

Hydrocarbures de roche-mère

État des lieux

R. Vially – G. Maisonnier – T. Rouaud

Ce rapport est émis à la seule initiative et sous la seule responsabilité d'IFPEN. Les informations données, attendus et conclusions, n'engagent aucun tiers qu'il soit public ou privé, en particulier n'engagent pas ses administrations de tutelle.



Hydrocarbures de roche-mère

État des lieux

R. Vially – G. Maisonnier – T. Rouaud

SOMMAIRE

7	AVANT-PROPOS
9 à 22	CHAPITRE 1 Qu'entend-on par "hydrocarbures non conventionnels" ?
9	1.1 Caractéristiques d'un système pétrolier et gazier conventionnel
	1.1.1 Génération des hydrocarbures
	1.1.2 Expulsion/Migration des hydrocarbures
	1.1.3 Piégeage des hydrocarbures
	1.1.4 Un gisement conventionnel : une anomalie de la nature ?
14	1.2 Les hydrocarbures non conventionnels
	1.2.1 Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides
	1.2.2 Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux
	1.2.3 Les hydrocarbures de roche-mère
	1.2.4 Quel volume d'hydrocarbures de roche-mère ?
	1.2.5 Le cas particulier du gaz de houille (<i>Coalbed Methane</i>)
23 à 30	CHAPITRE 2 Comment produit-on des "hydrocarbures de roche-mère" ?
23	2.1 Produire les pétroles et les gaz de schiste
	2.1.1 Le forage horizontal
	2.1.2 La fracturation hydraulique
	2.1.3 La phase d'exploitation
28	2.2 Produire du gaz de houille (CBM/CMM)
	2.2.1 Le " <i>Coalbed Methane</i> " (CBM)
	2.2.2 Le " <i>Coal Mine Methane</i> " (CMM)
31 à 52	CHAPITRE 3 Produire les hydrocarbures de roche-mère : quel impact environnemental ?
31	3.1 L'empreinte au sol des installations
	3.1.1 Durant la phase de forage et de complétion
	3.1.2 Durant la phase de production
	3.1.3 Arrêt de la production et abandon des puits
34	3.2 La gestion de la ressource en eau
35	3.3 Les fluides de forage
38	3.4 Les fluides de fracturation
	3.4.1 Composition des fluides de fracturation
	3.4.2 Toxicité des fluides de fracturation
	3.4.3 Recyclage et traitement des fluides de fracturation

43	3.5	Les eaux de production
43	3.6	La protection des aquifères superficiels
	3.6.1	L'étanchéité du forage
	3.6.2	La fracturation hydraulique
	3.6.3	Les pollutions de surface
47	3.7	La pollution de l'air
48	3.8	La sismicité induite par la fracturation hydraulique
49	3.9	Les nuisances associées aux travaux d'exploration et de production
50	3.10	Conclusions

53 à 58 CHAPITRE 4

Gaz de roche-mère, gaz de charbon et autres gaz non conventionnels : exploitation et production dans le monde

53	4.1	Le gaz de roche-mère : un intérêt grandissant dans le monde
57	4.2	Le gaz de charbon
58	4.3	Les autres gaz non conventionnels

59 à 82 CHAPITRE 5

Huiles de roche-mère : développements en cours et impacts économiques

59	5.1	Introduction
59	5.2	Le contexte pétrolier mondial
	5.2.1	Le recours croissant aux pétroles non conventionnels
	5.2.2	Tendances aux États-Unis
	5.2.2.1	Changement de stratégie en 2009 lié à l'effet prix
	5.2.2.2	Forte progression de la production dans les bassins de Bakken et Eagle Ford
	5.2.2.3	Perspectives haussières de production
	5.2.3	Tendances au Canada
	5.2.4	Tendances au niveau international
	5.2.5	Potentiel des huiles de schiste au niveau mondial
70	5.3	Impacts sur le marché Nord Américain
	5.3.1	Décrochage du prix du pétrole (WTI...) dans certains États
	5.3.2	Moindre dépendance pétrolière
	5.3.3	Impacts macro-économique favorables
	5.3.4	Impacts au Canada : pression sur les prix et risques pour les exportations
78	5.4	Impacts sur l'industrie pétrolière internationale
	5.4.1	Nouvel axe stratégique des compagnies internationales
78	5.5	Industrie du raffinage : un alourdissement des tendances
81	5.6	Impacts sur l'équilibre pétrolier mondial
82	5.7	Conclusions

Gaz non conventionnels : Impacts économiques

- 83 6.1 Introduction
- 84 6.2 Quel potentiel de développement ?
- 6.2.1 La croissance de la demande gazière mondiale
 - 6.2.2 L'apport des gaz de schiste en termes de production
 - 6.2.3 Contexte technico-économique de la valorisation des gaz de schiste
 - 6.2.4 Les conditions de la transposition du cas américain au reste du monde
- 90 6.3 Enjeux pour le commerce gazier mondial
- 6.3.1 Les gaz non conventionnels susceptibles de limiter la tension sur le marché
 - 6.3.2 Impact potentiel des gaz non conventionnels sur le commerce mondial
 - 6.3.3 Europe-Asie : un objectif de moindre dépendance
 - 6.3.4 Australie, États-Unis, Canada : exportations potentielles supplémentaires
 - 6.3.5 Les projets d'exportation de GNL en Australie et en Amérique du Nord
- 95 6.4 Un nouveau paradigme pour le prix du gaz ?
- 6.4.1 La nouvelle donne américaine
 - 6.4.2 Potentiellement, une moindre pression sur le prix en Europe ou en Asie
 - 6.4.2.1 Poids croissants des marchés spots en Europe et en Asie
 - 6.4.2.2 Une moindre pression sur les prix grâce aux non conventionnels ?
- 98 6.5 Un nouvel axe de développement pour les sociétés pétrolières
- 6.5.1 Des investissements massifs depuis 2008
 - 6.5.2 Principales acquisitions en Amérique du Nord et en Asie
- 100 6.6 Des opportunités nouvelles de développement dans le secteur des transports ?
- 6.6.1 Tendances lourdes du secteur des transports dans le monde
 - 6.6.2 Un potentiel limité aux États-Unis ?
- 103 6.7 Vers un nouvel équilibre mondial pour la pétrochimie des oléfines
- 104 6.8 Impacts sur les émissions de CO₂
- 6.8.1 Substitution possible du charbon par du gaz
- 107 6.9 Effet macro-économique : l'exemple américain
- 108 6.10 Conclusion

Avant-propos

Alors que le monde se faisait à l'idée d'une raréfaction des énergies fossiles et de leur renchérissement inéluctable, voici qu'aux États-Unis l'exploitation des huiles et gaz de schiste (encore appelés hydrocarbures de roches-mères) est en train de changer la donne : les États-Unis, premier pays consommateur d'énergie, réduisent leurs importations, envisagent à terme de devenir exportateurs et le gaz y est devenu quatre fois moins cher qu'en Europe.

Cette nouvelle situation, bouleversant la géopolitique énergétique, résulte de l'utilisation à grande échelle de technologies de forage et de production permettant d'exploiter et valoriser directement les roches-mères et plus largement les réservoirs compacts.

Que sont ces roches-mères ? Les roches-mères constituent la matrice de l'accumulation originelle de matière organique et de sédiments fins au fond des océans. Après l'enfouissement progressif au cours des temps géologiques de ces horizons riches en matière organique (kérogène), et suite à l'élévation de la pression et de la température et la maturation qui en résultent, le kérogène s'est transformé en pétrole ou en gaz puis a migré vers des pièges géologiques appropriés (roche sédimentaire poreuse surmontée d'une couverture imperméable) pour s'y accumuler et former les réservoirs conventionnels de pétrole ou de gaz. De 10 à 40 % des hydrocarbures générés peuvent cependant rester piégés et disséminés au sein de la roche-mère. Ce sont ces hydrocarbures, exploitables uniquement par des technologies spécifiques, qui constituent aujourd'hui la cible de l'exploration.

Changement de paradigme donc ? Sources des réservoirs conventionnels de pétrole ou de gaz, les roches-mères ont longtemps été considérées comme inexploitable. Avec l'évolution des technologies, ce n'est plus le cas à présent et les ressources pétrolières et gazières sont à reconsidérer. Des pays, tels que la France, mal pourvus de réservoirs conventionnels, pourraient recéler des ressources significatives ; d'autres, tels que l'Argentine, aux ressources conventionnelles déclinantes, s'organisent pour tirer profit de ces nouvelles ressources.

Si l'avènement des gaz non conventionnels induit un changement de concept, avec en particulier un renouvellement des ressources potentielles et de la géopolitique énergétique ainsi qu'une modification des jeux d'acteurs, il ne doit pas pour autant remettre en cause la nécessité d'opérer une transition énergétique dans les décennies à venir. Bien au contraire, ces nouvelles ressources peuvent être regardées comme une opportunité pour opérer cette transition de façon sereine et maîtrisée. La transition énergétique est indispensable et, compte tenu de l'inertie du renouvellement des systèmes énergétiques, elle ne pourra être menée à bien de façon abrupte.

L'apport de ces nouvelles ressources, propres à diversifier l'accès aux énergies fossiles, permet une contribution "domestique" au mix énergétique. Pour les pays occidentaux, l'exploitation des roches-mères représente donc une réelle opportunité pour envisager plus sereinement et avec moins de contingences, les investissements nécessaires à la mise en place d'infrastructures supportant le déploiement de nouvelles technologies d'énergie.

Ce rapport tente de donner au lecteur les éléments de compréhension de ce puzzle.

Dans le premier chapitre, les bases et les différents types d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels sont définis et expliqués ; les deuxième et troisième chapitres sont consacrés aux techniques de production des huiles et gaz de schiste et à l'impact environnemental de leur mise en exploitation. Puis, les chapitres 4 à 6 s'intéressent respectivement à l'estimation des ressources que peuvent représenter ces huiles et gaz de schiste, à leur répartition dans le monde et à leurs impacts sur les marchés internationaux du pétrole et du gaz.

François Kalaydjian

CHAPITRE 1

Qu'entend-on par “hydrocarbures non conventionnels” ?

Physiquement et chimiquement, rien ne différencie un hydrocarbure non conventionnel d'un hydrocarbure conventionnel : il s'agit toujours de pétrole (hydrocarbure liquide) ou de gaz (gaz naturel, principalement composé de méthane).

Le classement d'un hydrocarbure dans l'une ou l'autre catégorie tient aux conditions d'accumulation de cet hydrocarbure dans le sous-sol et aux types de technologies à mettre en œuvre pour l'en extraire.

L'industrie pétrolière nomme conventionnels les gisements contenus dans des roches poreuses et perméables et dont l'exploitation est relativement facile ; elle nomme non conventionnels tous les autres, la limite entre les deux notions évoluant cependant au cours du temps avec les progrès de la technologie : dans toutes les industries, ce qui était hier technologie de pointe peut être aujourd'hui méthode de routine.

Nous rappellerons en premier lieu dans ce chapitre ce qu'est un système pétrolier conventionnel puis, par comparaison, ce que sont ces hydrocarbures dits non conventionnels ; nous focaliserons ensuite notre propos sur les hydrocarbures qui sont restés piégés dans la roche-mère, là où ils se sont formés, dits hydrocarbures de roche-mère et constitués principalement des pétroles et des gaz de schiste.

1.1 Caractéristiques d'un système pétrolier et gazier conventionnel

Les hydrocarbures se forment au sein de roches dites roches-mères, riches en matière organique, dans des conditions favorables de pression et de température atteintes au fur et à mesure de leur enfouissement dans le sous-sol. Ces hydrocarbures, plus légers que l'eau contenue dans les sédiments, migrent ensuite naturellement vers la surface et se font parfois piéger dans des structures géologiques où ils s'accumulent et forment des gisements. Ce sont ces trois étapes (génération, migration et piégeage dans une roche perméable), décrites ci-après, qui caractérisent un système pétrolier (ou gazier) conventionnel (fig. 1.1).

1.1.1 Génération des hydrocarbures

Au fond des lacs et des océans, des sédiments se déposent. Ils contiennent une partie minérale issue de l'érosion des continents et de la construction d'organismes marins (tels les coraux), mais aussi une partie organique (fig. 1.2) : débris de plantes, algues, restes de plancton et d'animaux morts.

La majeure partie de la matière organique est dégradée par oxydation lors de son transport ou de son dépôt. La partie non dégradée reste piégée dans les sédiments, s'enfouit progressivement et sa température augmente. Passé 80 °C, l'activité bactérienne cesse, mais la transformation chimique des éléments organiques restants, nommés kérogène, va s'accélérer.

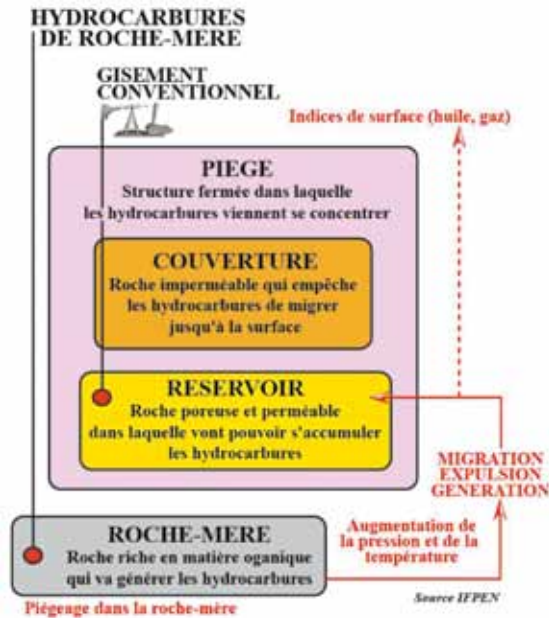


Fig. 1.1 – Les éléments d'un système pétrolier et gazier. Le pétrole et le gaz se forment dans la roche-mère, initialement riche en matière organique ; ils sont générés par transformation de celle-ci sous l'effet de l'augmentation de la pression et de la température consécutive à son enfouissement. Une partie des hydrocarbures formés sont expulsés de la roche-mère, migrent vers la surface et, si une roche imperméable (couverture) stoppe leur progression, ils s'accumulent dans un réservoir pour former un gisement conventionnel. L'ensemble couverture-réservoir est appelé piège. Une partie des hydrocarbures générés (voire la totalité dans certains cas) ne sera pas expulsée et demeurera au sein de la roche-mère, formant alors un gisement non conventionnel d'hydrocarbures de roche-mère, aussi appelé pétrole ou gaz de schiste

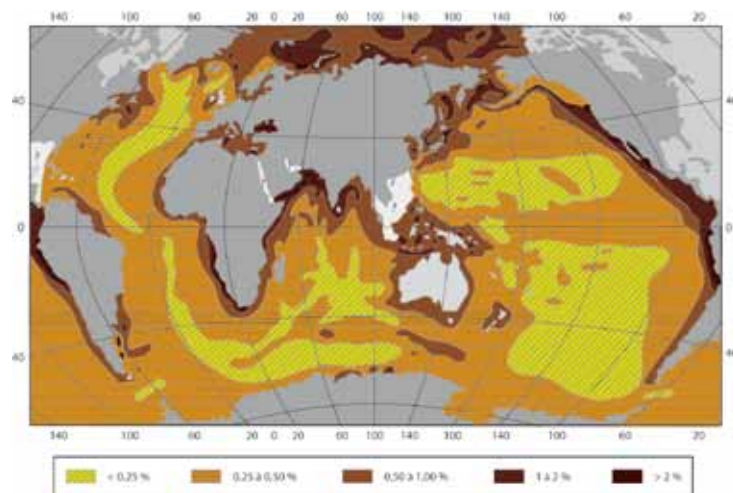


Fig. 1.2 – Contenu en matière organique dans les sédiments marins récents. Les bruns foncés sont les zones où s'accumule aujourd'hui la matière organique qui fournira les roches-mères de demain

Si la quantité de matière organique présente dans la roche est suffisante pour qu'elle génère des quantités significatives d'hydrocarbures, on nomme cette roche une roche-mère. Dans un premier temps, ce sont d'abord essentiellement les hydrocarbures liquides (pétrole) qui vont être générés, puis la quantité de gaz produit va augmenter avec la pression et la température au sein de la roche-mère. En fin de ce processus de maturation, vers 150 °C, les roches-mères ne génèrent presque plus que du méthane (CH_4). Le pétrole généré dans la première phase peut lui-même se transformer et donner du gaz s'il est soumis à un accroissement de température.

Encadré 1 – La classification des roches-mères

Il est d'usage de classer les roches-mères en fonction des éléments organiques qu'elles contiennent au départ (plantes, plancton, etc.) et des conditions de dépôts des sédiments initiaux (lacs, océans, delta des grands fleuves). Elles génèrent plus ou moins d'hydrocarbures liquides et de gaz selon leur type et leur contenu en matière organique (COT : Carbone Organique Total) et en hydrogène (IH, index d'hydrogène). Le contenu en carbone se mesure en pourcentage de la masse, une très bonne roche-mère peut avoir un COT initial de 10 %.

La préservation de la matière organique après son dépôt dépend des conditions d'anoxie dans l'eau (un milieu anoxique est un milieu sans oxygène). Globalement, sur les derniers 600 millions d'années (Ma), on observe deux grandes périodes de préservation de la matière organique ; une grande partie des roches-mères de la planète sont du même âge et se sont déposées soit durant le Paléozoïque (Silurien et Dévonien (- 400 Ma)), soit durant le Mésozoïque (Jurassique inférieur (- 200 Ma) et Crétacé).

Tant que les roches-mères n'ont pas généré d'hydrocarbures, on dit qu'elles sont immatures ; quand le processus de génération est en cours, elles sont appelées matures ; quand elles ont épuisé leur potentiel de formation d'hydrocarbures, on les dit surmatures (*overmature*).

En laboratoire, on peut chauffer de petits échantillons de roche-mère et mesurer les quantités d'hydrocarbures produits. En analysant les échantillons, les géochimistes peuvent prédire les hydrocarbures qui seront produits lors de son enfouissement. La maturation de la matière organique est une fonction de la température et du temps ; les équations, dites de cinétique, qui décrivent cette évolution sont de mieux en mieux connues. Dans la nature, les temps sont "géologiques", s'expriment en Ma ; en laboratoire, on augmente les températures, jusqu'à 600 voir 1 000 °C pour obtenir les mêmes niveaux de transformation en quelques minutes.

Selon la vision simplificatrice qui prévalait il y a quelques années, une roche-mère donne du pétrole puis du gaz quand la température augmente. Cette vision a été améliorée. On possède désormais des schémas cinétiques dits compositionnels qui, pour une roche-mère donnée, décrivent précisément les transformations chimiques de la matière organique vers des hydrocarbures liquides et gazeux mais aussi des résidus solides. Une partie de la matière organique reste en effet dans la roche-mère sous forme de bitume. Le pourcentage de chacun des produits formés (méthane CH₄, éthane C₂H₆, propane, etc.) dépend des caractéristiques initiales de la roche-mère. Presque tous ces produits initialement générés par la matière organique évoluent eux-mêmes en fonction de la température. Les hydrocarbures produits sont donc le fruit de multiples transformations de la matière organique initiale.

1.1.2 Expulsion/Migration des hydrocarbures

Les hydrocarbures générés dans la roche-mère vont, pour une bonne partie, se déplacer, sortir progressivement de la roche-mère (phénomène que l'on nomme l'expulsion) et migrer vers la surface car ils sont plus légers que l'eau, partout présente dans le sous-sol.

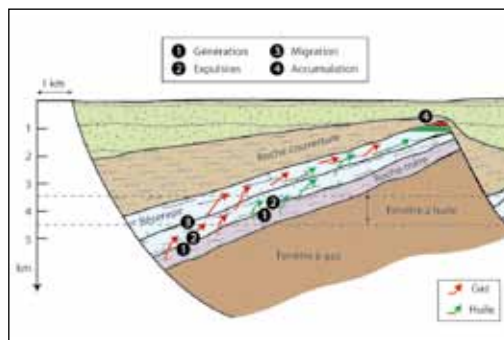


Fig. 1.3 – Une partie des hydrocarbures formés est expulsée de la roche-mère vers un réservoir, puis migrent vers la surface. Au contact d'une couche imperméable, les hydrocarbures se concentrent pour former un gisement

Encadré 2 – Estimer la quantité d’hydrocarbures générés

La matière organique se présente sous forme de “grains” dans la matrice minérale (fig. 1.4).

Durant toute la maturation de la matière organique, le contenu en carbone organique de la roche diminue, puisqu’une part des atomes de carbone partent avec les hydrocarbures. Les équations qui régissent les transformations de la matière organique en hydrocarbures sont connues, et la genèse des hydrocarbures est modélisable en fonction de la température et de l’enfouissement. Inversement, connaissant la teneur en carbone résiduel (mesurée en laboratoire), les spécialistes de l’analyse de bassin peuvent évaluer une teneur initiale et donc calculer la quantité d’hydrocarbures générés. Des logiciels prenant en compte toutes les caractéristiques géologiques des bassins sédimentaires permettent de prédire où migrent ces hydrocarbures et donc les zones les plus prospectives.

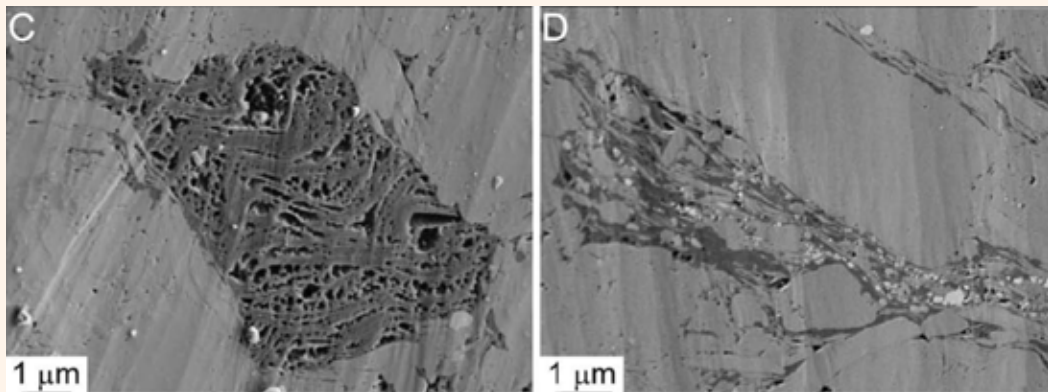


Fig. 1.4 – Photographie au MEB (Microscope à balayage électronique) de la porosité nanométrique dans les argiles des *Barnett shale* (Loucks *et al.*, 2009). La partie gris foncé est la matière organique, la partie gris clair la matrice minérale qui la contient

Si aucune roche imperméable n’arrête leur migration, les hydrocarbures remontent jusqu’à l’air libre ; c’est d’ailleurs le cas général : la majorité des hydrocarbures formés durant les temps géologiques sont arrivés en surface, où ils ont été biodégradés. En mer ou sur un lac, on note leur présence par des gouttelettes et une irisation ; à terre, on trouve des suintements de pétrole et des échappements de gaz ; si ces derniers sont abondants, ils peuvent s’enflammer, naturellement ou non. Beaucoup de fontaines ardentes ou autres phénomènes autrefois présentés comme d’origine divine (feux éternels et sacrés des zoroastriens en Mésopotamie) sont des échappements naturels d’hydrocarbures qui brûlent. Pour les géologues qui cherchent des hydrocarbures, c’est la preuve qu’un système pétrolier fonctionne dans la zone.

Au contraire, si une roche imperméable constituant un piège arrête la migration ascensionnelle des hydrocarbures, ceux-ci vont s’y accumuler et constituer un gisement (fig. 1.3).

1.1.3 Piégeage des hydrocarbures

La recherche pétrolière a pour objectif de trouver des accumulations d’hydrocarbures dans une roche réservoir poreuse (i.e. ayant par exemple une porosité de l’ordre de 20 %), surmontée d’une roche imperméable nommée couverture, généralement formée par des argiles ou du sel, qui bloque la migration des hydrocarbures vers la surface. Cette formation qui bloque la migration est appelée un piège.

Encadré 3 – Deux notions complémentaires : porosité et perméabilité

La plupart des roches laissent passer les fluides au bout d'un temps plus ou moins long. Les scientifiques décrivent les caractéristiques des roches vis-à-vis de la migration des fluides en leur sein à l'aide de deux paramètres complémentaires :

- la porosité, qui mesure le pourcentage de la roche rempli par des éléments fluides (liquide ou gazeux) ;
- et la perméabilité, qui décrit la capacité de la roche à laisser passer ces fluides.

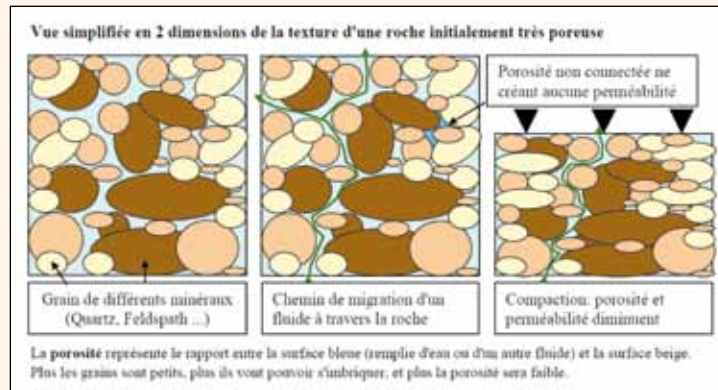


Fig. 1.5 – Agencement des grains dans une roche. Ordre de grandeur de l'échelle de ces coupes : 5 mm

Ces deux paramètres ne sont pas automatiquement liés : une roche perméable est certes d'abord une roche poreuse, mais une roche poreuse n'est pas forcément perméable ; pour qu'elle le soit, les pores de la roche doivent communiquer entre eux ; ainsi, une pierre ponce, roche volcanique très poreuse, est néanmoins imperméable car il n'existe pas de connexion entre les pores (ceux-ci restent remplis d'air d'où la capacité de la pierre ponce à flotter si elle est plongée dans l'eau).

