large, entre 3 600 et 10 000 Gm³.

Selon certains experts, la Chine posséderait les plus grosses ressources potentielles récupérables, avec environ 36 000 Gm³, caractérisées cependant par une géologie complexe. Ce chiffre doit être considéré avec prudence et l'exploration ne fait que commencer. La Chine ne produit pas encore de gaz de schiste, mais des compagnies internationales (dont BP) sont associées aux opérateurs chinois pour la phase d'exploration et d'évaluation. L'objectif du gouvernement serait de mettre à jour de vingt à trente blocs totalisant environ 1 000 Gm³ de réserves prouvées. Une production de 15 à 30 Gm³/an ferait partie des objectifs à compter de 2015-2020. A noter également la nécessité, pour la Chine, de développer un important système de transport et de distribution.

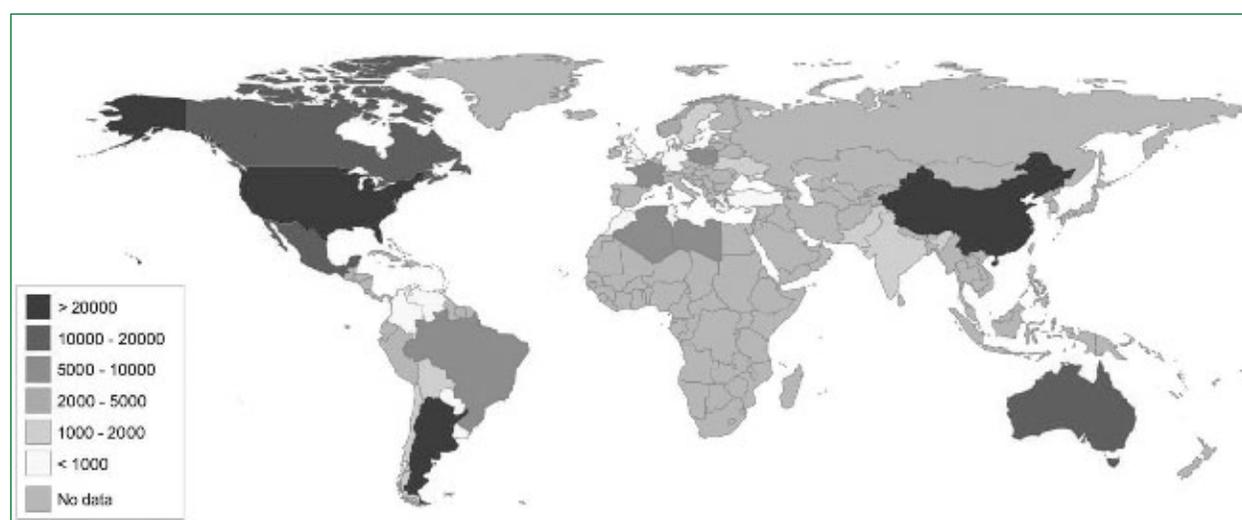


Figure 9 : Ressources de gaz de schistes: un potentiel mondial (Ressources techniquement récupérables exprimées en Gm³)