La porosité se mesure en pourcents tandis que la perméabilité, qui caractérise la vitesse à laquelle un fluide va pouvoir traverser une roche, se mesure en Darcy, du nom du physicien français qui, travaillant sur l'alimentation en eau de la ville de Dijon dans les années 1860, a donné son nom à l'équation régissant l'écoulement des fluides dans un milieu poreux.

Pour l'ingénieur pétrolier, la porosité permettra de connaître la quantité de fluide contenue dans la roche (les hydrocarbures en place) ; la perméabilité indiquera si ces hydrocarbures pourront migrer facilement vers un puits producteur et donc être extraits.

1.1.4 Un gisement conventionnel : une anomalie de la nature ?

En résumé, un système pétrolier conventionnel (en clair, un gisement) est la conjonction de :

- quatre facteurs géologiques :
 - une roche-mère riche en matière organique qui a généré des hydrocarbures ;
 - un réservoir qui est une couche poreuse et perméable dans laquelle les hydrocarbures se sont accumulés ;
 - une couverture imperméable qui empêche les hydrocarbures de migrer jusqu'à la surface où ils seraient biodégradés ;
 - un piège géologique qui a concentré les hydrocarbures et sera l'objectif de l'exploration pétrolière ;
- associés à des conditions de température et de pression compatibles avec la genèse d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'existence de grands gisements d'hydrocarbures revêt donc, compte tenu de toutes les conditions nécessaires à leur constitution, un caractère somme toute exceptionnel.

1.2 Les hydrocarbures non conventionnels

Par abus de langage, on appelle "hydrocarbures non conventionnels" les hydrocarbures issus de gisements n'entrant pas dans la classification présentée dans le paragraphe précédent. Du fait de leur état ou de la nature de la roche dans lesquels ils se trouvent, on les en extrait par des méthodes dites "non conventionnelles" par rapport aux techniques couramment utilisées par l'industrie pétrolière et gazière.

Sous le nom générique d'hydrocarbures non conventionnels, on distingue de nombreux types d'hydrocarbures, tant liquides que gazeux. Ils sont présentés ci-après, selon une représentation sous forme de triangle classiquement utilisée pour la classification des hydrocarbures en fonction de la nature de la roche dans laquelle ils sont piégés (fig. 1.6 et 1.7 et 1.8).

1.2.1 Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides

La pointe supérieure du triangle (en jaune) représente les hydrocarbures liquides conventionnels piégés dans des réservoirs de bonne qualité, faciles à développer.

Au-dessous (en orange), on trouve les hydrocarbures non conventionnels piégés dans de très mauvais réservoirs (pétroles de réservoirs compacts, "tight oil") ou des pétroles visqueux (pétroles lourds ou extra-lourds "heavy oils"), voire des bitumes comme les sables bitumineux ("oil sands").

La partie basse (en rouge) regroupe les hydrocarbures liquides non conventionnels piégés dans la roche-mère : les schistes bitumineux, dans lesquels la matière organique n'a pas été suffisamment transformée pour générer des hydrocarbures, et les pétroles de schiste, non expulsés de la roche-mère.

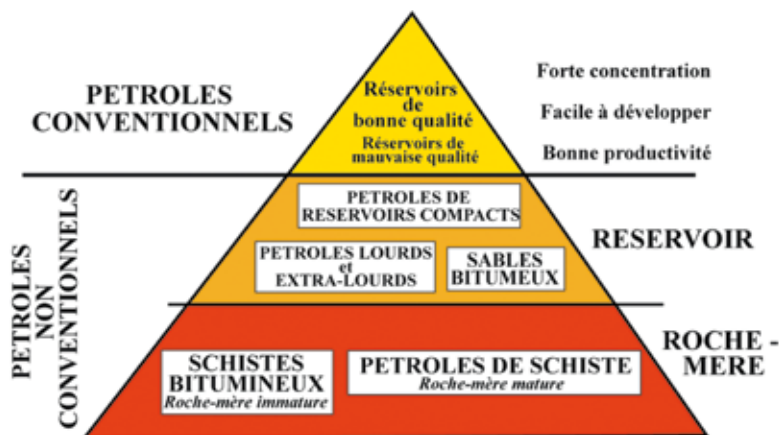


Fig. 1.6 – Les différents type d'hydrocarbures liquides non conventionnels.
Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle. Source : IFPEN

1.2.2 Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux

Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle.

Comme dans la représentation précédente, les hydrocarbures gazeux piégés dans des réservoirs de bonne qualité sont présentés à la pointe supérieure du triangle (en jaune).

Au-dessous, et sans qu'il existe une limite franche, on trouve les gaz piégés dans des réservoirs compacts de très mauvaise qualité (en orange).

En partie basse intermédiaire, on trouve :

- les gaz de houille (CBM, pour *Coalbed Methane*) : ces gaz (principalement du méthane), adsorbés sur le charbon (cf. Encadré 5), ont été parmi les premiers gaz non conventionnels mis en exploitation, aussi bien par forage que dans les mines ;

- les gaz de schiste (*shale gas*), prisonniers d'une roche-mère ; ils sont dits "secs" s'il ne s'agit que de méthane (gazeux sous conditions normales de température et de pression) ou "humides" s'il contiennent aussi des gaz plus lourds, liquides sous conditions normales de température et de pression.

Enfin, tout en bas du triangle, on trouve les hydrates de méthane, une combinaison solide de molécules d'eau et de méthane ("chlatrates"), stable dans la nature dans les zones arctiques ou dans les océans sous des tranches d'eau suffisamment importantes pour que des conditions de pression et de température favorables à leur formation puissent être rencontrées.

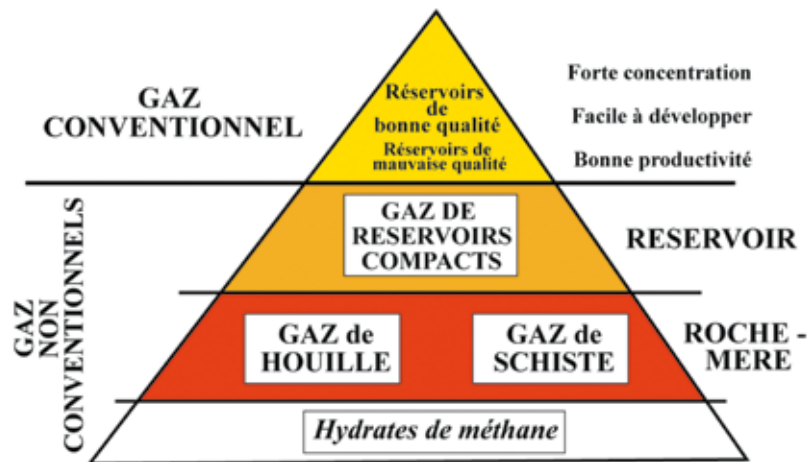


Fig. 1.7 – Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels

Encadré 4 – Le gaz de schiste – Une exploitation pas si nouvelle



La première exploitation de gaz naturel aux États-Unis en 1821 a été une exploitation de gaz de schiste.

1821 : Premier puits de gaz naturel foré aux États-Unis sur la commune de Fredonia (NY). D'une profondeur de 9 m dans les Marcellus shales, il fut creusé à la pelle et alimentait en gaz d'éclairage deux magasins, deux entrepôts et le moulin à farine.

C'est dans cette même commune que fut fondée en 1858 la première compagnie gazière des États-Unis, la Fredonia Gas Light Company, qui alimentait les réverbères de la commune.

Plaque commémorative du premier puits de gaz dans les Marcellus shales (Fredonia, NY)

Pour en savoir plus : <http://www.aapg.org/explorer/2011/09sep/natgashist0911.cfm>

Encadré 5 – L'adsorption

L'adsorption (à ne pas confondre avec l'absorption) est un mode de piégeage des gaz sur les surfaces des solides à très petite échelle ; visuellement on peut se le représenter comme de la buée sur une vitre. Les capacités d'adsorption d'un gaz sur un solide dépendent de la température et de la pression, mais aussi très fortement du gaz et du solide eux-mêmes. En particulier, la structure du solide, qui commande la surface de contact offerte par unité de volume, est un facteur déterminant.

Les argiles, qui sont à petite échelle composées de très nombreux feuillets, présentent une grande surface spécifique et donc d'assez fortes capacités d'adsorption. Beaucoup de masques à gaz sont en fait remplis d'argile qui adsorbe les gaz. Cette adsorption est sélective : les gaz d'hydrocarbures peuvent être adsorbés, mais aussi le CO₂ ou l'eau elle-même. À l'intérieur des roches-mères, c'est la matière organique qui a les plus fortes capacités d'adsorption. Le charbon, en particulier, a un énorme pouvoir d'adsorption et quasiment tout le gaz de houille est naturellement stocké dans la roche via ce processus.

1.2.3 Les hydrocarbures de roche-mère

Comme présenté dans les paragraphes ci-dessus, les hydrocarbures de roches-mères sont de quatre natures différentes (fig. 1.8) :

- le gaz de houille, ou CBM ;
- le gaz de schiste ;
- le pétrole (ou huile) de schiste ;
- les schistes bitumineux.

Le gaz de houille, comme on l'a déjà vu, est adsorbé sur du charbon. Ses caractéristiques sont développées dans le paragraphe 1.2.5.

Les trois autres, en revanche, forment en réalité un continuum : les limites entre schistes bitumineux, pétroles et gaz de schiste ne sont pas franches (fig. 1.9). Tous trois sont générés dans des roches-mères, généralement des argiles ayant un fort contenu en matière organique, et ne se distinguent les uns des autres que par leur histoire géologique et l'état de maturité de la matière organique dont ils sont issus, cette maturité dépendant elle-même de la température atteinte au cours de l'enfouissement :

- si l'enfouissement a été insuffisant (moins de 2 000 m), la matière organique contenue dans les schistes n'est pas transformée en hydrocarbures. On parle alors de "schistes bitumineux" (*oil shale*). Pour produire des hydrocarbures à partir de ces roches, il est nécessaire de faire artificiellement ce que la nature n'a pas fait. On doit donc les chauffer afin de transformer la matière organique en hydrocarbures. Du point de vue du rendement énergétique et donc de l'intérêt économique, ces schistes bitumineux ne sont pas intéressants et n'ont été exploités que durant les conflits ou les embargos. En France, de telles couches ont été exploitées dans la région d'Autun ;
- lorsque l'enfouissement a été un peu plus important (2 000 à 4 000 m), la matière organique a été transformée en hydrocarbures liquides ("Fenêtre à huile"). Ce pétrole a pu soit s'échapper des schistes pour former des gisements conventionnels, soit rester piégé dans les schistes, c'est alors le pétrole de schiste ;

- lorsque l'enfouissement a été très important (supérieur à 4 000 m, "Fenêtre à gaz") la roche-mère génère du gaz. La fraction de ce dernier qui reste piégée dans les schistes est le gaz de schiste.

Dans un même bassin sédimentaire, on peut ainsi avoir coexistence de gisements conventionnels, formés à partir des hydrocarbures expulsés, et d'hydrocarbures non conventionnels.

C'est d'ailleurs généralement le cas aux États-Unis, où les bassins sédimentaires qui produisent de grandes quantités d'hydrocarbures de roche-mère étaient déjà des bassins pétroliers ou gaziers. Cela pourrait être aussi le cas pour le bassin de Paris (Encadré 7).

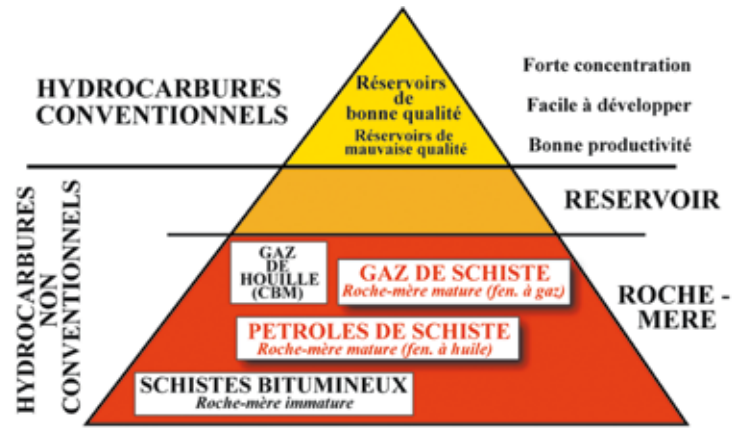


Fig. 1.8 – Les hydrocarbures de roche-mère

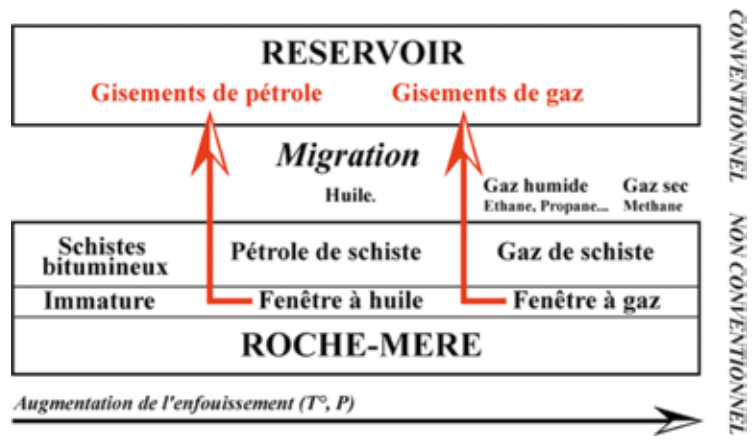


Fig. 1.9 – Les relations entre schistes bitumineux, pétrole et gaz de schiste

1.2.4 Quel volume d'hydrocarbures de roche-mère ?

Le volume existant d'hydrocarbures de roches-mères est difficile à chiffrer avec précision, mais il est considérable, et surtout mieux réparti à la surface de la Terre que les gisements conventionnels. La "rétention" des hydrocarbures dans la roche-mère est la raison essentielle de cet état de fait.

Bien que diffuses dans la matrice argileuse, les zones considérées sont immenses (surtout si on les compare à la taille des gisements conventionnels), pouvant s'étendre sur des dizaines, voire des centaines de milliers de km², et des épaisseurs pouvant dépasser la dizaine de mètres.

Pour fixer les idées, si on estime d'une part que, comme le montrent des calculs issus de la modélisation de bassin, 10 à 40 % des hydrocarbures générés sont demeurés prisonniers de la roche-mère et, d'autre part, que seule une faible part des hydrocarbures expulsés ont été piégés dans des accumulations pour former des gisements (le reste ayant été "perdu"), cela signifie que les roches-mères recèlent un potentiel au moins du même ordre de grandeur que celui de tous les gisements conventionnels exploités depuis les débuts de l'industrie pétrolière, en cours d'exploitation et restant à découvrir. Les volumes en place sont donc considérables, ce qui explique l'engouement pour ce type de ressources que l'on sait produire maintenant économiquement.

De plus, l'inégalité de la répartition des gisements d'hydrocarbures à la surface du globe tient bien davantage à l'inégalité de la répartition des pièges géologiques qu'à celle des roches-mères. Ainsi, des zones ne présentant pas de potentiel pétrolier classique peuvent apparaître comme potentiellement très intéressantes.

Encadré 6 – La notion ambiguë de schistes et de *shales*

Un schiste est une roche qui a pour particularité d'avoir un aspect feuilleté et de se débiter en plaques fines ou "feuilletés rocheux". On dit alors qu'elle présente une schistosité.

Il peut s'agir soit d'une roche sédimentaire argileuse, soit d'une roche métamorphique, provenant d'une argile, qui, sous l'action de la pression et de la température, présente un feuilletage régulier en plans parallèles comme par exemple l'ardoise ou les schistes ardoisiers.

C'est en faisant référence à l'aspect feuilleté des argiles dans les séries sédimentaires que le terme de pétrole ou de gaz de schiste est employé par l'industrie pétrolière et gazière.



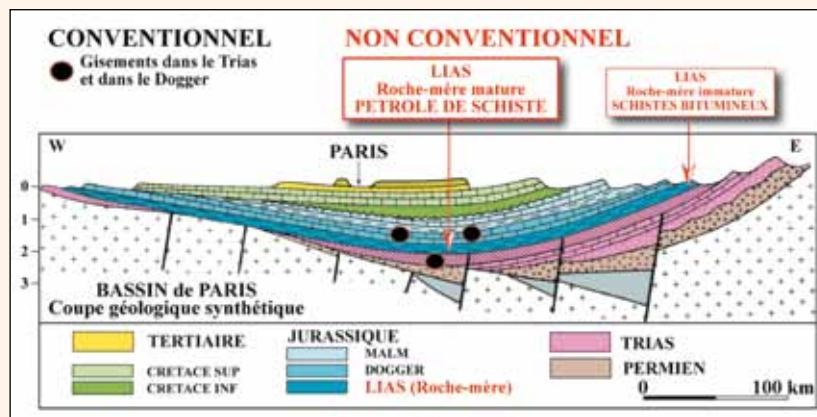
Une argile feuilletée riche en matière organique

L'emploi de ce vocabulaire, comme d'ailleurs le terme de *shale* (argile) en anglais, pour désigner les roches-mères dont on extrait les hydrocarbures de roche-mère est très peu précis, voire inexact, d'un point de vue minéralogique. Le pourcentage réel d'argiles dans ces roches est souvent inférieur à 50 % mais le terme est passé dans la langue courante des géologues pétroliers et maintenant du grand public.

Encadré 7 – Les argiles du Lias supérieur

Une roche-mère présente dans le bassin Parisien et le bassin du Sud-Est

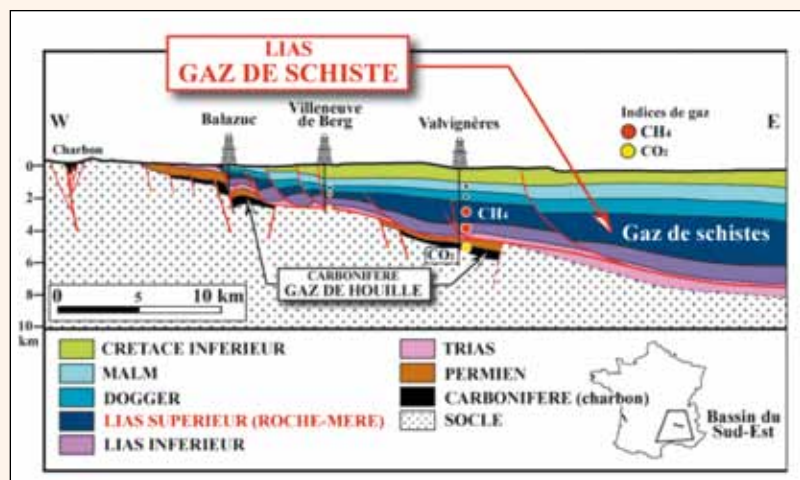
Les argiles du Lias supérieur sont des niveaux d'argiles reconnus depuis longtemps comme une excellente roche-mère, dont le meilleur porte le nom de "schistes carton" du fait de son intense feuilletage. On retrouve ces niveaux dans le bassin de Paris, dont ils constituent la principale roche-mère, qui a alimenté les gisements conventionnels dans les calcaires du Dogger (gisements de Villeperdue et d'Itteville) ou dans les sédiments gréseux du Trias (gisement de Chaunoy).



Coupe géologique synthétique au travers du bassin de Paris. Source : IFPEN

Dans le centre du bassin, ces roches-mères liasiques peuvent constituer un objectif d'exploration pour les hydrocarbures de roche-mère (pétrole de schiste). L'évaluation des hydrocarbures liquides en place est de l'ordre de 16 Gb (Monticone *et al.*, 2011). Sur les bordures du bassin Parisien, elle est immature, mais contient beaucoup de matière organique et constitue un bon schiste bitumineux exploité artisanalement en Franche-Comté (Creveney) jusqu'à la fin des années 1920.

Dans le bassin du Sud-Est, on retrouve ces roches argileuses liasiques riches en matière organique, notamment sur la bordure ardéchoise. Du fait d'un enfouissement plus important, cette roche-mère est dans la fenêtre à gaz et constitue alors un objectif pour l'exploration des gaz de schiste.



Coupe géologique synthétique au travers de la bordure ardéchoise. Source : IFPEN

1.2.5 Le cas particulier du gaz de houille (*Coalbed Methane*)

Le charbon a une origine purement végétale. Bien que se déposant et évoluant de la même manière que les autres types de matière organique, la matière organique végétale a ses caractéristiques propres : elle est souvent très riche en carbone (TOC de plus de 50 %) mais pauvre en hydrogène ; elle ne génère donc que très peu d'hydrocarbures liquides. Dans les mines de charbon, on exploite donc la matière organique elle-même.

Encadré 8 – **Coup de grisou, la catastrophe de Courrières (10 mars 1906) dans le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais.**

Le grisou (le mot vient de "grégeois") est un gaz naturel, principalement composé de méthane, qui se dégage des couches de charbon. Très redoutées des mineurs, les explosions causées par ce gaz, appelées "coups de grisou" ont causé de très nombreuses victimes.

Il est à l'origine de la plus grande catastrophe minière d'Europe. Elle a eu lieu entre Courrières et Lens (Pas-de-Calais) le samedi 10 mars 1906 et a fait officiellement 1 099 morts. Elle tire son nom de la Compagnie des mines de Courrières qui exploite alors le gisement de charbon du bassin minier du Nord-Pas-de-Calais. À cette époque, ce gisement fournit 7 % de la production nationale de charbon. Un coup de grisou suivi d'un coup de poussier (inflammation des poussières de charbon) dévaste 110 km de galeries dans les fosses de Billy-Montigny, de Méricourt et de Sallaumines en moins de 2 min. L'onde de choc a été si forte que des débris et des chevaux ont été projetés à une hauteur de 10 m sur le carreau de la fosse.

Trois jours après l'explosion, les recherches pour retrouver les survivants sont abandonnées et une partie de la mine est condamnée, pour étouffer l'incendie et préserver le gisement. Cette gestion de la crise par la compagnie minière a été particulièrement mal vécue par les mineurs et leurs familles. Le 30 mars, soit vingt jours après l'explosion, treize rescapés réussissent à retrouver le puits par leurs propres moyens après avoir erré dans le noir total sur des kilomètres ; un quatorzième fut retrouvé quatre jours plus tard.

La catastrophe provoque une crise politique et un mouvement social qui débouchent sur l'instauration du repos hebdomadaire et l'interdiction des lampes à feu nu.



La catastrophe de Courrières [illustration dans le Petit Journal]

Si charbon et pétrole peuvent apparaître comme deux mondes différents, la limite est plus ténue entre les roches-mères. Bien que d'origine différente, le gaz de houille est bien un "hydrocarbure de roche-mère" et, d'un point de vue chimique, il n'est formé quasiment que de méthane.

Une particularité importante du gaz de houille réside dans le fait qu'une partie du gaz peut être contenue dans les fractures du charbon, mais que la majeure partie du méthane est en fait adsorbée sur le charbon lui-même, comme les gaz de schiste le sont sur la roche-mère qui les a produits, mais en plus grande quantité. Lors des premières exploitations du gaz dans des mines désaffectées, les explorateurs ont été surpris de produire une quantité très supérieure au volume des veines et des galeries, 60 fois plus en certains endroits ; ce gaz était donc accumulé ailleurs que dans l'espace libre, cet écart mettait clairement en évidence le rôle majeur de l'adsorption (cf. Encadré 5). En fait, les capacités d'adsorption du charbon sont énormes ; elles sont d'ailleurs utilisées dans l'industrie pour capter différents gaz toxiques ou du CO₂. La quantité de méthane adsorbé dépend de la nature du charbon.

CHAPITRE 2

Comment produit-on des “hydrocarbures de roche-mère” ?

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère, et plus généralement des hydrocarbures non conventionnels, se heurte à des problèmes techniques et économiques. Dans ce paragraphe, nous allons décrire les techniques qui permettent leur production ; nous évoquerons aussi les limites actuelles et les avancées attendues de la recherche dans ces domaines.

2.1 Produire les pétroles et les gaz de schiste

Les pétroles de schiste ont en commun avec les gaz de schiste et les hydrocarbures de réservoirs compacts d'être prisonniers de roches très peu perméables. Lors de l'exploitation de ces hydrocarbures, on ne peut espérer qu'ils migrent naturellement vers le puits. Par rapport aux gisements conventionnels, leur extraction doit être stimulée afin de drainer efficacement la roche qui les retient, en augmentant artificiellement sa perméabilité.

Si on fore un puits classique vertical dans ce type de roche, seuls seront drainés les hydrocarbures contenus dans un volume très restreint : un cylindre limité au voisinage du puits (de faible rayon) et d'une hauteur au mieux égale à celle de la couche réservoir. La quantité d'hydrocarbures produits sera si faible que le prix du forage ne sera même pas amorti.

On cherche donc, d'une part, à augmenter la surface de contact entre le puits et la roche (la longueur du cylindre) et, d'autre part, à créer un chemin de migration du gaz ou de l'huile vers les parois du puits (accroître le rayon du cylindre).

Pour augmenter la surface de contact puits/roche, on recourt à des puits horizontaux qui vont traverser les couches d'argile, elles-mêmes le plus souvent horizontales, sur de grandes longueurs ; à noter que l'emploi de cette technique de “forage horizontal” permet en plus, pour une même zone drainée, de réduire considérablement en surface l'emprise au sol de l'activité liée au forage.

Pour créer les chemins de migration qui permettent à l'hydrocarbure prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, on génère des microfissures dans la roche en injectant de l'eau sous pression dans le puits : c'est la fracturation hydraulique. À 2 500 m de profondeur, la pression exercée pour fissurer la roche-mère est de l'ordre de 300 bar ; cette pression, élevée dans l'absolu, ne représente cependant au niveau de la roche qu'une pression relative inférieure à 50 bar, la pression de confinement (pression exercée *in situ* par le poids des sédiments) étant elle-même supérieure à 250 bar.

Ces deux techniques, forage horizontal et fracturation hydraulique, sont présentées ci-après. Elles sont couramment utilisées par l'industrie pétrolière dans l'exploitation de milliers de gisements conventionnels de par le monde pour en améliorer la productivité et augmenter ainsi le taux de récupération du pétrole et du gaz en place. Des millions de fracturations hydrauliques ont été réalisées depuis une cinquantaine d'années et le forage horizontal est devenu routine dans l'industrie depuis une vingtaine d'années.

2.1.1 Le forage horizontal

Un forage traditionnel est plus ou moins vertical ; son objectif est d'atteindre et traverser une couche productrice (roche poreuse et perméable dont les pores sont remplis d'hydrocarbures) et de la mettre en relation avec la surface de manière à récupérer ces hydrocarbures. Dans les grands gisements, la couche productrice, classiquement située entre 2 000 et 5 000 m de profondeur, peut être épaisse de quelques mètres à quelques centaines de mètres. L'étanchéité du puits est assurée par des tubes en acier spécial, la zone annulaire entre l'extérieur des tubes et la roche traversée étant cimentée jusqu'à la couche productrice, au fur et à mesure de l'avancement du forage, par des opérations spécifiques dites de cimentation.

Avec la nécessité de mettre en production des gisements de plus en plus difficiles à exploiter (bien que conventionnels), l'architecture du puits est devenue de plus en plus complexe. Le forage dit "horizontal" (forage dévié ou directionnel) répond à de nombreux défis techniques :

- les couches productrices étant de moins en moins épaisses (parfois seulement de quelques mètres), la longueur utile du puits (partie qui traverse la couche productrice) devenait de plus en plus faible lors d'un forage vertical. L'emploi des forages horizontaux permet d'augmenter cette longueur utile dans de fortes proportions ;
- la mise en production de gisements en mer a, par ailleurs, requis de pouvoir forer un maximum de puits (pour drainer correctement le gisement) à partir d'une ou de seulement quelques plateformes ;
- de la même manière, la mise en exploitation de gisements moins perméables (dont les hydrocarbures de roche-mère) nécessite une forte densité de puits. L'emploi systématique du forage horizontal permet un meilleur drainage de la roche et la réduction du nombre d'installations de forage en surface.

Un forage horizontal démarre comme un forage vertical mais, à partir d'une certaine profondeur, est progressivement dévié, en donnant à l'outil en cours de forage de légères inclinaisons qui, petit à petit et au fur et à mesure de la répétition de ces opérations, peuvent aller jusqu'à atteindre une progression horizontale du puits, voire même éventuellement en légère remontée. De tels puits peuvent présenter des longueurs utiles de plusieurs centaines de mètres, même dans des couches de faible épaisseur. Le record est actuellement détenu par un puits foré par Total en Terre de Feu (Argentine) avec une longueur horizontale de 11 000 m.

Un forage horizontal coûte plus cher qu'un forage traditionnel vertical mais évite de devoir forer un nombre élevé de puits verticaux. Cette technique s'est considérablement développée dans les années 1980 avec l'exploitation de gisements en mer ; elle est aujourd'hui totalement opérationnelle.

Encadré 1 – Le forage horizontal, le fruit d’une lente évolution...

Le forage horizontal fait partie de la famille des forages directionnels (ou forages obliques, déviés), le forage horizontal n’étant qu’une géométrie particulière. Ces techniques utilisées maintenant couramment dans l’industrie pétrolière sont aussi utilisées en génie civil, notamment pour le passage de câbles sans faire de tranchées.

L’industrie pétrolière a commencé à s’intéresser aux forages directionnels dans les années 1920, suite à des procès liés à des productions d’hydrocarbures à partir d’une propriété adjacente.

Trois composantes sont mesurées en tout point dans un puits de forage afin de déterminer sa position : la profondeur (profondeur mesurée), l’inclinaison (écart par rapport à la verticale) et l’azimut magnétique (direction dans le plan horizontal) au point considéré. Ces trois composantes combinées constituent une mesure. Une série de mesures consécutives est nécessaire pour suivre les progrès et l’emplacement d’un forage.

Mesurer l’inclinaison d’un puits est relativement simple : un pendule suffit. La mesure de l’azimut était plus difficile. Le progrès décisif a été, dans les années 1920, l’adaptation de petites boussoles gyroscopiques par la compagnie *Sperry Corporation*, qui fabriquait des boussoles similaires pour la navigation aéronautique.

Parallèlement, des études sur les équipements en tête de forage avaient permis de définir des principes permettant de mieux contrôler la trajectoire des puits. En 1934, le forage dévié acquiert ses lettres de noblesse lorsque J.H. Eastman et G.F. Enid parviennent à forer rapidement des puits déviés, permettant d’éteindre l’incendie sur le champ de pétrole Conroe au Texas.

Mais, du point de vue de l’exploitation pétrolière ou gazière, cette technique a continué d’apparaître comme marginale. Il faudra attendre les années 1970 et le développement des moteurs de forage de fond (moteur au fond du trou mû par l’énergie hydraulique de la boue de forage) pour rendre le forage directionnel vraiment opérationnel. Avec cette technique, on peut modifier l’inclinaison du puits sans avoir besoin de ressortir les tiges de forage. Couplé au développement des moyens de mesures en cours de forage (en utilisant par exemple la télémétrie d’impulsion via la boue de forage), on peut suivre en temps réel le positionnement du forage et contrôler précisément sa trajectoire sans perturber les opérations de forage. La précision obtenue est de l’ordre du mètre pour des forages atteignant plusieurs kilomètres.

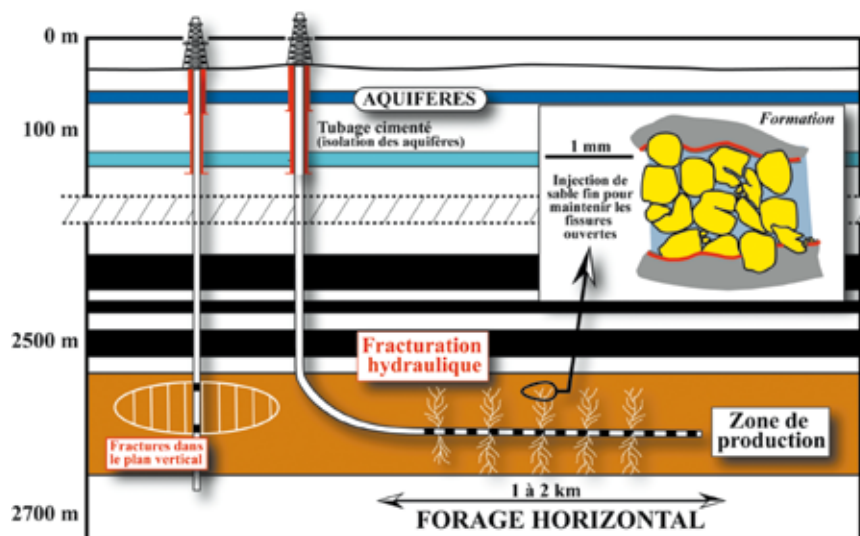


Fig. 2.1 – Forage horizontal et fracturation hydraulique

2.1.2 La fracturation hydraulique

Dans une roche suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. La perméabilité de la roche doit être accrue. Ceci est réalisé en élargissant des fissures existantes ou en en créant d'autres.

Ces opérations, dites de "fracturation", sont connues, utilisées et maîtrisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière et celle de la géothermie (la première opération de stimulation d'un puits par fracturation hydraulique date de 1948). Elles consistent à injecter dans la roche un fluide à base d'eau, d'où le qualificatif d'"hydraulique" :

- la partie du puits qui traverse la roche à fracturer est isolée¹ par petites zones de quelques dizaines de mètres de long, dans lesquelles on va percer le tubage pour avoir un contact direct entre le fluide et la roche. La mise en pression du fluide crée des fissures dans la roche ;
- le fluide injecté contient du sable ou de petites billes faisant office d'agents de soutènement ("*proppant*"), qui pénètrent dans les fissures créées et les empêchent de se refermer lorsque la pression sur le fluide cesse d'être exercée. La taille des grains de sable, et donc de l'ouverture des fissures, est de l'ordre de quelques millimètres ;
- enfin, pour l'efficacité de l'opération, la viscosité de l'eau est renforcée par addition de produits chimiques tels que des polymères.

La fracturation, qui est le plus souvent opérée par plus de 2 000 m de profondeur, reste limitée à une zone de quelques dizaines de mètres autour du puits. Les opérateurs ajustent les paramètres de la fracturation, en particulier la pression de l'eau et les directions d'injection, pour que seule la roche-mère soit fissurée.

La création et la propagation des fissures s'apparentent à des microséismes dont l'énergie libérée équivaut à la chute d'un livre depuis une table. Elles sont suivies par des réseaux de capteurs qui permettent d'avoir une vision très précise de la zone stimulée.

La fracturation terminée, l'eau injectée est pompée et traitée comme n'importe quelle eau industrielle, pour être réutilisable pour une autre fracturation. L'ensemble de l'opération se fait par étapes et nécessite environ 8 injections/pompage par puits et dure de un à deux jours.

2.1.3 La phase d'exploitation

Une fois le puits mis en production, après la phase de fracturation et de nettoyage du puits, les hydrocarbures sont produits pendant une dizaine d'années. En général, la production est assez importante pendant les premières années, puis décroît. L'exploitation cesse quand la production d'hydrocarbures ne couvre plus les frais de maintenance.

En surface, les hydrocarbures sont séparés de l'eau qui remonte avec eux, puis traités, s'ils contiennent des impuretés, et enfin transportés. Dans les zones où l'exploration pétrolière est active, des infrastructures de transport existent auxquelles on peut se rattacher.

La durée moyenne d'exploitation des puits produisant des hydrocarbures de roche-mère est encore difficilement prévisible, de même que leur débit. Elle dépend du contenu initial en hydrocarbures de la roche, de la façon dont ces hydrocarbures sont piégés mais aussi beaucoup de la perméabilité qui a pu être créée par la fracturation.

Aux premiers temps de l'exploitation des gaz de schiste, la durée de production des puits était très faible, de l'ordre de 2 à 3 ans ; elle s'est étendue progressivement et peut atteindre maintenant la dizaine d'années. En général, après quelques années, si la production avait trop décru, on pouvait refaire une campagne de fracturation.

À ce jour, les opérations de production de gaz de schiste (et maintenant plus généralement des hydrocarbures de roche-mère) sont nombreuses et les techniques évoluent rapidement.

¹ Cette isolation temporaire est réalisée par la mise en place de deux bouchons appelés "packers"

En particulier, les stratégies de production changent ; depuis quelques années, les opérateurs, quand ils le peuvent, essaient de réaliser la fracturation hydraulique avant la mise en production en espérant n'avoir jamais à revenir sur le puits. Pour l'opérateur, le puits produit alors beaucoup plus au départ, mais avec une durée de vie plus brève. Pour le voisinage, ce schéma de développement réduit beaucoup les nuisances, les opérations de forage et de fracturation (qui seules génèrent des allées et venues de camions et du bruit) étant alors très limitées dans le temps.

Actuellement, la recherche est très active, tant dans le monde académique que dans les centres de recherche et développement, pour améliorer la compréhension de l'hétérogénéité initiale des roches (argiles comme réservoirs compacts) afin de minimiser le nombre de puits d'exploration nécessaires à la compréhension d'une zone, puis à sa mise en production. Quantifier les hétérogénéités des argiles riches en matière organique permettra aussi de mieux prédire aussi bien les quantités d'hydrocarbures en place que la fraction qui pourra en être produite. Cette meilleure connaissance du milieu géologique permettra aussi une optimisation des fracturations hydrauliques en réduisant leur fréquence, et en adaptant au mieux le volume d'eau et l'utilisation des additifs chimiques.

Encadré 2 – L'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre) s'intéresse aux hydrocarbures de roche-mère



Dans le cadre de la stratégie nationale en matière d'énergie, les missions de l'Ancre sont les suivantes (<http://www.allianceenergie.fr/index.asp>) :

- favoriser et renforcer les partenariats et les synergies entre les organismes publics de recherche, les universités et les entreprises dans les domaines de l'énergie ;
- identifier les verrous scientifiques, technologiques, économiques, environnementaux et sociétaux qui limitent le développement industriel dans le domaine de l'énergie ;
- proposer en conséquence des programmes pluriannuels de R&D.

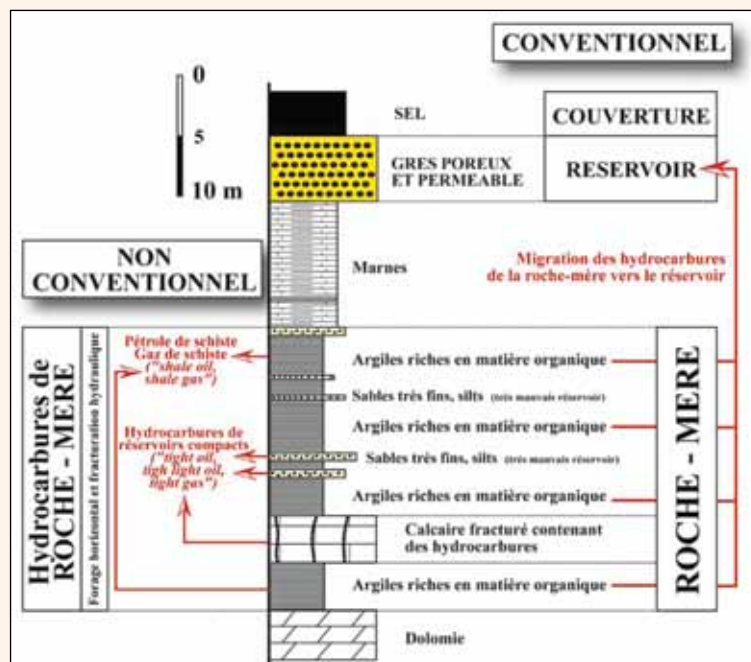
L'Ancre a conduit une étude sur le thème des hydrocarbures de roche-mère devant traiter les aspects suivants :

- état des forces R&D existant en France sur ce thème ;
- évaluation des verrous scientifiques à lever pour mettre en œuvre des technologies efficaces ;
- analyses des projets en Europe et aux États-Unis ;
- moyens permettant de maîtriser pleinement les fracturations hydrauliques et d'en limiter les impacts sur l'environnement ;
- alternatives éventuelles à la fracturation hydraulique.

S'agissant du périmètre de l'étude traitée ici, le choix a été fait de la focaliser sur l'exploitation des huiles et gaz de roche-mère. Ce choix a été motivé par la volonté d'articuler les propositions de programmes de recherche avec la mise en œuvre d'un ou plusieurs sites expérimentaux d'exploitation d'huiles et de gaz de schiste, à finalité scientifique, tel que le prévoit la loi du 13 juillet 2011, et de travailler en synergie avec la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère créée par cette même loi.

http://www.allianceenergie.fr/iso_album/ancre_rapport_ghrm_%5B2012-07-20%5D.pdf

Encadré 3 – La nature a horreur des classifications...



Contrairement à l'Homme, la nature a horreur des classifications, trop rigides pour rendre compte de la diversité dont elle sait faire preuve. Les hydrocarbures de roche-mère ne dérogent pas à la règle.

Les hydrocarbures de roche-mère sont les hydrocarbures produits directement à partir de la roche-mère. Mais une roche-mère n'est pas homogène, elle est constituée de bancs à dominante argileuse, riches en matière organique et qui fourniront au sens strict du terme, les hydrocarbures de roche-mère (pétrole ou gaz de schiste). Ces séries contiennent aussi des bancs gréseux, silteux, calcaires ou dolomitiques qui ne sont pas des roches-mères et qui constituent de mauvais ou très mauvais réservoirs (pétrole ou gaz de réservoirs compacts). Par commodité de langage, mais aussi souvent parce qu'il est impossible de savoir précisément de quels niveaux ces hydrocarbures sont issus, on parle d'hydrocarbures de roche-mère pour TOUS les hydrocarbures produits dans la roche-mère au sens large.

Le point commun à tous ces hydrocarbures est qu'ils sont stockés dans un milieu très peu poreux et quasiment imperméable et qu'ils doivent être extraits en ayant recours à deux technologies spécifiques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

2.2 Produire du gaz de houille (CBM/CMM)

2.2.1 Le "Coalbed Methane" (CBM)

Le gaz de houille est le gaz naturel généré par une roche-mère de type charbonneuse. Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbon, exploitées ainsi parce que soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour donner lieu à une exploitation minière classique. Le gaz de houille est produit dans plus d'une douzaine de pays dans le monde.

Le gaz de houille est généralement produit à partir de puits verticaux. Dans les cas où la fracturation naturelle est insuffisante, la technique de fracturation hydraulique est utilisée. Les puits horizontaux

sont relativement peu fréquents du fait de l'épaisseur très faible des bancs de charbon (quelques mètres au maximum), celle-ci n'offrant pas de possibilités suffisantes de drainage autour du puits pour que l'augmentation de la production vienne amortir le surcoût du forage horizontal.

Comme le méthane est dans sa majeure partie adsorbé sur le charbon lui-même, il faut, pour le libérer, diminuer les conditions de pression au sein de la roche. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les charbons. Dans un premier temps, on commence donc par produire de l'eau puis, au fur et à mesure de la chute de pression dans la veine, on produit de plus en plus de gaz (fig. 2.2). La gestion de la production d'eau est un point important de la rentabilité de ces puits.

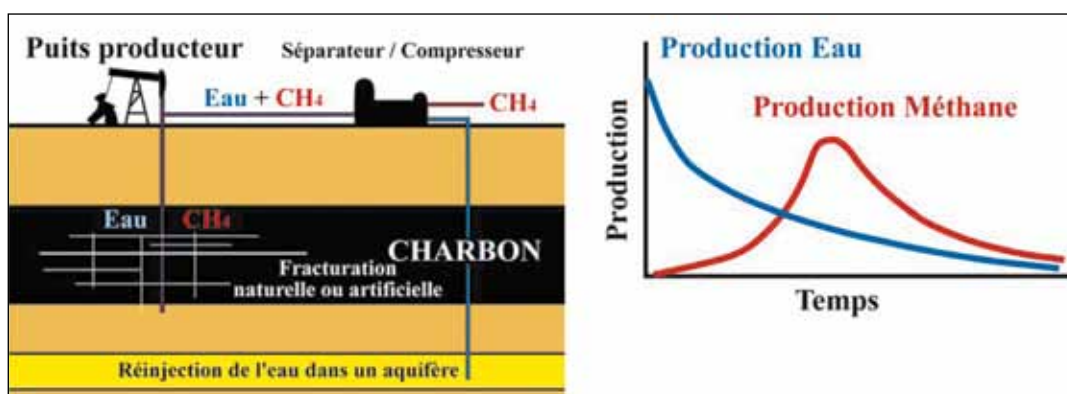


Fig. 2.2 – L'exploitation du gaz de houille. Source : IFPEN

2.2.2 Le "Coal Mine Methane" (CMM)

Le gaz de houille peut être aussi produit directement dans les mines de charbon sans avoir à forer des puits de type pétrolier. Dans les mines actives, il est connu que la venue de méthane dans les galeries peut provoquer des explosions ("coup de grisou"). En réalisant de petits forages en avant du front de taille, on peut désormais produire et valoriser ce méthane et réduire les risques d'explosion. L'Australie, qui utilise cette technique de façon massive, a fortement diminué les accidents dans ses mines.

Par ailleurs, les gaz de houille issus des mines de charbon via la ventilation sont une des causes anthropiques importantes d'émission de méthane (un gaz à fort effet de serre) dans l'atmosphère. La production et donc la récupération de ce gaz en avant du front de taille permettent de réduire ces émissions.

Le développement de ces technologies est encouragé aux États-Unis. De nombreux programmes de recherche étatiques visent explicitement à diminuer les émissions de gaz à effet de serre par l'utilisation systématique et efficace de l'extraction du CMM. Quand les quantités de méthane produites sont trop faibles pour être transportées, le gaz est utilisé dans de petites unités de centrale électrique à gaz. Il fournit ainsi de l'énergie pour la mine.

Dans les mines de charbon désaffectées, les galeries ont permis la déplétion de bancs de charbon qui continuent à libérer du méthane adsorbé. À l'échelle internationale, la part de CMM venant des mines désaffectées est faible (8 % au États-Unis en 2008, source : *US Emissions Inventory 1990-2008*) mais, en France, c'est le seul gaz non conventionnel actuellement en production, dans les anciennes mines de charbon du Nord-Pas-de-Calais (cf. Encadré 4).

Encadré 4 – L'exploitation du gaz de houille en France : l'exemple de GAZONOR

GAZONOR est une société française basée et opérant dans la région Nord-Pas-de-Calais, consacrée à la recherche, à l'extraction et à la vente de gaz de houille récupéré dans le sous-sol de l'ancien bassin minier de cette région.

Gazonor a d'abord été une société publique, créée à partir de l'entreprise publique Méthamine, en vue de sa vente au secteur privé. Méthamine avait été créée à la fin des années 1980 pour collecter le grisou dégazant naturellement après la fin de l'exploitation charbonnière dans les anciennes galeries du bassin minier.

La mission initiale de Gazonor répondait à des besoins justifiés et à un intérêt d'extraction du grisou. En effet, après la fermeture des mines, la nappe phréatique a lentement remonté, poussant les émanations de grisou vers la surface et l'atmosphère. La collecte du grisou permet donc de réduire l'effet de serre tout en valorisant le méthane produit. Pomper le grisou limite aussi très fortement d'éventuels risques d'explosion spontanées accidentelles.

En 2008, *European Gas Limited*, une société privée australienne, spécialisée dans l'exploitation de gaz dit "non conventionnels" a acheté Gazonor pour 26,2 M€, continue l'exploitation et prend de nouveaux permis de recherche.

La même année, la production de méthane atteignait 40 millions de m³ (Mm³) par an (à comparer à la consommation annuelle française : 50 milliards de m³ (Gm³)) et les réserves prouvées (1P) s'élevaient à 865 Mm³. On estime que le volume de méthane "désorbable" dans le bassin houiller dépasserait les 10 Gm³.

CHAPITRE 3

Produire les hydrocarbures de roche-mère : quel impact environnemental ?

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère soulève beaucoup d'interrogations quant à ses impacts sur l'environnement : la quantité d'eau requise par la fracturation hydraulique, les risques de pollution liés au forage ou aux additifs employés, l'empreinte au sol des installations, les risques sismiques sont autant de questions posées.

Ce chapitre aborde ces sujets les uns après les autres et tente d'y apporter des réponses claires.

3.1 L'empreinte au sol des installations

L'empreinte au sol des installations diffère selon les phases d'exploitation du site. On distinguera donc ci-après :

- la préparation (forage et complétion des puits) ;
- la production ;
- et, enfin, l'arrêt de la production.

3.1.1 Durant la phase de forage et de complétion

C'est durant le forage et la complétion (fracturation hydraulique et mise en production du forage) que le chantier a le plus d'impact sur l'empreinte au sol. Mais cette empreinte a tendance à se réduire.

Au début de la production d'hydrocarbures de roche-mère aux États-Unis, et plus particulièrement de gaz de schiste, celle-ci s'est effectuée à partir de puits verticaux dont le rayon de drainage et la production étaient faibles. Il fallait donc multiplier le nombre de puits, d'autant plus que les parcelles d'exploitation attribuées à chaque exploitant avaient une taille très réduite.

Aujourd'hui, du fait de l'usage de puits horizontaux parfois longs de plus d'un kilomètre, l'empreinte au sol ne représente que 0,2 à 0,4 % de la superficie drainée dans le sous-sol. En effet, une plateforme de forage (appelée aussi "*pad*" ou "*cluster*") à partir de laquelle on peut forer jusqu'à une quinzaine de puits n'occupe que 1 à 2 hectares pour une zone drainée pouvant aller jusqu'à 500 hectares.

Rapidement, avec le développement et la généralisation des forages horizontaux, on a commencé à regrouper plusieurs puits à partir d'une seule plateforme de forage, réduisant ainsi considérablement l'emprise au sol des installations tant lors de la phase de forage et de mise en exploitation que durant la phase de production. Dans les configurations maintenant couramment utilisées, on peut forer plusieurs dizaines de puits à partir d'une seule plateforme.