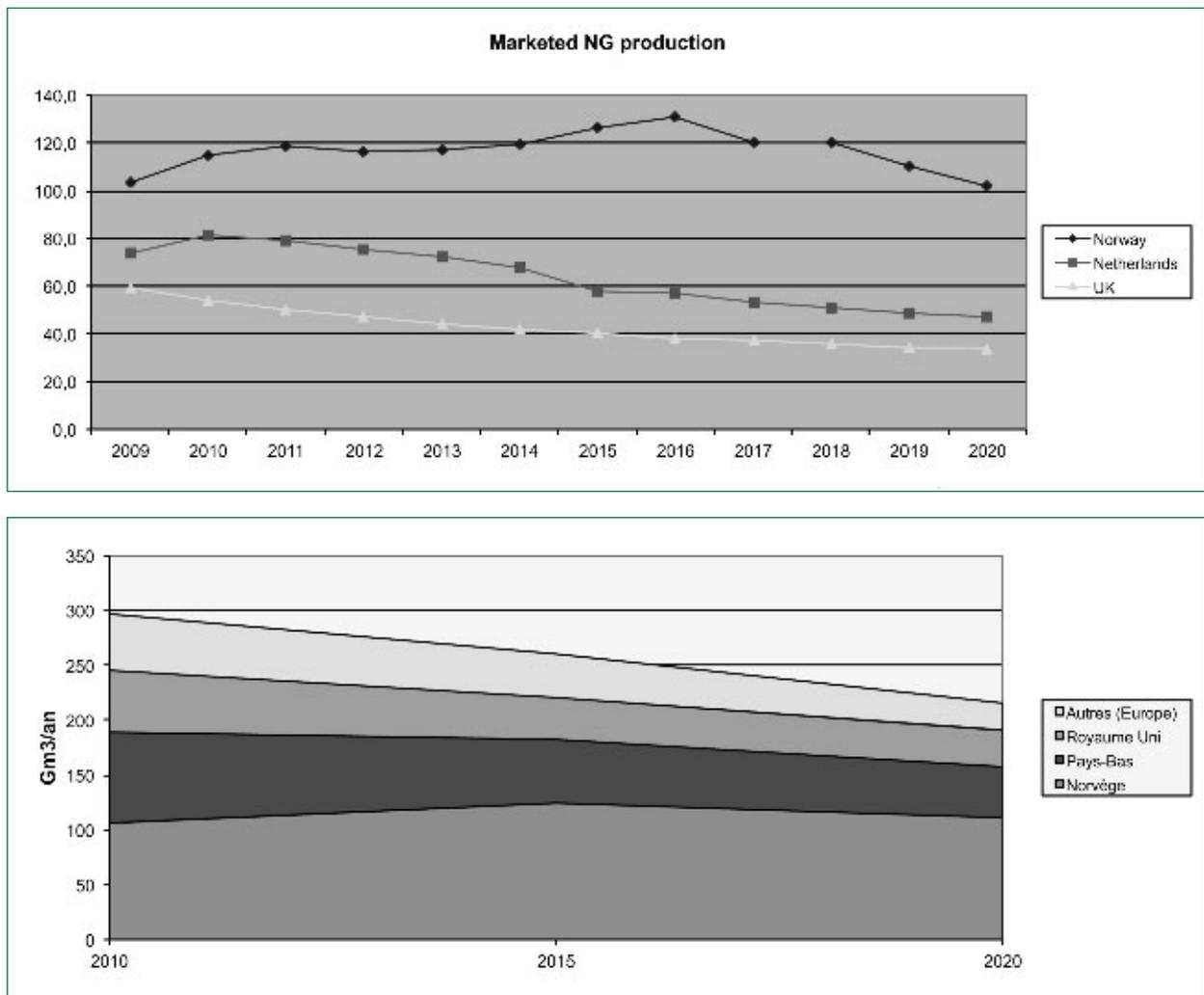


Figure 10 : Le déclin incontournable de la production de gaz conventionnel en Europe

L'Inde est dans une phase préliminaire d'exploration des gaz de schiste et il n'existe pas de chiffre fiable concernant ses ressources. Pour le moment, une estimation d'environ 1 800 Gm³ a été retenue. La compagnie ONGC doit démarrer un projet pilote en 2011 et le gouvernement prévoit de lancer des appels d'offres pour exploration en 2012.

L'exploration des gaz de schiste en est encore à ses débuts dans plusieurs pays européens (une dizaine). Mais rien n'est certain en matière de ressources potentielles, estimées de manière très préliminaire à 14 000 Gm³ au maximum, dont peut-être un tiers en Pologne.

Cette ressource potentielle a attiré de nombreux opérateurs. Environ cinquante compagnies sont actives dans l'exploration des gaz de schiste en Europe : des majors, comme ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips, Chevron ; de grandes compagnies comme OMV, Marathon, Nexen, Talisman, BG, PGNiG et MOL ; des « utilités » : GDF-Suez, RWE et 60 % de petites et moyennes entreprises (d'origine nord-américaine + des sociétés locales). Leurs activités concernent l'acquisition de données afin d'évaluer l'économie des prospects.

Le premier puits d'exploration a été foré en Allemagne en 2008 ; il a été suivi de quelques autres puits, en 2009 et 2010, en Suède et en Pologne. Et le succès n'est pas assuré, comme le montre l'abandon récent de Shell en Suède. En France, le Bassin Parisien n'est pas assez mature pour avoir généré du gaz, mais il attire, par contre, les opérateurs en raison de ses ressources possibles en huile non conventionnelle (huile de schiste). Les possibilités de ressources en gaz de schiste existent dans le Sud-Est de la France et plusieurs licences d'exploration ont été octroyées en 2010. Cependant, face à une opposition publique concernant la fracturation hydraulique du sous-sol, les travaux sont suspendus.

Pourquoi rechercher du gaz non conventionnel en Europe ?

La dépendance européenne vis-à-vis des importations de gaz s'accroît. En 2020, la consommation de la zone Europe (incluant la Turquie) devrait atteindre environ 650 Gm³, pour une production, en déclin, à 215 Gm³ (voir la figure 10), soit un besoin d'importations de gaz naturel s'élevant à 435 Gm³.

Les politiques énergétiques européennes soutiennent les productions domestiques afin d'assurer la sécurité de la fourniture, de réduire les émissions (y compris de gaz à effet de serre) et d'assurer des retombées économiques (balance commerciale, emplois, etc.). Mais la production doit être rentable et viable du point de vue de l'environnement.

L'Europe doit faire face à des obstacles spécifiques

En effet, la situation de départ de l'Europe est bien différente de celle des Etats-Unis, où les données concernant le sous-sol étaient facilement disponibles dans les Etats traditionnellement producteurs d'hydrocarbures.