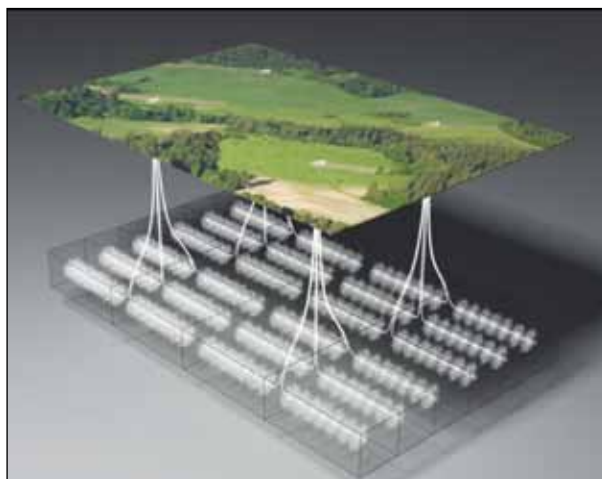


Fig. 3.1 – L'utilisation de *cluster* de forage. À partir d'une même plateforme de forage, on peut forer de nombreux drains horizontaux (Statoil Press gallery)

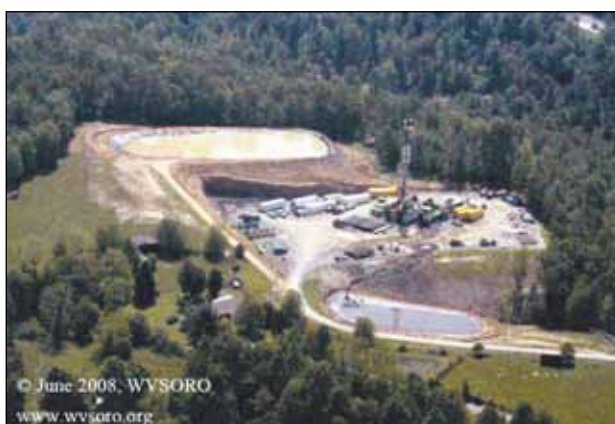


Fig. 3.2 – Photographie illustrant l'emprise au sol durant le forage in "Modern shale gas development in the United States : a primer (2009)"

C'est aussi durant cette phase de préparation que le chantier, en activité jour et nuit, génère le plus de nuisances visuelles et sonores. Dans les zones fortement urbanisées ou sensibles, ces nuisances peuvent être notablement diminuées en isolant le forage du milieu extérieur (fig. 3.3).



Fig. 3.3 – Photographie illustrant les protections visuelles et sonores déployées autour d'un rig de forage in "Modern shale gas development in the United States : a primer (2009)". Source : Chesapeake Energy Corporation, 2008

Malgré toutes les précautions qui peuvent être prises, il n'en reste pas moins que, durant cette phase de forage et de complétion du puits (ou des différents puits quand il s'agit d'un "pad" multidrains), l'activité sera soutenue et le matériel nécessaire acheminé par voie terrestre.

Selon la profondeur et la complexité du puits, il faut compter entre 3 et 5 semaines pour la réalisation de cette étape, plusieurs mois pour un pad multidrains. Dans le cas d'un pad comportant une vingtaine de puits, l'activité de forage et de complétion s'étalera sur une durée de 1 à 2 ans.

Lorsque les opérations de forage et de complétion sont terminées, le derrick est démonté.

3.1.2 Durant la phase de production

Dès la phase de production, il ne reste plus sur le site que des installations de taille très réduite, comme la tête de puits et les installations de traitement des hydrocarbures. L'empreinte au sol est alors fortement diminuée et les nuisances occasionnées sont limitées aux opérations de maintenance des installations.

Les traitements en surface dépendent de la composition de l'effluent produit. Dans le cas des gaz de schiste, on produit souvent du gaz sec, composé seulement de méthane ; aucun équipement particulier n'est alors envisagé en dehors d'un réservoir de stockage/tampon et d'une connexion à un réseau de transport. Dans le cas d'une production plus complexe (gaz humides comportant des condensats ou hydrocarbures liquides), une petite unité de séparation et de traitement des fluides sera nécessaire.

Comme pour toute production de gaz naturel, et afin de se conformer aux normes en vigueur, des procédés de traitement s'imposeront dès lors que la production de gaz sera accompagnée de constituants acides tels que le CO_2 ou l' H_2S , de composés liquides hydrocarbures et/ou d'eau. Des équipements de séparation di ou triphasiques et des traitements spécifiques de désulfuration du gaz et/ou de traitement d'eau devront alors être implantés. À titre d'exemple, dans le cas de l'exploitation de Marcellus (États-Unis), suite à un projet de démonstration d'équipement, il est prévu d'installer une unité de traitement des retours de fluides de fracturation (partie repompée pour recyclage, ou "flow back"¹) et des eaux de production d'une capacité de 4 500 m³/jour. Plusieurs autres unités devraient être installées².



Fig. 3.4 – Un puits de gaz de schiste en production. (Statoil Press gallery)

La durée de la phase de production, de l'ordre de grandeur d'une décennie, dépendra en fait beaucoup des conditions géologiques locales, de l'efficacité de la fracturation hydraulique, de la complétion des puits et des conditions économiques.

¹ La période de "flow-back" est la période qui suit immédiatement la fracturation hydraulique et qui consiste à pomper le fluide de fracturation

² Water treatment system cleans Marcellus wastewater, DOE News – Funded field demonstration speeds commercialization of mobile desalination system, April 13, 2011

3.1.3 Arrêt de la production et abandon des puits

Lorsque la production du gisement n'est plus rentable, on procède à la fermeture du site d'exploitation. Les procédures d'abandon de puits et les opérations associées sont notamment codifiées par une norme API (*American Petroleum Institute*).

La fermeture du site doit commencer par un diagnostic complet de l'état du puits afin d'identifier un défaut de l'ouvrage, par exemple une corrosion importante du cuvelage. Ce diagnostic est indispensable car la pérennité des barrières (cimentation primaire dans les annulaires, les *bridge plugs*, les bouchons de ciment) mises en place dans un puits pour garantir l'étanchéité peut poser question. Le fait que le puits ait été régulièrement soumis à des sollicitations mécaniques importantes au cours de la production (montées en pression), que des fluides acides aient été pompés via ces puits dans les roches, risque d'avoir induit une fragilisation de la cimentation primaire (par exemple, sous la forme d'une fissuration ou d'une dissolution du ciment).

Une fois le diagnostic établi et les opérations correctives nécessaires réalisées, on procède au bouchage des puits, en injectant quelques mètres-cubes de matériaux cimentaires à l'intérieur du tubage de production. Le bouchage d'un puits ne consiste pas à mettre en place une barrière de ciment sur toute la hauteur du puits : des hauteurs de bouchon de 50 à 100 m sont considérées comme suffisantes pour assurer l'étanchéité. Les matériaux de cimentation utilisés sont généralement des pâtes de ciment Portland incorporant quelques additifs (en faibles teneurs, de 0,1 à 5 % poids). Ces matériaux de cimentation et les additifs utilisés ne présentent aucun risque toxique et doivent répondre aux réglementations en vigueur (par exemple, REACH³ en Europe).

Après la fermeture, le site peut être rendu à sa fonction première.

3.2 La gestion de la ressource en eau

Le forage horizontal et, surtout, la fracturation hydraulique, nécessitent de l'eau. Bien que les données soient très variables suivant les bassins sédimentaires, et même au sein d'un même bassin, la quantité d'eau nécessaire à la réalisation du forage d'un puits et de sa fracturation hydraulique est de l'ordre de 10 000 à 15 000 m³.

Tableau 3.1 – Les besoins en eau des forages horizontaux pour l'exploitation des gaz de schiste
in "Modern shale gas development in the United States : a primer (2009)"

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
Barnett Shale	Eau pour le forage	1 500 m ³
	Eau pour la fracturation	8 600 m ³
	TOTAL	10 100 m ³
Fayetteville Shale	Eau pour le forage*	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11 000 m ³
	TOTAL	11 225 m ³
Haynesville Shale	Eau pour le forage	3 780 m ³
	Eau pour la fracturation	10 200 m ³
	TOTAL	13 980 m ³
Marcellus Shale	Eau pour le forage*	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14 300 m ³
	TOTAL	14 600 m ³

*Forages réalisés à l'air ou avec une boue à base d'huile

Note : ces valeurs sont des moyennes qui peuvent varier d'un forage à l'autre

Source : All Consulting, 2008 in DOE, 2009

³ REACH : Registration, Evaluation and Authorisation of CHemicals est un règlement du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne adopté le 18 décembre 2006. Il modernise la législation européenne en matière de substance chimique et met en place un système d'enregistrement, d'évaluation et d'autorisation des substances chimiques dans l'Union européenne. Son objectif est "d'améliorer la protection de la santé humaine et de l'environnement tout en maintenant la compétitivité et en renforçant l'esprit d'innovation de l'industrie chimique européenne"

Cette valeur peut paraître intrinsèquement très importante, mais une part significative de cette eau (de 30 à 70 %) est recyclée. Par ailleurs, elle doit être relativisée : elle représente l'équivalent de 4 à 6 piscines olympiques et une ville comme Paris consomme en moyenne 550 000 m³ d'eau potable par jour.

D'autre part, l'optimisation du nombre et du contrôle des fracturations a permis une réduction de la consommation d'eau de 30 %. Des gains supplémentaires pourraient être obtenus par l'utilisation de forages en plus petit diamètre ou encore par l'utilisation de mousses comme fluides de fracturation. Ces dernières voies font encore l'objet d'études.

Encadré 1 – **La ressource en eau : un bien précieux qu'il faut gérer**

Au 20^e siècle, la population mondiale a triplé pendant que la consommation d'eau à des fins humaines était multipliée par six ! Cette utilisation domestique de l'eau, bien qu'essentielle, ne représente que 10 % de la consommation totale ; 20 % est utilisé à des fins industrielles et 70 % pour l'irrigation.

Une des principales caractéristiques des ressources mondiales en eau douce est l'inégalité de sa distribution dans le temps et dans l'espace. Jusqu'à tout récemment, la gestion des ressources en eau était presque exclusivement axée sur une redistribution au moment et à l'endroit où la population en avait besoin. Il s'agit d'une approche technique orientée sur l'offre. Mais tout indique que la ressource en eau diminue à mesure que la population augmente, tandis que la consommation d'eau par habitant continue de croître ; il faut donc gérer la ressource d'eau douce.

Cette eau douce peut être décomposée en deux types : l'eau verte et l'eau bleue

L'eau verte est l'eau de pluie qui s'emmagasine dans le sol ou dans les plantes ou tout autre organisme. Elle constitue la principale source d'approvisionnement pour les écosystèmes naturels et l'agriculture non irriguée. Cette eau contribue pour 60 % à la nourriture à l'échelle mondiale.

L'eau bleue est l'eau superficielle renouvelable qui réalimente les nappes phréatiques. Elle constitue la principale source de prélèvements humains et est l'objet traditionnel de la gestion des ressources en eau. L'eau bleue disponible représente au total 40 000 km³ (1 km³ = 1 Gm³) par année (Shiklomanov, 1999). De cette quantité, on estime que 3 800 km³ sont prélevés à des fins humaines et que 2 100 km³ sont effectivement consommés.

Ces chiffres globaux montrent que la ressource en eau potable est largement supérieure (20 fois) au volume consommé, mais cette valeur est trompeuse du fait que cette ressource est très inégalement répartie à la surface du globe : une grande partie des ressources mondiales en eau est disponible là où la demande humaine est restreinte, comme dans le bassin de l'Amazonie ou en Arctique.

Il est donc indispensable de raisonner à une échelle beaucoup plus locale, celle de la zone de recharge des nappes phréatiques considérées, pour quantifier le volume maximal qui peut être prélevé ; d'autre part, il convient de définir la hiérarchisation de son usage pour éviter tout conflit d'usage. Il faut ensuite replacer cette zone dans un contexte plus général, pour raisonner à l'échelle de tout un bassin versant, puis de toute une région.

www.worldwatercouncil.org

De plus, pour effectuer les opérations de forage et de fracturation hydraulique, l'eau n'a pas besoin d'être potable, ni potabilisable ; cette utilisation n'entre donc potentiellement pas en concurrence avec l'utilisation de l'eau pour l'agriculture ou les besoins humains.

Néanmoins, en tout état de cause, l'utilisation de la ressource en eau pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels ne doit pas créer de conflit d'usage.

3.3 Les fluides de forage

Les fluides de forage assurent plusieurs fonctions :

- assurer la remontée des déblais : la circulation d'une boue visqueuse permet d'évacuer les déblais rocheux depuis le fond du puits jusqu'à la surface, où les solides sont séparés du fluide ; ce sont ces déblais qui sont analysés par le géologue pour assurer le suivi du forage ;
- maintenir les déblais en suspension lors d'arrêts de circulation : en effet, pour permettre l'ajout de tiges de forage, il faut stopper la circulation du fluide. Pendant ce temps d'arrêt, les déblais peuvent sédimenter, ce qui pourrait entraîner le bouchage du puits ;
- maintenir les parois du puits : le fluide en écoulement va exercer une pression généralement supérieure à la pression des fluides contenus dans la formation forée. Cela permet d'empêcher la déstabilisation des terrains et de contrôler la venue de fluides des formations traversées ;
- refroidir et lubrifier le trépan au cours du forage.

Cette utilisation de ces fluides de forage est commune à l'exploitation des hydrocarbures tant conventionnels que non conventionnels. Durant toute la durée du forage, le fluide de forage circule en circuit fermé.

Encadré 2 – Le forage Rotary

La technique classique de réalisation d'un puits est la technique de forage Rotary inventée au début du siècle par A. Lucas pour un forage au Texas. Cette technique consiste à appliquer un poids sur un outil (trépan à molettes dentées) mis en rotation par l'intermédiaire d'un train de tiges. Sous l'effet combiné du poids et de la rotation, l'outil entaille la roche en produisant un certain nombre de déblais rocheux appelés "*cuttings*". Ces déblais sont remontés à la surface grâce à un fluide (appelé "boue de forage") qui circule au travers des tiges et remonte dans l'espace annulaire.

Les tiges sont ajoutées au fur et à mesure de la progression du forage. Lorsqu'une certaine longueur a été forée, on descend un tube d'acier (*casing*), qui est ensuite scellé dans le trou avec du ciment. Le forage redémarre alors avec un diamètre inférieur. Le puits est ainsi régulièrement tubé au cours du forage.

À la sortie du puits, le fluide de forage subit différents traitements (tamisage, dilution, séparation) et est ensuite réajusté en composition. Cet ajustement est rendu nécessaire par le fait que les couches traversées ne sont pas nécessairement à l'équilibre hydrostatique ; il permet d'éviter soit une invasion de la couche en cas de pression inférieure à la pression hydrostatique attendue (et donc un endommagement de la production), soit une éruption en cas de surpression.

Les différents types de fluides de forage peuvent être classés en deux grandes familles :

- les boues à l'eau (WBM) : ce sont principalement des solutions aqueuses d'argile et de polymères dans une saumure avec différents types de solides et d'additifs ;
- les boues à l'huile (OBM) : ce sont des émulsions inverses (eau dans huile) stabilisées par des systèmes émulsifiants.

Le choix de la formulation à utiliser dépend de la formation rocheuse à traverser, des pressions de couche, des contraintes environnementales et économiques ainsi que des possibilités d'approvisionnement sur place. Différentes formulations peuvent être utilisées sur un même forage selon les couches géologiques traversées. Les boues à l'huile donnent généralement de meilleurs résultats (meilleure lubrification, minimisation de l'endommagement des formations productrices, résistance aux hautes températures) mais sont généralement plus chères. Des huiles synthétiques (SBM) sont souvent utilisées. La mise au point de formulations "vertes" a été un axe important de recherche et de développement dans les années 1990-2000.

Les propriétés que l'on exige des boues sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires. Les boues doivent, par exemple, être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et éviter la fracturation non désirée de la formation traversée. De nombreux additifs multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour obtenir les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces additifs en 20 catégories représentées dans le tableau 3.2 :

Tableau 3.2

1	Contrôleur d'alcalinité	11	Lubrifiant
2	Bactéricide	12	"Décoincant"
3	Anti-calcium	13	Inhibiteur de gonglement des argiles
4	Inhibiteur de corrosion	14	Produit facilitant la séparation
5	Anti-mousse	15	Stabilisateur haute température
6	Agent moussant	16	Défloculant
7	Émulsifiant	17	Viscosifiant
8	Réducteur de filtrat	18	Alourdissant
9	Floculant	19	Fluide de base aqueux (saumure)
10	Colmatant	20	Fluide de base oléagineux

Les boues de forage ont donc des formulations extrêmement complexes, comprenant des additifs multifonctions. Pour éviter des problèmes de reproductibilité sur chantier, la profession a normalisé la préparation et la caractérisation des fluides de forage. Ces normes sont éditées par l'API (*American Petroleum Institute*) et concernent aussi bien la formulation sur site qu'en laboratoire.

Chaque formulation spécifique est caractérisée et optimisée en laboratoire avant d'être utilisée. Toutefois, la boue subit au cours de sa circulation dans le puits de nombreuses contraintes et peut être affectée par des événements liés au forage (venues d'eau, venues de gaz, etc.) ; il est donc important de contrôler les propriétés en cours de forage et, en particulier, les propriétés de viscosité.

Les volumes de fluides de forage utilisés peuvent varier de 100 m³ (forage onshore) à 600 m³ (forage offshore). Le besoin global en eau durant cette phase de forage est de l'ordre de 1 000 à 2 000 m³.

Les masses de *cuttings* (déblais solides) générés peuvent atteindre plusieurs centaines de tonnes par puits. Ces fluides et déblais sont considérés par la législation comme des déchets et doivent, à ce titre, être gérés à la fin de l'opération : le générateur de déblais en est toujours responsable. La réglementation concernant ces "déchets" varie selon la situation géographique et les législations locales. Diverses techniques peuvent être mises en œuvre pour nettoyer ou éliminer les déblais et les boues (boues à l'huile principalement). Ces techniques peuvent être de nature chimique, thermique, bactériologique, par extraction, incinération, épandage, voire par injection dans des zones profondes ou de stockage.

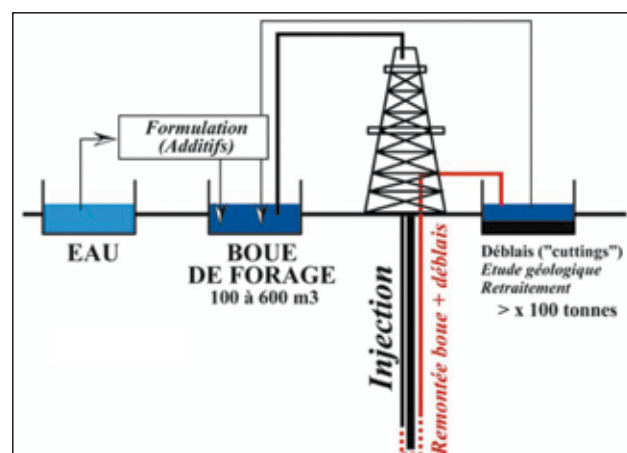


Fig. 3.5 – Le circuit du fluide de forage. Source : IFPEN

3.4 Les fluides de fracturation

L'objectif d'une opération de fracturation est de créer artificiellement un drain perméable par rupture de la roche de part et d'autre du puits. Les fluides de fracturation ont donc deux fonctions :

- créer la fracture par montée en pression et développer son extension ;
- puis maintenir la fracture ouverte par transport et dépôt de particules solides (*proppants*).

L'opération de fracturation se termine par le dégorgement de la fracture et la mise en production du puits.

Les fluides utilisés doivent donc présenter plusieurs propriétés parfois contradictoires : forte viscosité pour la formation de la fracture et le transport des particules solides dans la fracture ainsi créée, faible viscosité pour être facilement injectable dans les *tubings*, faible filtration dans la formation, facilité à être éliminés lors du dégorgement en préservant en particulier la perméabilité de la face de fracture et du lit de *proppants* déposés, ce à quoi il faut ajouter la stabilité des produits dans les conditions de température et de pression du réservoir et la résistance au cisaillement. Les performances des fluides de fracturation sont devenues un sujet de recherche très actif, surtout à partir des années 80 et 90.

Une opération de fracturation débute en général par un traitement à l'acide, le plus utilisé étant l'acide chlorhydrique (HCl) à 15 % en masse, afin de nettoyer les abords du puits qui pourraient être endommagés par les résidus de boue de forage et de ciment. L'acide est injecté à faible débit, pour ne pas dépasser la pression de fracturation, et ce pendant une assez longue période. Afin de protéger les installations, des inhibiteurs de corrosion sont ajoutés. Un bouchon d'eau contenant un stabilisant des argiles est ensuite injecté. Le fluide de fracturation proprement dit est ensuite injecté sous forte pression, la valeur de cette pression dépendant directement de la profondeur de l'objectif à fracturer (plus de 250 bar à 2 500 m de profondeur).

3.4.1 Composition des fluides de fracturation

Le fluide injecté lors de la fracturation hydraulique est formé à plus de 99 % d'un mélange d'eau et de particules solides ("*proppants*", qui peuvent être du sable, des particules d'oxyde d'aluminium, des billes de céramique). Le 1 % restant est constitué d'additifs chimiques qui permettent au fluide de satisfaire aux exigences souvent contradictoires de la fracturation.

Le fluide de fracturation est donc constitué d'une phase liquide dont les propriétés rhéologiques sont contrôlées et d'une phase solide destinée à rester en place afin de maintenir les fractures ouvertes et à former ainsi un drain pérenne par lequel les hydrocarbures vont pouvoir s'écouler vers le puits.

Plusieurs grandes catégories d'additifs chimiques sont utilisées :

- Les "contrôleurs de viscosité"

Ces additifs visent à minimiser les pertes de charge tout en assurant au fluide de fracturation une viscosité suffisante pour permettre au sable de rester en suspension dans le fluide et de bien pénétrer dans les fractures. Pour y parvenir, on utilise la gomme de guar réticulée, un polysaccharide issu d'un haricot — le Guar — utilisé dans l'agro-alimentaire comme gélifiant (cf. Encadré 3). En incorporant un agent de réticulation à action différée, il est possible d'obtenir une solution relativement peu visqueuse permettant un pompage aisé, qui, une fois en place, deviendra un fluide viscoélastique capable de maintenir en suspension les particules solides. Mais il faut aussi que ce fluide redevienne le plus rapidement possible peu visqueux afin de pouvoir mettre le puits en production. On utilise alors généralement des enzymes et des oxydants qui détruisent le gel une fois la fracturation effectuée et le sable mis en place.

- Des bactéricides

Ces bactéricides ont pour objectif la préservation des gommes de guar, biodégradables. En effet, leur mise en solution est effectuée en surface et la solution est stockée dans des bacs avant usage. La dégradation bactérienne aurait pour effet de dégrader leurs propriétés.

- Des additifs anti-friction, qui permettent de diminuer notablement les pertes de charge lors de la fracturation hydraulique.
- Des réducteurs de filtrat, qui permettent de contrôler les pertes de fluides notamment dans un milieu fissuré.
- Enfin, des additifs permettant de contrôler le pH et la teneur en oxygène du mélange afin d'optimiser les qualités du fluide de fracturation.

Encadré 3 – Une plante aux multiples usages – Le haricot de Guar



De son vrai nom *Cyamopsis tetragonolobus*, le haricot de Guar est une plante annuelle de la famille des Fabaceae, de 1 à 2 m de haut à feuilles trifoliées velues et fleurs roses. Cette espèce originaire d'Afrique de l'Est est principalement cultivée en Inde dans les provinces du Penjab et du Rajasthan. Cette espèce, résistante à la sécheresse, est cultivée pour ses graines, comme fourrage ou comme légume. Les graines sont utilisées pour en extraire de la gomme. Dans l'industrie alimentaire, la gomme de guar est surtout utilisée comme agglutinant, épaississant et stabilisant dans les aliments grâce à sa texture uniforme et ses propriétés pour former des gels. Elle peut être utilisée dans les sauces, crèmes glacées et sorbets, produits de boulangerie et de pâtisserie, poudres, etc.

Dans l'industrie pétrolière, et plus particulièrement dans la fracturation hydraulique, on utilise la gomme de guar comme contrôleur de viscosité.

3.4.2 Toxicité des fluides de fracturation

En 2004, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) rapporte que la fracturation hydraulique, surtout si elle est effectuée avec des fluides majoritairement aqueux, ne présente aucun risque de pollution vis-à-vis de l'approvisionnement en eau potable⁴. Depuis, devant la forte croissance du nombre de puits forés et fracturés, une enquête sur la dangerosité des produits a été décidée aux États-Unis. L'EPA a demandé aux sociétés de service pratiquant la fracturation hydraulique de fournir la liste des produits chimiques utilisés durant les cinq dernières années pour ces opérations.

Parallèlement, "*The Endocrine Disruption Exchange, Inc.*" (TEDX) maintient une base de données rassemblant les produits utilisés lors de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de roche-

⁴ EPA 816-R-04-003, *Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs*, Juin 2004, http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm

mère ainsi que leurs effets potentiels sur la santé. L'analyse de cette base de données est disponible sur le site de TEDX⁵. 650 produits chimiques entrant dans la composition des 980 produits "commerciaux" ayant été utilisés pour la production de gaz de schiste ont été identifiés et leur toxicité évaluée majoritairement à partir de leur MSDS (*Material Safety Data Sheet*).

En outre, un rapport en date du 18/04/2011, effectué pour le compte du "Committee on Energy and Commerce", et ayant pour titre "Chemicals used in Hydraulic Fracturing"⁶, donne l'ensemble des produits utilisés par les 14 principales compagnies de service des États-Unis entre 2005 et 2009. Il y est indiqué que, durant cette période, ces compagnies ont utilisé plus de 2 500 produits contenant en tout 750 composants chimiques. Le produit le plus couramment employé dans les fluides de fracturation pendant cette période est le méthanol, que l'on trouve dans 342 formulations. La liste des principaux produits (en nombre de citations dans les formulations utilisées) est donnée dans le tableau 3.3 :

Tableau 3.3

Chemical component	No. of products containing chemical
Methanol (Methyl alcohol)	342
Isopropanol (Isopropyl alcohol, Propan-2-ol)	274
Crystalline silica – quartz (SiO ₂)	207
Ethylene glycol (1,2-ethanediol)	119
Hydrotreated light petroleum distillates	89
Sodium hydroxide (Caustic soda)	80

En fait, le nombre de produits réellement utilisés est bien moindre et, à la demande de l'EPA, les sociétés de service doivent en communiquer la liste.

La formulation des fluides de fracturation dépend des caractéristiques du milieu à fracturer (température, perméabilité, porosité, etc.) et fait partie du savoir-faire des sociétés de service. Ainsi, si l'on regarde des produits utilisés par Halliburton⁷ dans différents champs d'hydrocarbures de roche-mère aux États-Unis, on peut remarquer que, pour le champ d'Eagle Ford (Texas), deux formulations très différentes ont été utilisées :

- une formulation dite "Hybrid" contenant 8 % de *proppants* et dont les différents produits représentent 2,5 % du fluide de fracturation. Ces produits contiennent 51 produits chimiques différents, dont 24 ont une fiche de données de sécurité les qualifiant de dangereux ;
- une formulation dite "Waterfrac", ne contenant que 2,6 % de *proppants* et dont la proportion de produits utilisés n'est que de 1,1 %. Ces derniers ne contiennent que 28 produits chimiques différents, dont seulement 13 sont réputés dangereux de par leur MSDS.

Ces deux exemples montrent qu'il est possible d'adapter la formulation des fluides de fracturation afin d'en réduire l'impact environnemental.

Le rapport 2011 du Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET n° 2011-04-G) et du Conseil général de l'Environnement et du Développement durable référencé CGIET n° 2011-04-G – CGEDD n° 007318-01 et intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" précise « *qu'il est possible d'imposer une liste positive de produits (une vingtaine et non 500) permettant de couvrir toutes les fonctionnalités attendues du mélange et bien adaptées au sous-sol français. Cette liste pourrait être établie par un Comité scientifique à créer. Elle s'imposera alors à toutes les opérations de forage de grande profondeur. En réduisant le nombre de molécules susceptibles d'être utilisées, elle limitera "l'effet cocktail" et permettra de mieux appréhender les interactions entre produits et les réactions chimiques potentielles avec les composants de la roche-mère.*

5 Theo Colborn et al., *Natural Gas Operations from a Public Health Perspective*, *International Journal of Human and Ecological Risk Assessment*, in press

6 <http://democrats.energycommerce.house.gov/index.php?q=news/committee-democrats-release-new-report-detailing-hydraulic-fracturing-products>

7 http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fluids_disclosure.html

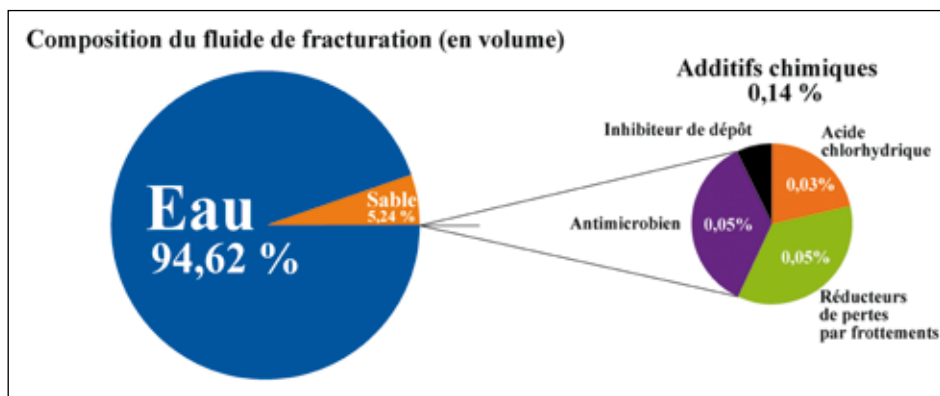
Pour ne pas figer le progrès technique, cette liste devra être régulièrement tenue à jour. Un dispositif dérogatoire pourrait être prévu afin d'autoriser, à titre exceptionnel, un opérateur à utiliser un produit non visé dans la liste des produits autorisés, à la double condition de la démonstration par le demandeur de l'innocuité du produit concerné et de l'accord du Comité scientifique. »

Il est important de souligner qu'en Europe de telles activités industrielles seraient encadrées par la Directive REACH qui concerne toute entreprise produisant, important, utilisant ou mettant une substance, une préparation ou un article sur le marché. REACH confierait la responsabilité de l'évaluation et de la gestion des risques des substances aux producteurs et importateurs alors que les utilisateurs professionnels et les fabricants de produits auraient, eux aussi, des obligations réglementaires à remplir pour pouvoir continuer à utiliser ou mettre sur le marché leurs fabrications (en fonction des tonnages).

Il faut aussi noter que ces produits, fortement dilués, sont couramment utilisés dans les produits de la vie courante comme détergents, cosmétiques ou désinfectants.

À la suite d'une modification des lois américaines, de nombreux opérateurs ont publié la liste des produits présents dans leurs fluides de fracturation (Halliburton, Chesapeake, Range resources).

Actuellement de nombreuses recherches sont effectuées pour limiter le nombre d'additifs chimiques utilisés dans les fluides de fracturation. Ces nouveaux additifs chimiques issus de la "chimie verte" permettront d'utiliser des produits biodégradables. Sans aller jusque là, Halliburton propose déjà des fluides de fracturation n'utilisant que des additifs chimiques dont l'emploi est autorisé dans l'industrie agro-alimentaire ("CleanSuite").



Liste des additifs employés par Range Ressources dans les Marcellus shale (USA)						
Additif	Composition	But	Dilution	Volume moyen	%	Usage commun
Eau	Eau	Créer des fractures	L'eau est le principal constituant	15 000 m ³	94,69%	L'eau est la molécule la plus abondante à la surface de la Terre
Sable	Sable	Permettre aux fractures de rester ouvertes	Le sable est le deuxième constituant	850 m ³	5,17%	Le sable sert à la filtration de l'eau potable
Acide dilué	Acide chlorhydrique	Dissoudre les ciments minéraux dans les fractures	Dilué à 1/4 litre pour 1000 litres d'eau	5 m ³	0,03%	Piscines et nettoyants ménagers
Réducteur de perte par frottements	Polyacrylamide	Réduire la friction	Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau	7,7 m ³	0,05%	Traitement de l'eau et des sols
Agent antimicrobien	Glutaraldehyde éthanol et méthanol	Éliminer les bactéries	Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau	7,7 m ³	0,05%	Traitement de l'eau désinfectant stérilisation médicale
Inhibiteur de dépôts	Ethylène glycol Alcool et Hydroxyde de sodium	Empêcher les dépôts dans les tuyaux	Dilué à 1/10 litre pour 1000 litres d'eau	1,9 m ³	0,01%	Traitement de l'eau nettoyants ménagers agent de dégivrage

Fig. 3.6 – Composition du fluide de fracturation. Source : RANGE Resources pour les Marcellus shale, États-Unis

3.4.3 Recyclage et traitement des fluides de fracturation

Une part significative de l'eau injectée pour réaliser la fracturation hydraulique est récupérée (20 à 70 %), essentiellement avant la mise en production du puits, mais aussi pendant la production. Cette eau est traitée soit sur place au niveau du forage (ou d'un *pad* de forages), soit acheminée à un centre de traitement des eaux. Comme elle a circulé sous forte pression dans les couches sédimentaires, elle est généralement chargée en sels et contient beaucoup d'éléments en suspension.

Avant traitement, les eaux usées sont généralement entreposées temporairement sur le site de forage dans des réservoirs ou bassins. Des outils nécessaires à l'encadrement de la gestion de ces eaux usées devront être créés spécifiquement pour ces activités. Ces outils pourraient prendre la forme de guides ou de lignes directrices visant à établir les exigences qui seraient imposées aux entreprises, notamment :

- la construction d'unités de traitement propre à ce type d'eaux usées, répondant à la spécificité des polluants, de type mobile ou permanente ;
- ou le prétraitement efficace des eaux de fracturation sur place avant l'acheminement vers une station d'épuration municipale, conçue a priori pour ne recevoir que des eaux pluviales ou usées d'égoûts domestiques.

La chaîne de traitement de cette eau dépend de son utilisation ultérieure et des réglementations en vigueur. Ce traitement peut être plus complexe notamment quand, dans certains cas comme les *Marcellus shales* aux États-Unis ou les *Alum shales* en Suède, les eaux de formation contiennent des particules radioactives provenant des argiles.

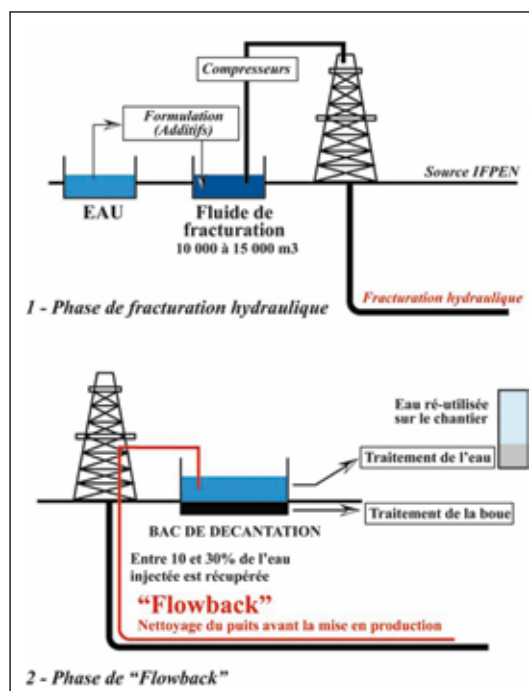


Fig. 3.7 – Le circuit du fluide de fracturation

En effet, des contaminants naturels peuvent être naturellement présents dans les formations géologiques, tels l'uranium, des minéraux et des métaux lourds. Ils peuvent se retrouver dans les débris de forage ainsi que dans les eaux usées. Le forage ou la fracturation hydraulique ne concentrent pas ces éléments mais peuvent permettre leur remontée en surface, soit directement avec les déblais de forage, soit par leur mobilisation dans le fluide de fracturation. Les eaux usées issues du forage ou les eaux de formation sont, comme les déblais du forage, d'ores et déjà soumises à une réglementation régissant leur utilisation et leur traitement.

3.5 Les eaux de production

On appelle eaux de production l'eau produite concomitamment aux hydrocarbures pendant la phase d'exploitation.

Le traitement de ces eaux de production n'est pas spécifique à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère. Cependant, dans ce cas, ces eaux sont traitées dans les installations qui ont servi au traitement des fluides de fracturation. Ces dernières ne sont donc pas démontées à la fin du forage, mais maintenues et adaptées sur place pour la durée de la phase d'exploitation.

3.6 La protection des aquifères superficiels

Les aquifères sont des formations géologiques perméables qui contiennent de l'eau dans leur porosité. Les aquifères superficiels contiennent de l'eau douce utilisée pour l'alimentation en eau potable.

Les aquifères plus profonds contiennent de l'eau salée totalement impropre à la consommation humaine. On les appelle aquifères salins profonds. Ce sont eux qui, parfois, abritent des gisements de pétrole et de gaz quand, localement, l'eau de l'espace intergranulaire de la roche a été remplacée par des hydrocarbures.

3.6.1 L'étanchéité du forage

Dans les premières centaines de mètres, les forages peuvent traverser des aquifères d'eau potable ou potabilisable qu'il faut totalement isoler des fluides profonds remontant vers la surface (eau chaude, hydrocarbures).



Section de la partie supérieure d'un forage : les 4 cuvelages séparés par 3 cimentations assurent son étanchéité

Le forage est donc réalisé par étapes successives, de manière à protéger les couches qui doivent l'être en les isolant des autres. Quand un aquifère est traversé, avant de poursuivre le forage, on descend dans le puits un tube en acier (cuvelage ou "casing") et on cimente la partie annulaire entre l'extérieur du tube et la roche. Après vérification de la qualité du tubage et de sa cimentation par des méthodes géophysiques, le forage reprend, avec un diamètre d'outil plus petit. Si on rencontre un nouvel aquifère, on met un nouveau cuvelage, que l'on cimente à son tour. Lors de la traversée des couches superficielles et des aquifères d'eau douce, on a ainsi 2, voire 3 enveloppes d'acier plus 3 à 4 enveloppes de ciment qui rendent tout risque de fuite virtuellement nul.

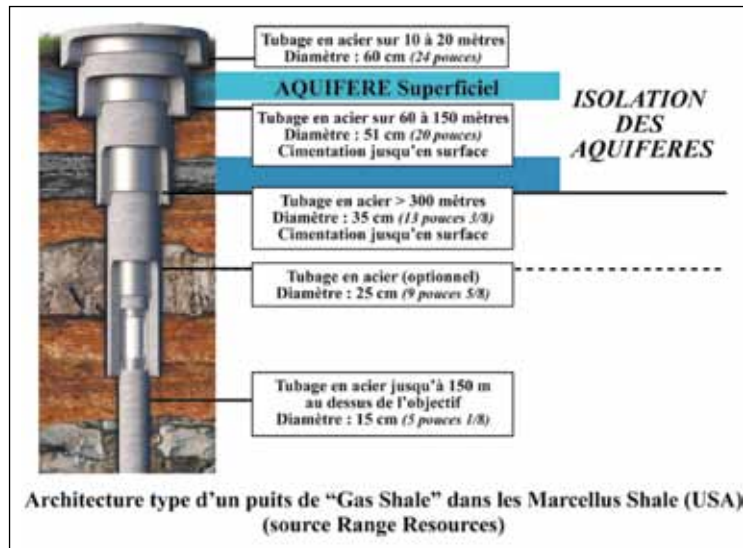


Fig. 3.8 – L'architecture d'un puits pétrolier ou gazier

Lors de la fracturation hydraulique, la pression au niveau du puits augmente fortement : cette augmentation peut conduire à un endommagement mécanique de l'ouvrage (fissuration de la gaine de ciment, formation de micro-annulaires entre la roche et le ciment et/ou le ciment et le cuvelage). De plus, la répétition d'opérations de fracturation hydraulique au cours de la vie du puits est un risque supplémentaire pouvant conduire à une perte d'étanchéité du puits. Enfin, l'utilisation répétée de produits corrosifs peut conduire à terme à une fragilisation des tubages, voire de la gaine de ciment. Il est donc impératif de s'assurer de la qualité de la complétion du puits avant de commencer la production.

Le développement très rapide de l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis depuis quelques années a donné lieu à des cas de contamination des nappes phréatiques superficielles par des fluides de fracturation. Il semble cependant que ces cas soient imputables à un défaut de cimentation dans les parties supérieures du forage et non pas directement à l'exploitation des gaz de schiste ou à la fracturation hydraulique.

Il est cependant indispensable de prendre en compte les fuites de gaz au niveau du puits. D'après le BAPE (Bureau d'audiences publiques sur l'environnement) québécois, le risque de la migration du gaz naturel dans le sol puis dans l'air dans les régions d'exploitation est avéré. Des observations montrent que le méthane peut migrer de façon naturelle vers la surface, mais que certains forages gaziers ont pu accélérer le phénomène.

En conséquence, des exigences supplémentaires de suivi dans les zones habitées, considérées plus à risque, pourraient être demandées, notamment par la mesure régulière, voire permanente ("*monitoring*"), de la présence de gaz dans les nappes phréatiques (aquifères) et dans l'air. Il est aussi indispensable d'établir une "ligne de base", un état des lieux avant tout forage permettant de mesurer les variations imputables à l'activité du forage.

Une étude réalisée en Alberta indique qu'il y avait, en 2007, plus de 18 000 puits présentant des émanations de gaz [Bexte *et al.*, 2009]. La même étude rapporte que, de 2005 à 2007, pour un nombre de forages variant de 331 à 393 selon l'année, le pourcentage de puits présentant une migration de gaz allait de 7 à 19 %. L'étude a conclu que les risques associés aux fuites de gaz étaient trop élevés et qu'il fallait améliorer la situation en modifiant les méthodes de cimentation des puits, ce qui a permis de réduire le nombre de fuites de gaz à moins de 1 % pour les migrations. Cette très nette diminution des puits "fuyards" montre que l'application des bonnes pratiques permet de réduire considérablement les risques.

Aux États-Unis, l'EPA évalue que les 500 000 puits gaziers répertoriés par le *Department Of Energy* des États-Unis (DOE) et en exploitation généreraient des émissions fugitives totales de méthane d'environ

14,1 Mt de CO₂ éq./an, soit une moyenne de 28 200 kg par puits. Ces émissions proviendraient de fuites liées aux puits eux-mêmes (fuites dans le sol et par l'évent), aux conduites de collecte et aux stations de traitement du gaz naturel.

Ces deux études ne distinguent pas les gisements conventionnels (la très grande majorité des puits étudiés) des puits ayant subi une fracturation hydraulique.

Selon le rapport du BAPE québécois, les puits orphelins ou abandonnés "peuvent" présenter un risque pour l'environnement, notamment parce qu'ils peuvent servir de chemin préférentiel pour la contamination des eaux souterraines ainsi que pour les eaux de fracturation. Plusieurs des cas de contamination d'aquifères ou de puits domestiques répertoriés résulteraient de puits abandonnés (Lacombe *et al.*, 1995). Si des puits abandonnés ou orphelins présentent un défaut d'étanchéité, il peut se créer un "lien hydraulique" entre les aquifères de surface et les fluides profonds.

Il faut cependant rappeler que les processus d'abandon des puits sont régis par des normes strictes qui réglementent notamment la mise en place des différents "bouchons".

3.6.2 La fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique a pour but, au niveau de la roche-mère, de ré-ouvrir des fractures préexistantes ou d'en créer de nouvelles. Ces objectifs pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère se situant à des profondeurs généralement supérieures à 2 000 m, le risque de la propagation de ces fractures au travers d'une couverture géologique jusqu'aux aquifères superficiels est à exclure.

En effet, la fracturation hydraulique ne se fait sentir dans le plan horizontal que sur quelques dizaines de mètres autour du puits ; dans le plan de la stratification, les fissures peuvent atteindre plusieurs centaines de mètres mais les progrès effectués dans le suivi et la gestion de la fracturation hydraulique (et notamment l'écoute passive des microséismes lors des phases de fracturation) permettent de bien contrôler leur extension géographique.

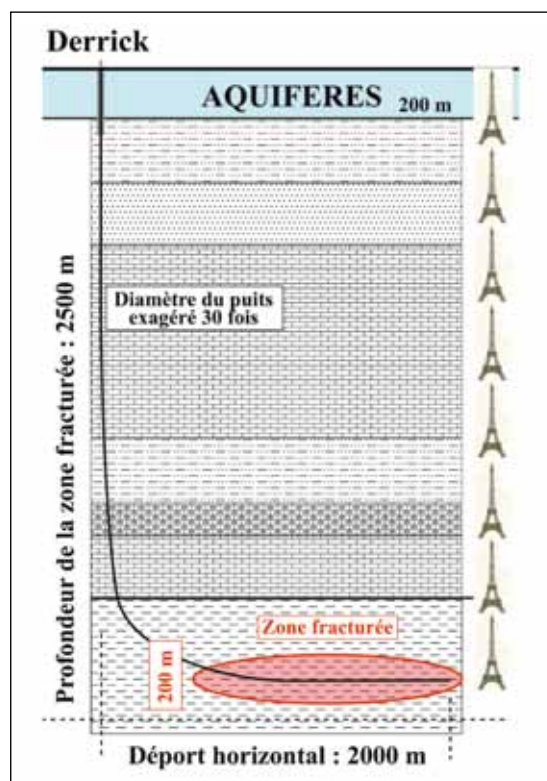


Fig. 3.9 – La zone affectée par la fracturation hydraulique dans son contexte géologique. Source : IFPEN

L'écoute passive est une technique géophysique qui consiste à localiser les micro-séismes engendrés par la propagation des fissures lors de la phase de fracturation hydraulique. Grâce à des capteurs très sensibles placés en surface ou dans les puits voisins, il est possible de localiser, quasiment en temps réel, la propagation des fissures (nuage de points sur la fig. 3.10). La fracturation hydraulique est réalisée par tronçons d'une centaine de mètres ; l'écoute sismique permet de suivre chaque étape ("*job*") de fracturation et, quand cette dernière est jugée satisfaisante, de passer au tronçon suivant.

La fracturation hydraulique en elle-même ne présente pas de danger, mais une analyse structurale fine et des mesures pétrophysiques et géomécaniques des argiles sont cependant nécessaires afin de s'assurer avant l'opération :

- que le profil de fracturation (montée en pression, volume et vitesse d'injection du fluide de fracturation, formulation du fluide de fracturation) est adapté au puits ;
- que la zone affectée par la fracturation ne risque pas de mettre en communication les fluides profonds et les aquifères de surface par l'intermédiaire de failles ou de drains intermédiaires ;
- que l'injection de fluides à haute pression ne permet pas la réactivation d'une faille. La sismicité induite est abordée dans le paragraphe 3.8.

Encadré 4 – La fracturation naturelle

L'évolution géologique d'un bassin sédimentaire se fait sur des dizaines voire des centaines de millions d'années. Lors de leur dépôt, les couches sont généralement gorgées d'eau et ont une certaine facilité à se déformer. Au fur et à mesure de leur enfouissement, elles deviennent plus "cassantes". En fonction des mouvements tectoniques qui affectent le bassin sédimentaire, il apparaît dans certains bancs une fracturation naturelle, visible lorsque ces couches sont en surface.



Fracturation naturelle dans des bancs de calcaires argileux (Ardèche, France). Source : Jean-Luc Faure, IFPEN

L'étude de ces familles de fracturation par le géologue permet de reconstituer l'histoire tectonique du bassin sédimentaire. Associées à la mesure du champ de contraintes actuel, la description et la compréhension de ce réseau de fractures naturelles permettront d'élaborer la stratégie de fracturation hydraulique la mieux adaptée au contexte géologique local.

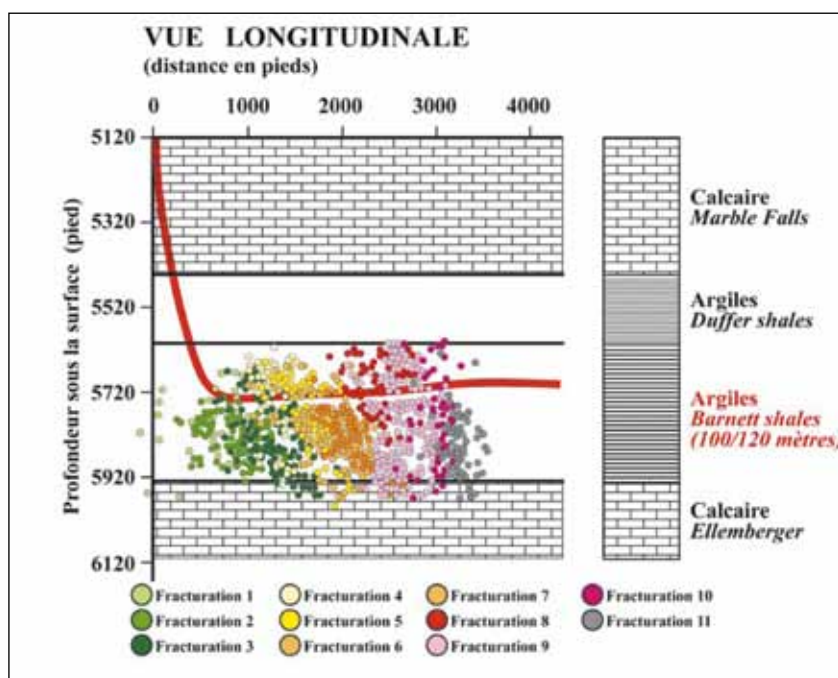


Fig. 3.10 – L'écoute sismique passive comme outil de contrôle de la fracturation. Source : IFPEN, d'après Zoback *et al.*, 2010

3.6.3 Les pollutions de surface

Les pollutions de surface sont toutes les pollutions en relation avec la manipulation ou le stockage des produits chimiques nécessaires à la réalisation du forage ou de la fracturation hydraulique. C'est un risque qui n'est pas spécifique à l'industrie pétrolière et encore moins à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère, mais la manipulation de produits chimiques peut entraîner des fuites en surface. Ces produits peuvent s'infiltrer rapidement et polluer les nappes phréatiques superficielles.

Une autre source de pollution depuis la surface est liée aux bacs de rétention de l'eau de fracturation en attente de retraitement. Ces bacs de rétention peuvent déborder suite à de fortes intempéries ou à des inondations et polluer le sol et les nappes phréatiques. Un soin tout particulier doit être accordé à l'étanchéité de ces bacs de rétention ainsi qu'à la solidité des digues.

3.7 La pollution de l'air

Cette pollution, moins sensible auprès du public que la pollution de l'eau, est de plus en plus prise en compte par les opérateurs.