Pour le moment, les données géologiques concernant l'Europe sont plus limitées, ce qui implique davantage de temps et d'investissement durant les phases exploratoire et d'évaluation. Pour le moyen terme, les services de forage, complétion, fracturation ne sont pas aussi disponibles et sans doute pas aussi compétitifs qu'en Amérique du Nord. Le droit minier est différent : aux Etats-Unis, le propriétaire du terrain possède également le sous-sol et perçoit de ce fait des royalties sur la production des ressources, ce qui facilite grandement l'acceptation de certains inconvénients...

Dans les autres pays, le sous-sol appartient à l'Etat et les procédures d'obtention des permis d'exploration et d'exploitation peuvent être longues.

Sur les plans de la commercialisation de la production de gaz et de l'accès aux réseaux de transport et aux stockages, l'Europe, malgré la libéralisation des marchés en cours, n'est pas encore au niveau des Etats-Unis et cela entraîne quelques freins supplémentaires. Surtout, l'Europe présente souvent des zones densément peuplées susceptibles de développer pour le moins une sérieuse inquiétude vis-à-vis des risques sécuritaires et environnementaux, voire une large hostilité vis-à-vis d'une industrie des gaz de schiste. En contrepartie, l'Europe est un marché qui peut être jugé très favorable par les opérateurs, du fait d'une demande importante et de prix relativement élevés.

Des solutions acceptables pourront certainement être mises en place sur le moyen terme afin de lever ces barrières spécifiques. Cependant, nul doute que cela demandera du temps et beaucoup d'énergie.

Peut-il s'agir d'une révolution, en Europe ?

Compte tenu de la vitesse modérée d'avancement des projets et des obstacles mentionnés plus haut, ainsi que des coûts plus élevés en Europe, les gaz de schiste ne vont pas bouleverser les équilibres européens à court terme, ni même à l'horizon de dix ans. Par contre, à l'échelle d'un pays comme la Pologne, par exemple, la situation est différente, car elle est de nature à effacer ses besoins d'importation et à modifier son mix énergétique. En supposant que deux gisements équivalents à celui de Fayetteville (Arkansas) soient identifiés en Pologne puis développés, à

partir de 2015, il faudrait forer environ 10 000 puits pour atteindre une production de 30 Gm³/an en 2020 et pour la maintenir ensuite à ce niveau pendant dix ans. Cet exemple est donné à titre d'illustration, à partir de données moyennes de productivité non prouvées en Pologne. Pour ce pays qui consomme moins de 15 Gm³ actuellement, c'est un grand changement, mais cela n'en est pas un pour l'Europe, car cela ne représente qu'à peine 5 % de sa consommation en 2020.

Et pour le reste du monde ?

On a vu qu'il s'agit bien d'une révolution aux Etats-Unis, qui atténue sensiblement leur dépendance énergétique et permet, grâce à l'abondance de gaz, d'améliorer leur mix énergétique en donnant une bonne place au gaz naturel dans la production d'électricité.

Comme nous l'avons vu précédemment, le développement des gaz de schiste a renforcé la déconnexion des prix américains de ceux des autres marchés du fait de son impact important sur les marchés de GNL, dont il a modifié durablement le tracé des flux internationaux. Mais pour le reste du monde, c'est surtout une révolution en ce sens qu'il est *a priori* possible de produire des ressources abondantes, qui étaient jugées inexploitablement il y a de cela dix ans. Les volumes de gaz de schiste récupérables à l'échelle mondiale (qui ne sont peut-être que la moitié des ressources non conventionnelles récupérables, l'autre moitié étant constituée de gaz de réservoir compact et de gaz de charbon) sont sujets à controverse. Si l'on admet, comme le fait l'IFPEN, un potentiel récupérable allant de 180 000 à 200 000 Gm³ de gaz de schiste, c'est au moins l'équivalent des réserves prouvées de gaz conventionnel et cela représente plus de cinquante-cinq ans de la consommation actuelle.

La mise en exploitation de ces ressources ne se fera pas rapidement, sauf, peut-être, en Chine, avec un objectif de 30 Gm³ en 2020, et beaucoup plus, au-delà, si les ressources le permettent.

L'espoir est grand que l'expérience américaine puisse s'étendre à d'autres régions, notamment le Canada voisin, mais aussi la Chine, l'Inde et l'Europe. Il existe cependant un certain nombre de barrières qui devront être levées avant de pouvoir constater un développement significatif de la production en dehors de l'Amérique du Nord, à l'issue de cette décennie.

Notes

* Président de Cedigaz.

** Senior économiste Cedigaz.

(1) Le *hedging* est une technique de gestion du risque-prix : les opérateurs souhaitant garantir un revenu minimal pour tout ou partie de leur production s'efforcent de trouver sur les marchés des contrats papier garantissant, par exemple, un prix de vente minimal. Le solde de ces contrats papier peut être un gain ou une perte, qui modifie le revenu réel des ventes physiques. En général, ce solde a été un gain important au cours de l'année 2009, cela, pour de nombreux producteurs.