Plusieurs facteurs peuvent être responsables de cette pollution :

- la fracturation hydraulique, qui nécessite l'emploi de compresseurs fonctionnant généralement au gazole et émettant donc dans l'atmosphère du CO₂, des NOx et des SOx. Cette pollution est la part spécifique des gaz de schiste dans l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) des gaz non conventionnels ;
- les composés organiques volatiles : la phase de "nettoyage du puits", qui consiste à pomper l'eau de fracturation ainsi que l'excédent de sable, ramène vers la surface du gaz, mais aussi des composés organiques volatiles (éthane, butane, propane) qui peuvent être relâchés dans l'air s'ils ne sont pas valorisés. Cette phase dure de quelques heures à quelques jours. Cette pollution de l'air peut être minimisée en stockant l'eau de production dans des réservoirs fermés permettant de contrôler les émanations.

3.8 La sismicité induite par la fracturation hydraulique

Le processus de fracturation hydraulique mis en œuvre pour permettre l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère perturbe l'état d'équilibre instauré au sein du massif rocheux. Nous avons vu que la création et la propagation des fractures lors de la fracturation hydraulique génèrent dans la plupart des cas des microséismes. Ces microséismes sont de très faibles amplitudes (fig. 3.11). Une étude statistique portant sur un grand nombre de fracturations hydrauliques montre que la magnitude des microséismes engendrés par les opérations de fracturation hydraulique s'échelonne de $M = -1,5$ à $M = -3,6$ (10 000 fois plus faible que la magnitude des premiers séismes que l'on peut ressentir), ce qui est particulièrement faible et nécessite pour les étudier un réseau de capteurs de haute sensibilité installés à proximité de la zone de fracturation.

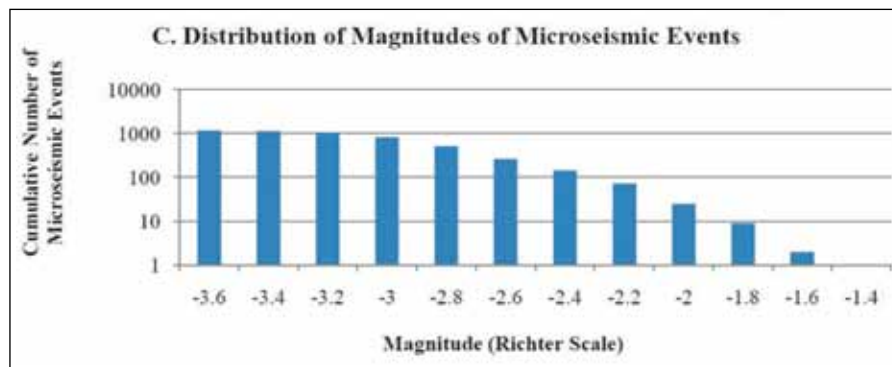


Fig. 3.11 – Histogramme Fréquence-Magnitude des microséismes [Zoback *et al.*, 2010]

La sismicité directement induite par la fracturation hydraulique telle qu'elle est utilisée pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère ne présente pas de danger en surface, d'autant plus que les objectifs de l'exploration des hydrocarbures se situent généralement à des profondeurs supérieures à 2 000 m.

Il n'en est pas moins vrai que des séismes ont été mis en relation avec l'exploitation des gaz de schiste au Texas ou près de la ville de Guy en Arkansas, mais l'hypothèse la plus crédible est que ce soit l'injection de saumure (réinjection d'eaux usées) qui soit responsable du séisme, plus que la fracturation hydraulique (NYC DEC, 2010). L'injection de fluide sous haute pression pouvant réactiver des failles géologiques n'est pas spécifique à l'exploitation des gaz de schiste, c'est le cas du séisme de Bâle en 2006 de magnitude 3,4 et qui a été provoqué par un forage géothermique.

Plus récemment (avril et mai 2011), deux séismes de faible magnitude ($M = 2,3$ et $M = 1,5$) pourraient être liés d'après le *British Geological Survey* à la fracturation hydraulique dans un puits d'exploration dans la région de *Blackpool* en Grande-Bretagne.

Il existe dans la littérature d'autres exemples de sismicité ressentie en surface à proximité d'exploitations d'hydrocarbures de roche-mère. Cependant, il est indiqué clairement que celle-ci est liée à la réinjection de fluide (par exemple de saumure d'exploitation) en grande quantité dans des formations autres que la roche-mère (BSSA, 2011 ; NYC DEC, 2011).

La fracturation hydraulique peut modifier localement l'état des contraintes. Dans certains cas particuliers, notamment en présence de failles préexistantes proches de la rupture, cette modification locale des contraintes associée à l'injection d'un fluide sous pression peut entraîner le jeu d'une ou plusieurs failles et entraîner des séismes dont la magnitude serait notable.

Encadré 5 – La magnitude des séismes et l'échelle de Richter

La magnitude d'un tremblement de terre mesure l'énergie libérée au foyer d'un séisme. Plus le séisme a libéré d'énergie, plus la magnitude est élevée. Il s'agit d'une échelle logarithmique, c'est-à-dire qu'un accroissement de magnitude de 1 correspond à une multiplication par 30 de l'énergie et par 10 de l'amplitude du mouvement.

Pour évaluer la magnitude d'un séisme, les médias la situent sur l'échelle de Richter ou sur l'échelle ouverte de Richter. Ces terminologies sont impropres : l'échelle de Richter, stricto sensu, est une échelle dépassée (établie en 1935 par Charles Richter) et uniquement adaptée aux tremblements de terre californiens. Les magnitudes habituellement citées de nos jours sont en fait des magnitudes de moment (Mm), elles aussi exprimées sur une échelle logarithmique, ce qui explique l'abus de langage.

La magnitude et l'intensité (comme l'échelle de Mercalli) sont deux mesures différentes. L'intensité est une mesure des dommages causés par un tremblement de terre. Il existe des relations reliant l'intensité maximale ressentie et la magnitude, mais elles sont très dépendantes du contexte géologique local. Ces relations servent en général à donner une magnitude aux tremblements de terre historiques.

Description	Magnitude	Effets	Fréquence
Mico	Moins de 1.0	Moins perceptible de terre, non ressent ^a	1 000 par jour
Très mineur	2.0 à 2.9	Généralement non ressent mais détecté/enregistré	1 000 par jour
Mineur	3.0 à 3.9	Souvent ressent mais causent rarement des dommages	30 000 par an
Léger	4.0 à 4.9	Séismes sensibles d'être à l'intérieur des maisons, bruits d'attachement. Dommages importants peu communs	1 200 par an
Moyen	5.0 à 5.9	Peut causer des dommages mineurs à des édifices mal conçus dans des zones sismiques. Cause de légers dommages aux édifices bien construits	100 par an
Faible	6.0 à 6.9	Peut être destructeur dans des zones abritées jusqu'à 100 kilomètres à la ronde si elles sont peuplées	10 par an
Majeur	7.0 à 7.9	Peut provoquer des dommages considérables à milliers dans des zones peu peuplées	10 par an
Important	8.0 à 8.9	Peut causer des dommages sérieux dans des zones à des centaines de kilomètres à la ronde	1 par an
Dévastateur	9.0 et plus	Détruit des zones de plusieurs milliers de kilomètres à la ronde	1 fois tous 6 ans environ ^b

Relation entre magnitude, fréquence et effets d'un séisme

Le tableau ci-dessus montre les relations entre la magnitude, la fréquence d'occurrence et les effets des séismes. En dessous d'une magnitude de 2, les séismes ne sont pas ressentis. Rappelons que les microséismes directement engendrés par la propagation des fissures lors de la fracturation hydraulique ont une magnitude comprise entre 0,1 et 0,001, soit 1 000 à 100 000 fois moins que des séismes de magnitude 2.

Il est donc indispensable d'avoir une bonne vision du sous-sol et notamment de la géométrie en profondeur du réseau de failles, notamment en utilisant la sismique réflexion 3D. Cette description géométrique est indispensable, mais doit être couplée avec une reconstruction de l'histoire des contraintes et une description fine des contraintes actuelles. C'est en fonction de cette analyse, propre à chaque site, qu'il sera possible de définir les zones où la fracturation hydraulique pourra être réalisée sans impact mécanique majeur. La modélisation du déclenchement possible de phénomènes de sismicité induite et, à plus forte raison, des caractéristiques associées (lieu, magnitude, énergie dissipée, fréquence et vitesse particulière) et des impacts possibles en surface, dûs entre autres à des effets de site, pour les événements les plus importants est une opération délicate du fait des nombreuses incertitudes pesant sur les caractéristiques des massifs rocheux.

3.9 Les nuisances associées aux travaux d'exploration et de production

Les activités de forage sont des activités industrielles qui entraînent des nuisances locales comme par exemple le passage de camions pour acheminer les matériaux nécessaires aux forages et aux fracturations hydrauliques.

Pour un seul forage d'exploration, il est évident que tout le matériel nécessaire sera acheminé par la route. Mais, pour le développement d'un gisement d'hydrocarbures de roche-mère nécessitant de nombreux forages, la mutualisation des moyens réduira considérablement cette nuisance ;

ainsi, l'acheminement de l'eau et le retraitement des effluents ne se feront pas par camions mais par des tuyaux reliant tous les sites de production.

3.10 Conclusions

La production d'hydrocarbures de roche-mère se heurte à un défi majeur : la production de quantités importantes d'hydrocarbures prisonnières d'un milieu peu poreux et imperméable. Pour ce faire, il est indispensable d'utiliser les techniques du forage horizontal et de la fracturation hydraulique et de multiplier le nombre de puits.

C'est ce nombre important de puits qui rend l'empreinte environnementale plus importante que dans le cas d'un gisement d'hydrocarbures classique. Cependant, l'utilisation de "pad" de puits qui permettent, à partir d'une seule plateforme de forage, de forer plus de 15 puits permet de réduire considérablement l'empreinte au sol des installations. La fracturation hydraulique nécessite de grandes quantités d'eau, dont une partie est recyclée tandis que l'autre reste piégée dans les niveaux producteurs. La gestion de la ressource en eau, le contrôle des additifs chimiques entrant dans la composition du fluide de fracturation ainsi que le contrôle de la qualité de la complétion sont des points-clés pour prévenir les risques de pollution.

Les hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) souffrent d'une mauvaise image de marque héritée de la première phase d'exploitation aux États-Unis. Sous la pression de l'opinion publique américaine et d'une importante prise de conscience des enjeux environnementaux, la législation américaine est en train de radicalement changer.

Jusqu'en 2009, les puits de gaz non conventionnels utilisant la fracturation hydraulique n'étaient pas classés dans la catégorie des puits injecteurs, ce qui les soustrayait à la législation du "Safe Drinking Water Act". Des cas de contamination de l'eau potable ayant été démontrés, en juin 2009, l'*United States Congress* adopte le *Fract Act*, qui oblige notamment les compagnies opérant des fracturations hydrauliques à communiquer la composition du fluide de fracturation. Initiée en 2010 et devant durer jusqu'en 2012, une large étude est placée sous l'égide de l'*United States Environmental Protection Agency* pour examiner en détail la relation complexe entre l'eau et la fracturation hydraulique. Le périmètre de ce projet englobe la durée de vie complète de l'eau dans la fracturation hydraulique, depuis son acquisition, son mélange à des produits chimiques, son déplacement lors de la fracturation hydraulique, jusqu'à à l'étape de son retraitement, ainsi que de celui de l'eau de production et des déchets ultimes. Cette enquête exhaustive devrait aboutir à une réglementation plus respectueuse de l'environnement.

Des états américains se sont eux aussi saisis de ces problèmes environnementaux, allant jusqu'à imposer un moratoire pour l'exploitation du gaz de schiste (État de New York, 2010) et, plus généralement, des hydrocarbures de roche-mère.

En Europe, et particulièrement en France, l'exploration et l'éventuelle exploitation des hydrocarbures de roche-mère sont régies par le Code Minier.

Ces préoccupations environnementales et législatives doivent à l'évidence être prises en compte dans le développement de l'exploration et de l'éventuelle production des hydrocarbures de roche-mère, notamment en Europe où l'évaluation de ces ressources ne fait que commencer. L'Europe et le reste du monde vont pouvoir bénéficier à la fois des avancées technologiques réalisées aux États-Unis, mais aussi de pratiques respectueuses de l'environnement afin d'obtenir une acceptabilité sociétale indispensable à l'essor de cette production.

En France, la loi n°2011-835 qui interdit l'utilisation de la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux, crée aussi en son article 2, une Commission nationale d'orientation de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des

hydrocarbures de roche-mère. Cette Commission aurait notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique et d'émettre un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique, sous contrôle public. Afin de nourrir les travaux de cette commission, un groupe de travail, initié par le MEDDE et composé du BRGM, d'IFPEN et de l'INERIS avant la promulgation de la loi, a eu pour but d'analyser les spécificités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère, d'identifier les enjeux environnementaux et les risques liés à l'exploitation de cette ressource, de proposer des actions de recherche scientifiques permettant d'examiner les différents risques posés par cette technique et d'examiner s'il est possible de lever les verrous existant aujourd'hui.

Les résultats de cette réflexion ont fait l'objet d'un rapport public :

L. de Lary, H. Fabriol, I. Moretti, F. Kalaydjian, C. Didier (2011).

Maîtrise des impacts et des risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche.

BRGM/RP-60312-FR

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Note_GHRM_Maitrise_des_risques_et_impacts.pdf

Hormis ce rapport, on peut citer également le rapport "Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère" (F. Kalaydjian et B. Goffé), publié en juillet 2012 par l'Ancre (l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) ainsi que le rapport "Gaz de schiste aux États-Unis : recherches en vue de minimiser l'impact environnemental" (E. Joseph, M. Magaud et V. Delporte), publié par l'Ambassade de France aux États-Unis en octobre 2012.

Les efforts de R&D dans le domaine de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sont déjà importants dans le domaine de l'architecture des puits et de l'empreinte des installations de surface, que ce soit pour le forage, la gestion de l'eau ou l'évacuation des hydrocarbures. De nombreux programmes de recherche travaillent sur de nouvelles formulations des fluides de fracturation.

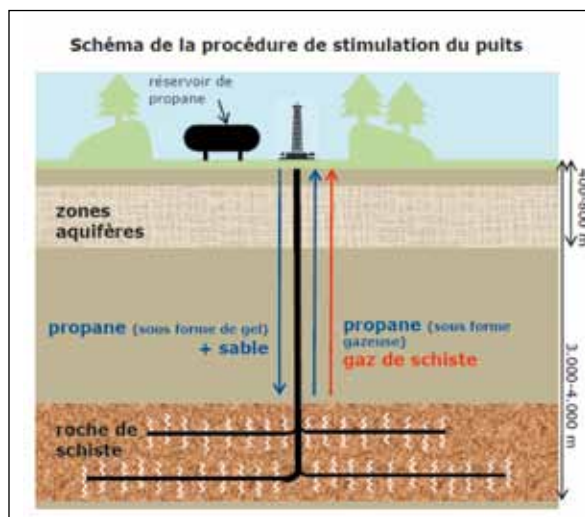
Un des axes importants de la R&D dans ce domaine est la recherche d'alternatives à la fracturation hydraulique telle qu'elle est pratiquée actuellement. Les pistes de recherche sont multiples : elles portent notamment sur la modification des fluides permettant la fracturation.

Le remplacement de l'eau par du propane a été déjà réalisé dans des centaines de puits et continue à être étudié, tout comme l'injection de CO₂ qui, sous les fortes pressions régnant dans le sous-sol, s'y trouvera sous forme super critique.

Le propane est utilisé depuis bientôt 40 ans dans le cadre de la production de réservoirs conventionnels et n'a pas conduit à des problèmes opérationnels notables. À partir de décembre 2007, la compagnie canadienne "GasFrac" l'a utilisée dans un contexte de production de roche-mère. Le propane est utilisé sous forme gélifiée et en présence de sable. Depuis cette date, près de 1 500 stimulations ont été effectuées avec succès sur près de 600 sites et donc dans des contextes géologiques variés.

À l'injection, tout comme pour la stimulation hydraulique, il est nécessaire d'accroître la viscosité du propane pour pouvoir transporter le sable sous forme dispersée. Pour ce faire, le propane est "gélifié" par l'adjonction d'agents "réticulants" tels que des oxydes de magnésium ou des sulfates de fer en présence d'esters.

Le propane étant miscible avec les hydrocarbures (gaz ou pétrole) à produire, le gel se dissout lors de la production, évitant de recourir à des agents chimiques supplémentaires. Le propane est produit avec les hydrocarbures. Au cours de la remontée dans le puits, la pression décroît et le propane devient gazeux. Il est alors aisément séparé en surface des hydrocarbures et récupéré à plus de 95 %. Il peut être recyclé quasi intégralement pour une autre opération de stimulation.



Principe de la stimulation au propane

La stimulation au propane présente plusieurs intérêts :

- elle répond notamment au défi de la consommation d'eau, notamment lorsqu'il s'agit d'opérer dans des zones à fort stress hydrique, ce qui est d'autant plus intéressant lorsque la production est mise en œuvre par une fracture massive de bancs de roche-mère compacts ;
- elle exige moins d'adjuvants chimiques ;
- elle nécessite des opérations de séparation en surface simplifiées et le propane, miscible avec les hydrocarbures à produire, est quasiment intégralement récupéré.

L'empreinte environnementale de la stimulation au propane est réduite du fait des caractéristiques rappelées ci-dessus et du fait de volumes réduits à gérer et donc d'un besoin en transport réduit.

La stimulation au propane exige cependant de recourir à des procédures spécifiques telles que l'injection d'azote préalable pour encadrer les opérations de surface du fait de l'inflammabilité du produit. Hormis cet aspect, les conditions opératoires sont peu différentes de celles utilisées dans le domaine de la production de gaz classique.

Des pistes de recherche plus innovantes encore, mais qui restent à l'état de recherches exploratoires, consisteraient à trouver d'autres méthodes pour augmenter la perméabilité dans les roches-mères. On peut citer à cet égard :

- la fracturation "électrique", qui utilise des décharges électriques pour créer des fissures dans la roche-mère ;
- la fracturation "thermique" : en modifiant la température des roches-mères, soit en les chauffant, soit en les refroidissant, on provoquerait des modifications de volumes se traduisant par l'apparition de fissures.

Des méthodes encore plus exploratoires sont étudiées, comme l'injection d'hélium liquide dans les puits pour les fracturer. Dans cette hypothèse, on allie la fracturation thermique (l'hélium liquide étant très froid) à l'augmentation du volume de l'hélium qui, en se réchauffant, passera de l'état liquide à l'état gazeux en augmentant 700 fois de volume.

Quelles que soient la nature de ces nouvelles techniques, elles devront être testées sur des puits pilotes pour vérifier leur faisabilité en conditions réelles, leur périmètre d'utilisation et le cadre de leur éventuelle mise en œuvre.

Ce n'est qu'à l'issue d'une réflexion approfondie dans le cadre de la Commission nationale d'orientation de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation, en intégrant les aspects économiques et sociétaux, qu'une décision concernant l'avenir des hydrocarbures de roche-mère dans le mix énergétique français pourra être prise.

CHAPITRE 4

Gaz de roche-mère, gaz de charbon et autres gaz non conventionnels : exploration et production dans le monde

Ce chapitre propose en première partie un tour d'horizon rapide et synthétique de l'activité d'exploration-production des gaz de roche-mère dans le monde. Le lecteur pourra y constater l'écart important qui sépare l'Amérique du Nord des autres pays en termes de savoir-faire et d'expérience. Pour de nombreux pays, cette nouvelle ressource énergétique doit non seulement être quantifiée mais aussi trouver sa place dans un cadre réglementaire prenant en compte les risques industriels spécifiques.

La seconde partie du chapitre traite du gaz de charbon.

Une dernière partie aborde très brièvement la situation des autres types de gaz non conventionnels : hydrates de méthane et gaz de roche compacte.

4.1 Le gaz de roche-mère : un intérêt grandissant dans le monde

Asie-Océanie

En **Indonésie**, les ressources totales sont estimées à 28 Tm³ et les autorités souhaitent ouvrir des concessions. En **Australie**, l'intérêt pour le gaz de roche-mère est assez récent. Des ressources estimées à plusieurs dizaines de Tm³ sont connues dans le Bassin de Cooper, entre le Queensland et l'Australie Méridionale. Plusieurs compagnies ont entamé des forages d'exploration dans cette zone mais aussi dans le Bassin de Perth, sur la côte occidentale du continent. Un rapport récent avance un doublement possible des ressources gazières par l'apport du gaz de roche-mère.

Fortement demandeuse d'énergie pour soutenir sa croissance, l'**Inde** montre de l'intérêt pour le gaz de roche-mère. Six bassins ont été identifiés comme pouvant receler un potentiel. Une attribution de plusieurs blocks est prévue pour 2013 mais reste conditionnée à la création d'une réglementation spécifique. Un premier puits d'exploration a été foré par ONGC dans l'ouest du Bengale. Afin d'évaluer les ressources, un accord a été passé avec l'*United States Geological Survey* (USGS). Les estimations de ressources vont aujourd'hui de 8,5 à 60 Tm³. Il est également à noter que la compagnie indienne Reliance a acheté des parts dans le gisement américain de gaz de roche-mère d'Eagle Ford. Cette participation pourra lui apporter un savoir-faire utilisable en Inde.

Parmi les nouveaux producteurs de gaz non conventionnels, la **Chine** est sans conteste le pays à suivre dans les prochaines années. Des besoins colossaux en énergie et une décroissance rapide des réserves domestiques de charbon ont poussé les autorités à une marche forcée vers l'exploitation des ressources nationales conventionnelles ou non. Faute d'expérience des compagnies

nationales, l'exploration du gaz de roche-mère sur le territoire chinois est récente. Avec la collaboration de compagnies telles que Conoco, Shell, Total et BP, l'activité est devenue rapidement intense. Il semble toutefois que les conditions géologiques soient moins favorables que celles rencontrées aux États-Unis. Les régions explorées se situent dans le Nord et le Nord-Ouest de la Chine. Dans le cadre du plan 2011-2015, le gouvernement a fixé un objectif de production annuelle de 6,5 Gm³ en 2015 puis 80 Gm³ en 2020. Le potentiel national est estimé par les autorités à 25 Tm³ de gaz récupérable.

Afrique

En matière de ressources en gaz non conventionnel, le continent africain n'apparaît pas parmi les régions du monde les plus impliquées. En **Tunisie**, un premier puits d'exploration de gaz de roche-mère a été foré avec succès en 2010 par Perenco sur le champ d'El Franig, dans le bassin de Ghadames. En **Algérie**, Sonatrach a signé des accords d'exploration avec l'italien ENI. Le gouvernement envisage un soutien spécifique dans le cadre d'une évolution de la législation pétrolière. En **Afrique du Sud**, Shell a lancé une campagne d'exploration de gaz de roche-mère dans le bassin de Karoo en 2009. Il a été imité ensuite par un consortium comprenant la compagnie nationale Sasol, le norvégien Statoil et l'américain Chesapeake. L'ensemble des opérations a été tout d'abord stoppé par un moratoire du régulateur interdisant la fracturation hydraulique avant la réalisation d'une évaluation générale de l'impact environnemental. Il vient d'être levé. D'après Shell, les ressources seraient de l'ordre de 14 Tm³.

Russie – Ukraine

Parmi les premiers producteurs mondiaux de gaz naturel conventionnel, la **Russie** dispose également de ressources non conventionnelles. En matière de gaz de roche-mère, les données géologiques laissent à penser qu'il existe un grand potentiel. Malheureusement, il est trop mal connu pour avancer de quelconques estimations. En Ukraine, les autorités souhaitent également développer l'exploration du gaz de roche-mère dont elle revendique des ressources d'au moins 2 Tm³. Des accords d'exploration ont été passés avec TNK-BP et Exxon Mobil. Le gouvernement envisage de proposer des concessions dans la région de Lvov et de Kharkov, avec l'objectif de produire 4 à 5 Gm³ par an en 2020.

Europe

Il y a peu de temps encore, l'existence de gaz de roche-mère en Europe relevait de la discussion privée entre géologues. Le sujet a pris une importance exponentielle à partir de 2009, faisant suite au rôle majeur qu'il a joué dans le redressement de la production américaine. Des évaluations de ressources fondées sur des analogies avec la géologie américaine ont été communiquées, donnant à penser que le gaz de roche-mère allait renverser les équilibres énergétiques européens et atténuer la dépendance énergétique de l'Europe. Dans le même temps, les interrogations sur l'impact environnemental ont également été soulevées, en grande partie par des sites Internet puis les réseaux sociaux. La résultante est une grande disparité d'attitude des pays européens vis-à-vis de l'exploitation du gaz de roche-mère. Cette disparité est renforcée par une politique énergétique et une législation minière qui varient d'un pays à l'autre. Le principal enjeu reste aujourd'hui d'évaluer correctement en Europe les ressources et les réserves en gaz de roche-mère commercialement exploitables.

L'avenir de l'exploitation des gaz de roche-mère se joue aujourd'hui en **Pologne** où l'effort d'exploration bénéficie d'un soutien gouvernemental appuyé. La motivation est d'autant plus forte que la dépendance du pays aux approvisionnements en gaz russe est totale. Plusieurs dizaines de concessions ont été accordées, tant à la compagnie nationale PGNiG qu'à des compagnies internationales telles que Chevron, Exxon, ConocoPhillips mais aussi à des compagnies de moindre taille mais spécialisées dans le domaine. Plusieurs campagnes de forage ont été lancées et les premiers résultats devraient être progressivement disponibles. Selon les géologues polonais, la viabilité commerciale des projets les plus avancés ne sera connue qu'au mieux en 2014. D'après les mêmes sources, il apparaît assez clair que le potentiel de 5,4 Tm³, annoncé initialement par l'administration américaine était très largement surévalué. Les réserves récupérables sont maintenant estimées entre 346 et 768 Gm³. Le gouvernement a avancé une possible production annuelle de gaz de roche-mère de l'ordre de 20 Gm³ en 2020.

L'industrie et les experts tablent plutôt sur 1 à 3 Gm³ au même horizon, avec une production pouvant débuter vers 2015 sur une base de 0,2 à 0,3 Gm³ par an.

En **France**, plusieurs permis d'exploration ont été attribués dans le Sud du pays. Total a avancé le chiffre de 2,4 Tm³ en ressources pour celui qu'il détient. Mais, dans le même temps, la question de l'exploration du gaz de roche-mère a fait l'objet de débats passionnés qui ont abouti à une loi interdisant la fracturation hydraulique pour des raisons de protection environnementale.

Deux régions de l'**Allemagne**, la Basse Saxe et la Rhénanie-du-Nord-Westphalie, sont l'objet d'un intérêt de la part d'ExxonMobil et BNK Petroleum. Des ressources de 6,8 à 22,6 Tm³ en gaz de schiste ont été récemment avancées par l'Institut fédéral BGR. Seuls les résultats des campagnes de forage, débutées récemment, pourront permettre d'en savoir plus. Les autorités restent toutefois soucieuses de l'impact environnemental possible.

Un inventaire des ressources non conventionnelles en **Hollande** a été publié en 2009. Il faisait état d'un potentiel de gaz de roche-mère récupérable de 2,4 à 11 Tm³. Il ne semble pas que l'exploitation soit envisagée actuellement.

En **Grande-Bretagne**, le *British Geological Survey* estime les ressources potentielles onshore en gaz de roche-mère à 150 Gm³ avec un potentiel offshore qui pourrait être dix fois supérieur. Un premier forage, opéré par *Cuadrilla Resources*, a été réalisé dans le Lancashire en 2011. Lors de l'opération de fracturation, un séisme de très faible ampleur, uniquement détecté par l'opérateur, s'est produit. Suite à cet événement sismique, les autorités britanniques décidèrent, d'une part de suspendre toute opération de fracturation hydraulique et d'autre part, de charger la *Royal Academy of Engineering* et la *Royal Society* d'instruire les causes du séisme observé et de proposer des mesures à prendre dans la conduite et le suivi des opérations de fracturation.

Suite à ces propositions, parmi lesquelles on peut citer l'injection d'eau de façon progressive et étagée, la gestion de la pression en cours de fracturation, l'enregistrement de l'activité sismique pendant l'injection d'eau et durant 24 heures postérieurement à la fracturation, la qualité des complétions des puits, le suivi par une personne indépendante des opérations touchant aux puits, le gouvernement britannique décida le 13 décembre 2012 d'autoriser la reprise des opérations de fracturation.

Dans le nord de l'**Irlande**, la compagnie *Tamboran Resources* souhaite exploiter un potentiel estimé à 6 Gm³.

En 2011, une grande concession d'exploration a été accordée à Chevron dans le Nord-Est de la **Bulgarie**, avec des ressources estimées au minimum à 300 Gm³. La fracturation hydraulique a été ensuite interdite par la loi.

La compagnie nationale OVM a stoppé ses plans d'exploration en Basse **Autriche** dans l'attente d'une réglementation spécifique. Le potentiel en gaz de roche-mère est évalué à 30 ans de consommation annuelle nationale.

Plusieurs concessions en Moravie ont été demandées au gouvernement de la **République Tchèque** mais un moratoire de deux ans bloquant l'exploration du gaz de roche-mère est décidé par le gouvernement dans l'attente d'une réglementation adaptée.

La **Lithuanie** a indiqué qu'elle souhaitait faire évaluer en 2012 les ressources estimées à 480 Gm³ et situées dans le Sud-Ouest du pays.

La compagnie américaine Chevron s'est intéressée au potentiel mal évalué de la **Roumanie**, mais le gouvernement attend la mise en place d'une réglementation spécifique au niveau européen pour aller plus avant.

Moyen-Orient

La **Turquie**, en partenariat avec Shell, vient de lancer une campagne d'évaluation du potentiel en gaz de roche-mère dans l'Ouest du pays. L'**Arabie saoudite**, dont les ressources restent à estimer, s'intéresse également au sujet.

Amérique latine

Zone géographique plutôt productrice d'hydrocarbures conventionnels, le potentiel en gaz non conventionnel de l'Amérique latine n'est réellement investigué qu'en **Argentine**, afin de réduire la dépendance énergétique de ce pays. En 2009, le gouvernement a annoncé des mesures fiscales favorisant le développement de champs de gaz de roche-mère. L'activité des compagnies nationales et internationales comme Shell, Total, YPF et Americas Petrogas s'est focalisée sur les provinces de Neuquen et de Rio Negro dont le potentiel récupérable serait de l'ordre de 8,5 Tm³.

En **Uruguay**, l'américain Schuepbach Energy et la compagnie nationale Ancap ont entrepris une campagne d'exploration du gaz de roche-mère dans le Nord du pays.

La compagnie **mexicaine** Pemex envisage également une campagne semblable dans l'état de Coahuila, limitrophe du Texas où un résultat positif a été enregistré. Pemex estime les ressources nationales entre 4,25 Tm³ et 13,4 Tm³.

Amérique du Nord

Le **Canada** est considéré comme un pays mature en matière de production de gaz non conventionnel. Le savoir-faire reconnu des compagnies canadiennes a conduit plusieurs compagnies asiatiques à envisager un partenariat avec elles afin d'en bénéficier. Les gaz de roche-mères sont présents dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien mais aussi au Yukon au Québec, en Ontario, au Nouveau Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Les ressources totales en gaz de roche-mère sont évaluées à 42 Tm³ avec des ressources commercialisables estimées de 11 Tm³. Plusieurs grands projets de production de gaz naturel liquéfié à destination de l'Asie motivent les campagnes d'exploration. Au Québec, les projets d'exploitation des gaz de roche-mère se sont heurtés à une vive opposition publique en raison des possibles impacts environnementaux. Le Gouvernement québécois s'oriente vers une suspension provisoire de la fracturation des puits dans l'attente d'une meilleure connaissance des risques.

Aux **États-Unis**, la "révolution des gaz de schiste" a débuté en 2006. De 17 Gm³ en 2005, la production connaît ensuite un développement exceptionnel, atteignant 36 Gm³ en 2007, 60 Gm³ en 2008 pour dépasser les 100 Gm³ en 2010. Cinq bassins assurent actuellement l'essentiel de la production, dont le plus mature, Barnett au Texas, représente un peu moins de 50 %. De nouvelles zones à fort potentiel sont en cours de développement, dont Haynesville, située en partie au Texas et au nord de la Louisiane, et Marcellus, gigantesque bassin à cheval entre la Virginie de l'Ouest, l'État de New York, la Pennsylvanie et l'Ohio. Le succès des gaz de schiste, a reposé sur de petites sociétés indépendantes, accompagnées par un tissu industriel de sociétés de service, qui se sont focalisées sur ces gaz délaissés par les grandes compagnies internationales. Un contexte de prix favorable au milieu des années 2000 a également facilité la mise en œuvre de solutions technologiques ordinairement plus coûteuses (le forage horizontal) qui a abouti à cette révolution. Le niveau de productivité des puits a en effet ainsi connu une progression insoupçonnée, compensant largement la hausse des coûts de forage. Le recul des prix depuis la crise de 2008 n'a ainsi pas remis en cause fondamentalement le dynamisme de ce secteur. Les gains de productivité obtenus permettent désormais de tenir dans cette environnement économique redevenu moins favorable. Les perspectives restent donc très optimistes. Au fur et à mesure de la meilleure connaissance des impacts technologiques sur la productivité des puits, les perspectives de production américaine de gaz de schiste ont été fortement revues à la hausse. En 2009, 100 Gm³ étaient envisagés pour 2030, volume atteint dès 2010 ! Le chiffre a été revu à la hausse en 2010 à 150 Gm³, puis doublé sur la base des dernières prévisions de fin 2010. Restent quelques incertitudes sur ces anticipations. Le niveau des ressources potentiellement récupérables, en tenant compte de différents niveaux de probabilités, a été fortement révisé à la hausse en 2009 par le "Potential Gas Committee". Un volume de près de 60 000 Gm³ de gaz a été avancé, représentant 80 années de consommation gazière actuelle du pays. Les gaz de schiste, fortement réévalués, représenteraient environ 30 % de ce total. La mise en production effective de ces quantités dépendra des conditions économiques à venir et des volumes qui seront réellement récupérés. Une incertitude demeure donc sur ce potentiel. Une autre incertitude concerne les enjeux environnementaux et l'acceptation sociétale. Des débats assez vifs se développent en Amérique du Nord et sont susceptibles de peser sur les développements à venir.

4.2 Le gaz de charbon

Parallèlement au gaz de roche-mère, le gaz de charbon est également une importante ressource non conventionnelle exploitée dans de nombreux pays.

Europe

En Europe, le potentiel en gaz de roche-mère reste encore à évaluer précisément, mais le gaz de charbon est quant à lui exploité dans plusieurs pays.

En **France**, *European Gas* dispose de plusieurs permis dans le Nord-Pas-de-Calais (Gazonor), en Lorraine, autour de Lons-Le-Saunier et au nord de Marseille. Avec 136 Gm³ de ressources estimées, seul Gazonor est en phase de production. En 2008, près de 2,2 Mm³ avaient été extraits. Les autres permis sont en phase d'exploration et d'évaluation avec des ressources avancées de 104 Gm³ pour le permis lorrain et 2,8 Gm³ pour celui de Gardanne.

L'exploitation du gaz de charbon en **Grande-Bretagne** a débuté dans les années 80. Une estimation réalisée en 2006 indiquait des ressources totales équivalant à plus de 2,3 Tm³. En 2008, plusieurs licences d'exploration et de développement ont été accordées dans le centre de l'Angleterre et le Pays de Galles à de nombreuses petites compagnies. La première production d'électricité à partir de gaz de charbon a été lancée en 2009 sur le site de *Doe Green*.

En **Italie**, Independent Resources explore les permis de Fiume Bruna et de Casoni dont la quantité de gaz en place est estimée à 12 Gm³.

Parmi les premiers producteurs mondiaux de gaz naturel conventionnel, la **Russie** dispose également de ressources estimées à 84 Tm³ dans les bassins charbonniers. En 2009 Gazprom a lancé une campagne de production test dans le bassin du Kuzbass dont les ressources sont estimées à 13,1 Tm³. La production initiale visée est de 1,5 Gm³/an avec un objectif plateau à 4 Gm³/an.

En **Ukraine**, plusieurs concessions portant sur l'exploration du gaz de charbon ont été attribuées dans l'Est et l'Ouest du pays. La plus grande pourrait contenir entre 15 et 24 Gm³ de ressources en gaz.

Asie-Océanie

L'**Inde** exploite depuis quelques années ses ressources en gaz de charbon, estimées à 2,6 Tm³ mais avec seulement 8,9 Gm³ réellement établies. Quatre campagnes d'attribution de permis d'exploration-production ont abouti à une trentaine de concessions dans une petite dizaine de provinces. La production a commencé en 2009 dans le Bengale avec un volume de 68 000 m³/j. À l'heure actuelle, Les autorités espèrent une production nationale de 7,5 Mm³/j en 2013.

En **Chine**, le gaz de charbon est exploité dans le Nord et le Nord-Ouest du pays, principalement dans les bassins de Qinshai, Ordos et Junggar, où se trouvent 85 % des ressources. Le potentiel total de la Chine en gaz de charbon est évalué à 4 Tm³ avec 200 Gm³ de réserves prouvées. Le précédent plan quinquennal prévoyait une production de 5 Gm³/an, mais n'a été réalisé qu'à hauteur d'un quart. Le nouveau plan 2011-2015 prévoit 5 Gm³/an en 2015 et 10 Gm³/an en 2020. L'activité en exploration production a été assurée par des grandes compagnies chinoises (CNPC, Petrochina) et internationales (Shell, Conoco). Elle l'est également par plusieurs petites compagnies étrangères telles que *Green Dragon*, *Far East Energy*, *Arrow*, *Fortune Oil*, etc., au travers de "joint ventures" conclues avec *China United Coalbed Methane Corporation*, une compagnie chinoise spécifiquement créée.

En **Australie**, le gaz non conventionnel le plus exploité est le gaz de charbon. La production est principalement localisée dans le Queensland, dans les bassins de Surat et Bowen. La Nouvelle Galles du Sud dispose également de réserves importantes mais moins exploitées. Démarrée au milieu des années 90, la production de gaz de charbon a doublé entre 2007 et 2010 pour atteindre plus de 6,1 Gm³. En décembre 2010, les réserves australiennes prouvées de gaz de charbon était estimées à 415 Gm³. Une projection récente envisage une production annuelle de 70 Gm³ en 2030. Sous la pression de la population, la réglementation en matière de protection des ressources en

eau s'est progressivement durcie dans les états producteurs. Une particularité de l'Australie est l'existence de projets de liquéfaction du gaz de charbon. Ces projets sont conduits par des compagnies internationales et australiennes avec des actionnaires japonais et chinois.

Dans cette partie du monde, l'Australie et la Chine ne sont pas les seuls pays à être actifs.

Au **Vietnam**, en 2008, une campagne d'exploration du gaz de charbon sur 5 ans a été lancée par Petrovietnam et l'australien Dart Energy dans le bassin de Son Hong au Nord du pays. Un développement de champ est prévu d'ici à 2013 avec un objectif de production de 280 à 426 Mm³/an.

En **Nouvelle Zélande**, l'évaluation des réserves en gaz de charbon a commencé dans les années 1980. Ce n'est que récemment que la viabilité commerciale a été étudiée. L&M Energy annonce des ressources de 9 Gm³ pour le permis qu'il détient dans le *Western Southland Basin*.

En **Indonesie**, à l'heure actuelle, plus d'une quarantaine de contrats d'exploration production concernant le gaz de charbon ont été signés pour des zones situées à Bornéo et Sumatra. Les ressources totales sont estimées à 13 Tm³. Il est attendu une production de 0,3 Mm³/j en 2011, 0,6 en 2013, 2,8 en 2015 et entre 14 et 25 en 2020 avec 37 Mm³/j en 2025.

Afrique

Le gouvernement du **Botswana** a annoncé des réserves prouvées de 1,8 Tm³ en gaz de charbon dans la zone du Kgalagadi mais les sources industrielles ne les estiment qu'à 85 à 113 Gm³.

Au **Zimbabwe**, les diverses campagnes d'exploration dans les bassins de Hwange et Lupane ont conduit à une estimation de ressources de 764 Gm³ de gaz de charbon.

Amérique du Nord

La production commerciale de gaz de houille a commencé aux **États-Unis** à la fin des années 1980 ; elle a atteint son plateau de production en 2004 avec une production de 50 Gm³ soit 10 % de la production américaine de gaz.

Au **Canada**, le gaz de charbon est présent dans plusieurs provinces telles que la Colombie Britannique, le Saskatchewan, la Nouvelle Écosse et l'Alberta. La production, encouragée par les résultats obtenus aux États-Unis, a été lancée au début des années 2000. Elle a atteint rapidement un pic de 20 Mm³/j en 2007 puis est maintenant stabilisée autour de 18 Mm³/j.

4.3 Les autres gaz non conventionnels

Les hydrates de méthane contenus dans le sol des régions polaires et les sédiments des fosses océaniques font partie des gaz non conventionnels. L'estimation des ressources et les techniques d'exploitation relèvent encore du domaine de la recherche. Le **Canada** abrite le seul puits expérimental d'exploitation des hydrates de méthane. Il est situé à Mallik, dans l'extrême nord du pays, proche de la Mer de Beaufort. Des tests ont montré une production de gaz de 2 à 4000 m³/jour. Ce programme de recherche, financé par les gouvernements canadiens, américains et japonais, est toujours en cours. En 2011, des essais de production combinés avec une capture de dioxyde de carbone ont été réalisés. D'autres pays comme les **États-Unis**, la **Chine**, l'**Inde** et la **Corée du Sud** en sont au stade de l'évaluation des ressources. Au Japon, un potentiel de 1,12 Tm³ a été confirmé dans la mer de Kumano. Un premier pilote de production est espéré en 2018.

Dans le cas des "tight gas" ou gaz de roche compacte, un tour d'horizon mondial de la production et des ressources est difficile à réaliser. De très nombreux pays ne considèrent pas ce type de gaz comme non conventionnel et les données spécifiques ne sont pas disponibles. On peut toutefois indiquer un niveau de ressources techniquement récupérables de 4,9 Tm³ pour les **États-Unis** et de 6,5 pour le **Canada**. La part prise dans la production américaine peut être estimée entre 20 et 30 %.

CHAPITRE 5

Huiles de roche-mère : développements en cours et impacts économiques

5.1 Introduction

Après la révolution des gaz de schiste, les États-Unis vivent depuis 2009 un deuxième bouleversement avec le développement très rapide des huiles de schiste, qui aura au minimum pour conséquence de réduire les importations américaines de pétrole et pourrait modifier sensiblement la donne pétrolière mondiale alors que de plus en plus de pays explorent leur potentiel. Il convient également de noter les conséquences industrielles importantes de ce développement dans les secteurs du raffinage et de la pétrochimie.

5.2 Le contexte pétrolier mondial

5.2.1 Le recours croissant aux pétroles non conventionnels

Dans le scénario de l'AIE le plus probable, à savoir le scénario "nouvelles politiques", la demande mondiale de pétrole devrait continuer à progresser pour s'établir autour de 100 Mb/j en 2035 contre 87 Mb/j en 2010. L'AIE envisage néanmoins la possibilité d'une baisse progressive de cette demande à environ 80 Mb/j en 2035 dans son scénario objectif "450 ppm" qui vise à stabiliser les émissions de CO₂. Cette tendance nécessiterait un très fort déploiement de véhicules plus performants en termes de consommation unitaire, en particulier les véhicules hybrides et électriques.

En tout état de cause, même dans ce scénario optimiste, le pétrole continuera à jouer un rôle important dans les 30 prochaines années, en raison notamment de la croissance de la demande des pays émergents.

Dans ce contexte, la question de l'équilibre pétrolier mondial se pose inévitablement alors que les pétroles non conventionnels sont amenés à jouer un rôle croissant dans l'offre énergétique. L'AIE a ainsi estimé en 2011 l'ensemble des ressources conventionnelles et non conventionnelles à 8 000 milliards de barils (Gb). Chaque année, le monde en consomme 33 Gb (90 Mb/j en 2012) et bientôt peut-être 36 Gb (100 Mb/j). D'ici à 2050, un total de 1 300 Gb aura été consommé sur la base d'une consommation mondiale stabilisée. La comparaison entre les 1 300 Gb et les 8 000 Gb de ressources laisse supposer une absence de tension. Il convient pourtant d'affiner ces données pour mieux comprendre les enjeux de long terme.

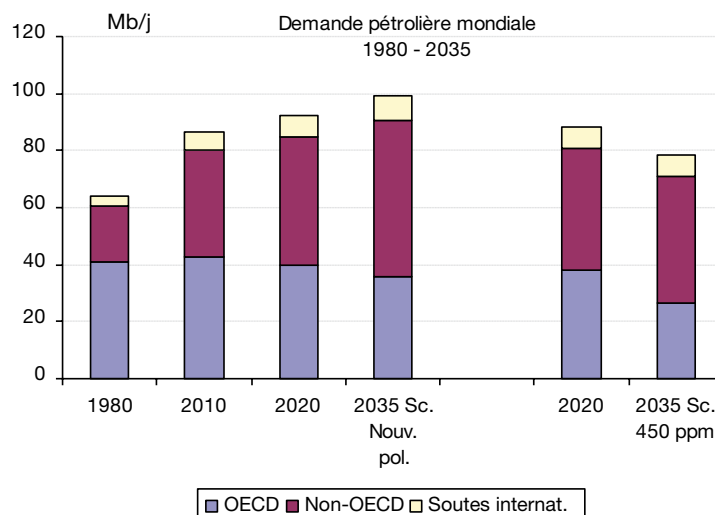


Fig. 5.1 – Consommation pétrolière mondiale par zone et scénarios 1980/2035 – WEO 2011

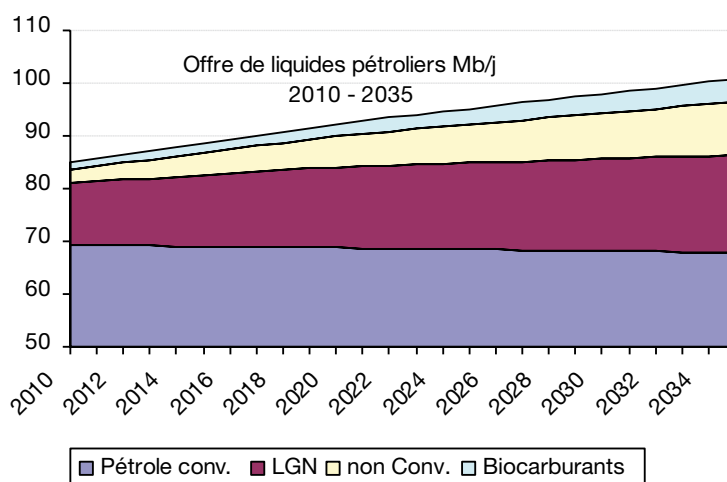


Fig. 5.2 – Offre de liquides pétroliers 2010/2035 – WEO 2011 scénario "Nouvelles politiques"

En effet, les ressources de pétroles conventionnels, dont la production est plutôt stagnante (voir fig. 5.2) ne représenteraient plus que 2 500 Gb. Sur la base de ces données, une simulation IFPEN de long terme met en évidence un déclin de la production de ce type de pétrole après 2030 environ. Afin de compenser ce recul, des quantités croissantes de liquides de gaz naturel (LGN) et de pétroles non conventionnels seraient nécessaires si la demande devait se stabiliser autour des 100 Mb/j.

À noter que ce contexte explique pourquoi, hors situations extrêmes d'un point de vue géopolitique, économique ou financier en particulier, il est généralement admis une fourchette de prix compris entre 100 et 120 \$/b pour le pétrole dans les prochaines années. Cette fourchette reflète en réalité la structure de l'offre qui inclut et inclura des quantités croissantes de pétrole non conventionnels et de biocarburants dont les coûts de production sont supérieurs.

En effet, le développement des pétroles non conventionnels¹, comme l'offshore très profond, les huiles lourdes du Canada ou plus récemment les huiles de schiste aux États-Unis, implique des prix minimum de 50 à 80 \$/b. Les biocarburants ou les transformations par la voie Fischer-Tropsch du gaz (GtL), du charbon (CtL) ou de la biomasse (BtL), nécessitent en général des prix supérieurs à 100 \$/b. Ces différentes solutions pourraient représenter une offre croissante estimée par l'AIE à 10 Mb/j en 2035 contre 3 Mb/j en 2010.

¹ Ces notions ne sont pas figées dans le temps et évoluent avec la technologie; ainsi les huiles lourdes ou l'offshore très profond sont passés progressivement du statut de non conventionnels à conventionnels

La révolution en cours aux États-Unis pour ce qui est du développement des huiles de schiste est donc essentielle dans ce contexte. Elle pourrait, si elle se confirme et si elle peut s'élargir à d'autres pays, bouleverser la donne de ce marché à l'image de ce qui est envisagé sur le marché gazier. C'est peut-être notre vision de long terme qu'il conviendra de repenser.

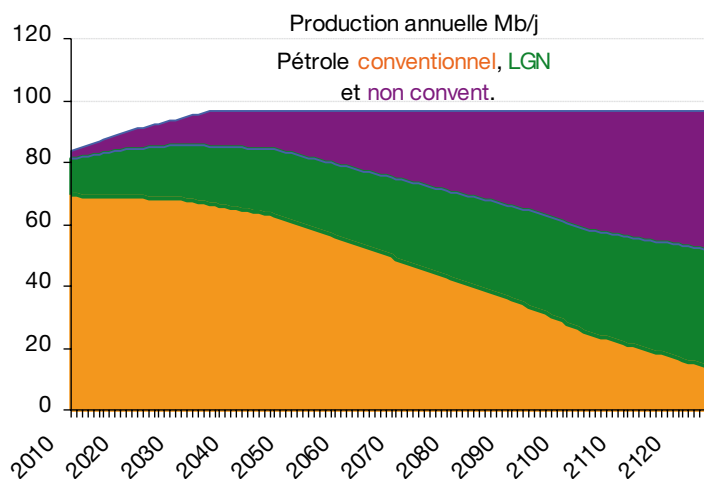


Fig. 5.3 – Simulation de long terme de la production de pétroles conventionnels et non conventionnels et de LGN – Hypothèse consommation stable à 100 Mb/j

5.2.2 Tendances aux États-Unis

5.2.2.1 Changement de stratégie en 2009 lié à l'effet prix

L'année 2009 a marqué une vraie rupture sur le marché du gaz naturel aux États-Unis. Sous l'effet de la crise économique de 2008 et du développement des gaz de schiste à grande échelle, le prix américain du gaz (Henry Hub) a connu un effondrement passant de 7 à 9 \$/MBtu entre 2005 et 2008 à 4 \$/MBtu environ depuis. Il se situait même autour de 3 \$/MBtu début 2012, une valorisation 5 à 6 fois inférieure à celle du pétrole (plus de 100 \$/b, ou 17 \$/MBtu). Ces conditions ont conduit à un changement radical de la stratégie des opérateurs.

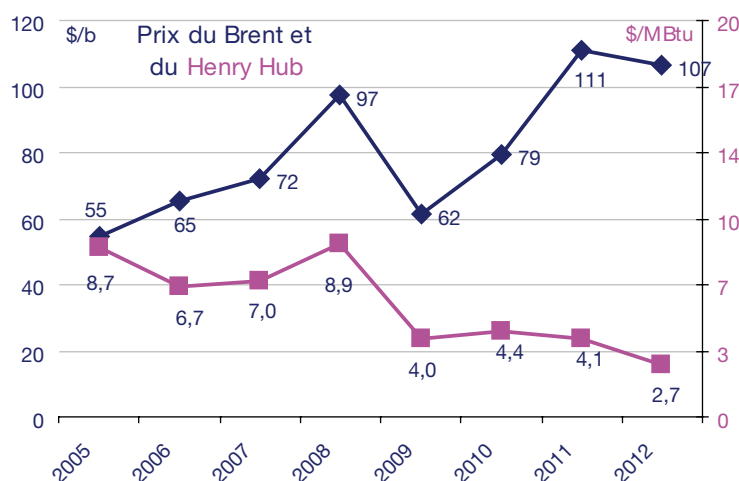


Fig. 5.4 – Prix du Brent et du Henry Hub (2005/2012)

Les appareils de forage, concentré à 85 % à la recherche de gaz naturel avant 2009, ont progressivement été réorientés à la recherche de pétrole, assurant une plus grande rentabilité. La rupture a été très rapide : entre début 2009 et août 2012, on est passé de 200 appareils orientés vers la recherche pétrolière à 1 400. Cette stratégie nouvelle a immédiatement porté ses fruits en termes de production.

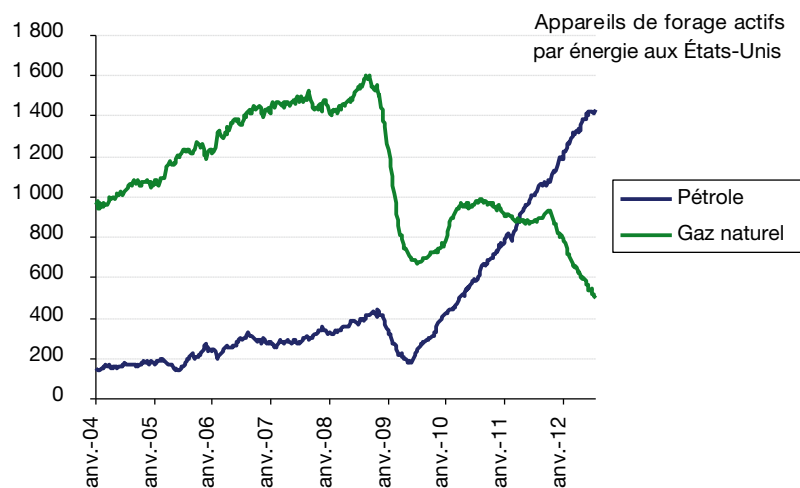


Fig. 5.5 – Appareils de forage dédiés pétrole ou gaz naturel aux États-Unis. Source : Bakers Hugues

5.2.2.2 Forte progression de la production dans les bassins de Bakken et Eagle Ford

Ces appareils de forages se sont concentrés pour une grande part vers les bassins de Barnett et Eagle Ford (Texas/Oklahoma) et vers Bakken (Dakota du nord). La production a rapidement progressé en 3 ans, en particulier dans les bassins de Eagle Ford (Texas) et dans le Bakken (Dakota).

L'évolution régionale de la production américaine met en évidence cette progression assez rapide depuis 2008 dans les deux zones ciblées autour du Texas (PADD III²), du Dakota du nord (PADD II) et dans une moindre mesure autour du Montana (PADD IV). La production de pétrole et de liquides de gaz naturel (LGN³) a ainsi progressé entre janvier 2008 et mai 2012 de 0,8 Mb/j dans le PADD III, de 0,7 Mb/j dans le PADD II et de 0,2 Mb/j dans le PADD IV. Cela représente un total de près de 1,8 Mb/j pour le marché américain.

Il s'agit d'une rupture importante par rapport à la tendance de fond observée depuis le milieu des années 1980, caractérisée par une baisse tendancielle de la production. Elle était ainsi passée de près de 11 Mb/j en 1985 à 7 Mb/j environ en 2005. Elle se situe désormais légèrement en dessous des 9 Mb/j.

5.2.2.3 Perspectives haussières de production

Les perspectives américaines de production sont encore aujourd'hui très incertaines compte tenu d'un historique trop récent pour estimer avec assez de précisions l'ensemble des paramètres à prendre en compte. Ce niveau d'incertitudes pour les États-Unis doit inciter à une grande prudence sur les estimations publiées concernant d'autres pays. Les dernières estimations de long terme du DOE tablent, en fonction des hypothèses en particulier sur le taux de récupération, sur une production d'ici à 2020 comprise entre 9 et 11,8 Mb/j, suivie d'une stabilité, voire d'une légère décroissance au-delà.

Les données de court terme montrent une croissance en ligne avec le scénario haut. Le DOE, dans ses perspectives de court terme, envisage en effet une production de 9 Mb/j dès 2013. Cette tendance pourrait laisser supposer que le potentiel est bien supérieur à ce qu'envisage le DOE. Il convient de rappeler que, pour le gaz naturel, des révisions annuelles haussières très importantes de la production avaient été effectuées entre 2008 et 2011. Ce même constat est envisageable pour les huiles de schiste dans les années à venir.

² Les PADD, zones d'allocation pétrolière, sont au nombre de 5 (PADD : Petroleum Administration for Defense Districts)

³ LGN : les liquides de gaz naturel contiennent les LPG (Propane, Butane) et les condensats (C5+)

Interview du directeur du département des ressources minérales du Dakota du Nord

Au cours d'une interview à Platts en août 2012, Lynn Helms, directeur du département des ressources minérales du Dakota du Nord, a évoqué les conditions et les enjeux du développement des huiles de schiste dans sa région, en particulier :

- une croissance mensuelle de 15 à 20 000 b/j ;
- 210 appareils de forage mobilisés, 3 000 puits forés chaque année ;
- 1 puits foré par unité de production, mais regroupement de 6 à 16 prévus ;
- 35 000 puits prévus sur une période de 16 à 18 ans pour valoriser la zone ;
- manque d'infrastructure pour exporter le pétrole (transporté par trains) et pour loger les employés ; projets prévus de pipelines et d'habitations ;
- 30 % du gaz produit est brûlé faute d'infrastructure ; 4 G\$ seront investis pour y remédier ;
- la zone produira essentiellement du gaz à terme ;
- Les droits sont répartis à hauteur de 82 % vers des intérêts privés, 12 % pour l'État fédéral et 6 % pour le Nord Dakota.

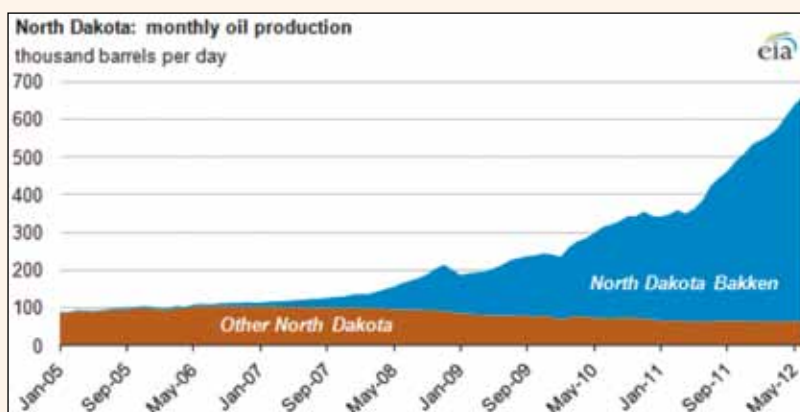


Fig. 5.6 – Évolution de la production depuis 2005 dans le nord Dakota. Source : EIA



Fig. 5.7 – Bassins de gaz et huiles de schiste en Amérique du Nord

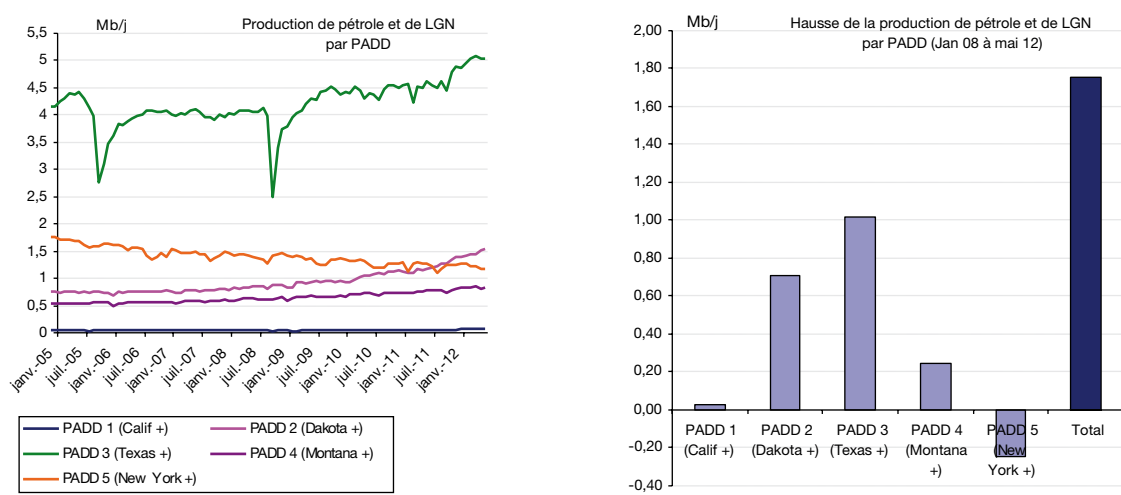


Fig. 5.8 et 5.9 – Production de pétrole et de LGN par PADD II005/2012 et croissance 2008/2012. Source : EIA DOE

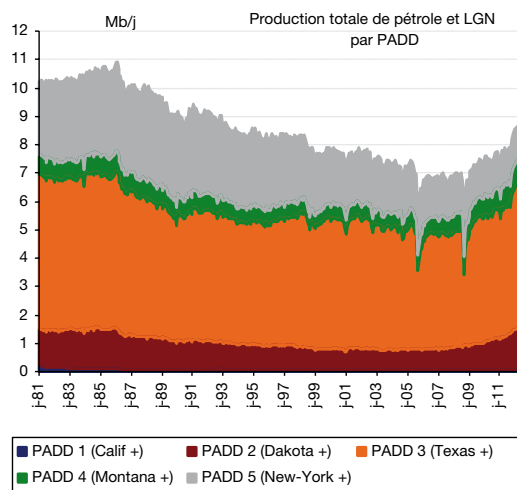


Fig. 5.10 – Production américaine totale de pétrole et de LGN 1981/2012. Source EIA DOE

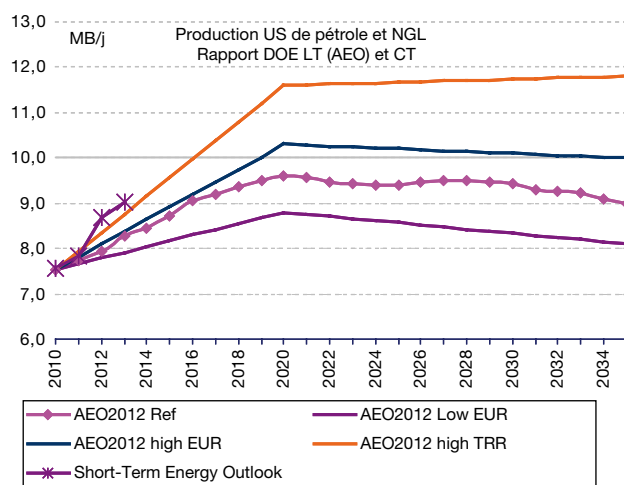


Fig. 5.11 – Perspectives de production américaine à court et long terme (4 scénarios)

Pour avoir une idée du taux d'incertitude entourant ces estimations, il convient de rappeler les différents paramètres à estimer qui sont au nombre de quatre :

- la surface du bassin S ;
- le nombre de puits envisageable par unité de surface P ;
- le pourcentage exploitable du bassin X % ;
- le taux de récupération ultime en millions de baril, nommé EUR (*Estimated ultimate recovery* en anglais).

À partir de ces données, on peut estimer les ressources techniquement récupérables, le TRR (*Technically recoverable resource* en anglais), par la formule :

■ $TRR = S \times P \times X \% \times EUR$.

Le TRR inclut à la fois les réserves prouvées, ayant de fortes probabilités d'être produites dans les conditions économiques et techniques actuelles, et les réserves non prouvées, techniquement récupérables mais sans considérations d'ordre technique ou économique. Le nombre d'incertitudes fait que ces estimations fluctuent fortement dans le temps. Ainsi, le DOE américain estimait à 3,7 Gb le TRR en 2009, puis à 29,7 Gb en 2010 et en 2012 à 33,2 Gb. Les futurs forages permettront d'affiner progressivement ces estimations. Certains analystes considèrent les évaluations actuelles du DOE comme relativement prudentes.

Taux de récupération ultime (EUR) dans le bassin de Bakken par puits

L'État du Dakota du nord a présenté des informations début août qui évoque un taux de récupération de 0,6 Mb par puits, proche de ce qui est retenu par le DOE. Il convient de noter la courbe de production caractérisée par une forte baisse au cours des premières années : 60 % est produit les deux premières années et 80 % en sept ans.

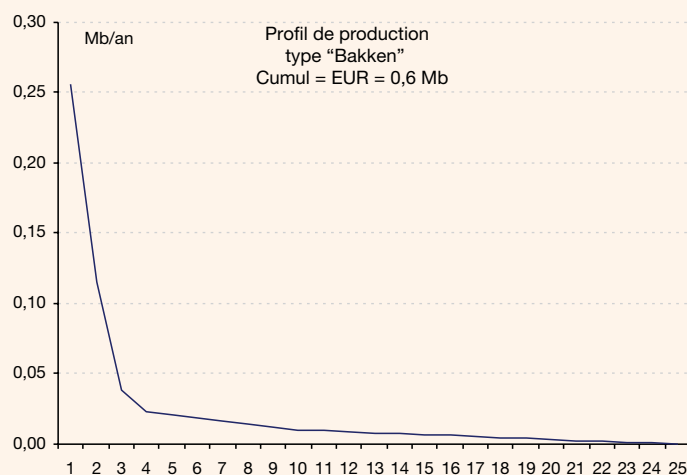


Fig. 5.12 – Profil de production type pour un puits (bassin de Bakken)

L'État du Dakota a également fourni quelques données économiques dont :

- le coût de forage : 9 M\$;
- les taxes : 4 M\$;
- les royalties : 7 M\$;
- les salaires et les coûts opératoires pour 2 M\$ chacun.

Ces différents éléments permettent d'estimer à environ 40 \$/b le coût unitaire de production (taux d'actualisation de 10 %), valeur sensiblement inférieure aux 50 \$/b généralement avancés.

Tableau 1 – Estimation du potentiel d'huiles de schiste aux États-Unis (AEO2012 DOE EIA)

	Surface (square miles)	Puits par square mile	% non testé	% avec potentiel	EUR Mb/puit	Nbre puits	Ressource récupération TRR Mb
Western Gulf							
Austin Chalk	16 078	3	72	61	0,13	21 165	2 688
Eagle Ford	3 200	5	100	54	0,28	8 665	2 461
Anadarko							
Woodford	3 120	6	100	88	0,02	16 375	393
Permian							
Avalon/Bone Springs	1 313	4	100	78	0,39	4 085	1 593
Spraberry	1 085	6	99	72	0,11	4 636	510
Rocky Mountain basins							
Niobrara	20 385	8	97	80	0,05	127 451	6 500
Williston Bakken	6 522	2	77	97	0,55	9 767	5 372
San Joaquin/Los Angeles							
Monterey/Santos	2 520	12	98	93	0,5	27 584	13 709
Total huiles de schiste						219 729	33 226

5.2.3 Tendances au Canada

Le Canada, qui dispose à l'ouest d'importantes formations de "pétrole léger de réservoirs étanches ou compacts", commence à valoriser son potentiel. De nombreuses formations se situent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), en particulier les formations suivantes :

- Bakken/Exshaw (Manitoba, Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique) ;
- Cardium et du groupe de Beaverhill Lake (Alberta) ;
- Viking (Alberta et Saskatchewan) ;
- Shaunavon (Saskatchewan) ;
- Montney/Doig (Colombie-Britannique et Alberta) ;
- Duvernay/Muskwa (Alberta) ;
- Amaranth (Manitoba).

Tableau 2 – Caractéristiques des formations au Canada

Formation	Bakken/Exshaw	Cardium	Viking	Unité inférieure de Shaunavon	Montney/Doig	Duvernay/Muskwa	Beaverhill Lake	Unité inférieure d'Amaranth
Type	Étanche	Étanche	Étanche	Étanche	Étanche	Schiste	Étanche	Étanche
Province	MB/SK/ AB/BC	AB	AB/SK	SK	AB	AB	AB	MB
Production conventionnelle associée	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
Profondeurs typiques (en m)	900 – 2 500	1 200 – 2 300	600 – 900	1 300 – 1 600	800 – 2 200	2 000 et plus	2 000 – 2 900	800 – 1 000
Réserves déclarées – en millions de m ³ (en millions de barils)	36 (225)	21 (130)	9 (58)	15 (93)	-	-	-	-

D'après une évaluation réalisée par le consultant "Marchés Financiers Macquarie Canada", les quatre principales zones pétrolières de réservoirs compacts en Alberta renfermeraient plus de 40 Gb de pétrole initial en place (PIP). L'Office National de l'Énergie souligne que, même si le taux de récupération était faible, par exemple 1 % du PIP total, un tel volume prolongerait énormément la durée de productivité du BSOC. Les premières estimations partielles des sociétés se situent déjà à 500 millions de barils (Mb) de réserves prouvées et probables, ce qui permettrait une production de 134 000 b/j sur une période de dix ans.

La production de pétrole de réservoir étanche connaît depuis fin 2007 un accroissement assez rapide puisque, partant de pratiquement zéro, elle était estimée début 2011 autour de 160 000 b/j. Elle est concentrée dans trois régions au Saskatchewan (90 000 b/j), en Alberta (50 000 b/j) et au Manitoba (25 000 b/j). D'ici à 2014, l'*Energy Resources Conservation Board* de l'Alberta estime que les formations de pétrole de réservoirs étanches de l'Alberta pourraient faire augmenter la production de pétrole léger de 170 kb/j.

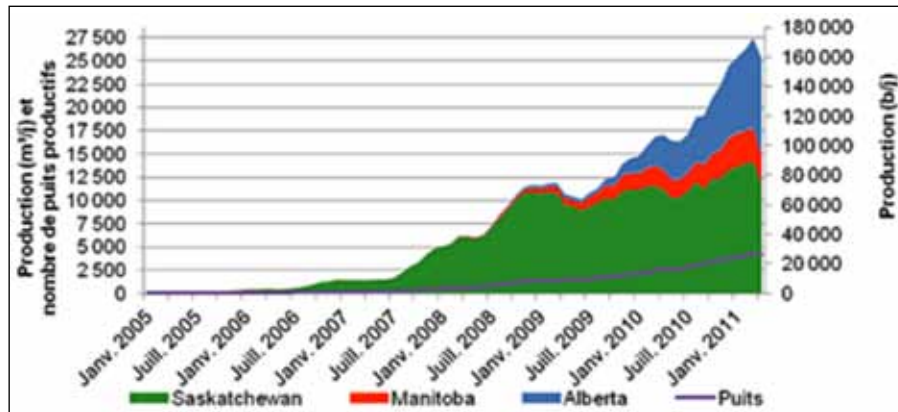


Fig. 5.13 – Production d’huiles de schiste au Canada (jusqu’à mars 2011)
 Source : Office national de l’énergie, décembre 2011

Compte tenu d’un historique assez récent, il n’est pas possible de déterminer avec précision les perspectives d’évolution de la production sur le long terme. Dans un rapport de juin 2012 publié par l’association des producteurs canadiens (CAPP), il est fait état de la possibilité de renforcer la production de pétrole, en particulier en Alberta, grâce aux huiles de schiste. Néanmoins, CAPP envisage un recul de ce type de pétrole d’ici à 2020, qui serait largement compensé par les huiles lourdes (*oil sands*). Leur production atteindrait 5 Mb/j en 2030 contre 1,6 Mb/j en 2011. Des évolutions plus favorables pour les huiles de schiste restent toutefois un scénario à ne pas écarter.

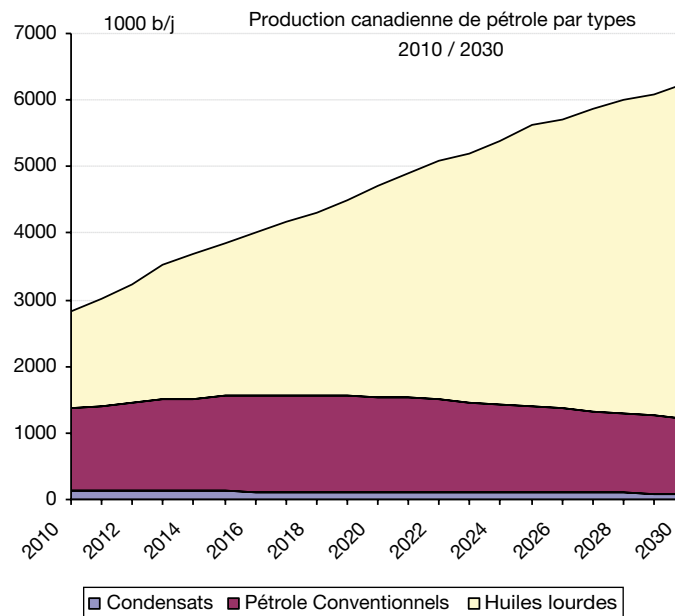


Fig. 5.14 – Production canadienne de pétrole par types (2010/2030). Source : CAPP

5.2.4 Tendances au niveau international

En dehors des États-Unis et du Canada, il n'y a eu jusqu'à présent que peu de recherches orientées vers les huiles de schiste. Certains pays comme la Chine, la Russie voire la France sont considérés comme ayant un potentiel significatif. Il est probable que la plupart des grands pays pétroliers disposent également de ressources significatives. L'incertitude reste néanmoins entière sur le potentiel récupérable en tenant compte des contraintes environnementales, techniques et économiques.

Néanmoins, les premières explorations débutent dans de nombreux pays. Parmi les premières opérations effectuées en dehors de l'Amérique du Nord, il convient en particulier de mentionner :

- en Colombie, des accords d'exploration ont été conclus avec une filiale de ExxonMobil pour explorer le bassin de Magdalena. La Colombie espère attirer des investissements d'au moins 500 M\$, alors que Shell, ExxonMobil ou Chevron ont marqué leurs intérêts pour la prospection dans ce pays ;
- en Argentine, la compagnie YPF a confirmé la présence d'huile et gaz de schiste dans la province de Mendoza. L'exploration des blocs "Oeste Payun" et "Valle del Rio Grande" permet d'estimer un potentiel de 1 milliard de barils équivalent pétrole (bep) de pétrole et gaz non conventionnels. Ce potentiel n'est peut-être pas sans rapport avec la loi de souveraineté sur les hydrocarbures approuvée en mai et en vertu de laquelle les pouvoirs publics ont pris 51 % du capital de YPF, filiale de l'espagnol Repsol qui en détenait 57,4 %. Des concessions ont ainsi été retirées à YPF en particulier dans la province de Neuquen au potentiel également important ;
- en Égypte, une société américaine, Apache Energy, a annoncé une campagne d'exploration pour confirmer le potentiel estimé entre 700 M et 2,2 Gb sur ses zones situées dans le désert occidental ;
- en Russie, Rosneft et ExxonMobil ont signé un accord en juin 2012 visant à développer des réserves en Sibérie occidentale, dans le bassin de Bazhenov. ExxonMobil a évoqué des réserves "énormes", le chiffre de 13 Gb de ressources ayant été évoqué par ailleurs ;
- la Chine, qui envisage une production annuelle de 100 Gm³ de gaz de schiste en 2020, étudie également la valorisation des huiles de schiste. En avril 2012, la compagnie nationale Petrochina a indiqué que le potentiel de ressources récupérables se situerait autour de 300 Gb à un coût de production de l'ordre de 50 \$. Ces volumes sont largement supérieurs aux ressources prouvées actuelles estimées par BP à 14,7 Gb ;
- en France, la recherche d'huile de roche-mère était envisagée dans le bassin Parisien, où le potentiel pourrait se situer à 6 Gb. La loi du 13 juillet 2011, qui encadre strictement les forages d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, en interdisant tout recours à la technique de fracturation hydraulique, a figé les projets.

Les premiers éléments d'information que ce soit en Amérique du sud, en Chine ou en Russie laissent penser que le potentiel au niveau mondial pourrait être très élevé sans compter les pays pétroliers du Moyen-Orient.

5.2.5 Potentiel des huiles de schiste au niveau mondial

Les incertitudes évoquées pour le développement des gaz de schiste sont pratiquement les mêmes pour les huiles de schiste. Il convient de souligner en particulier l'incertitude sur le potentiel économiquement exploitable. Si le coût de production est estimé entre 50 et 60 \$/b aux États-Unis, ces niveaux relativement faibles ne seront pas obligatoirement reproductibles dans le reste du monde. Cela dépendra, en particulier, des coûts de forage (fonction de la profondeur) a priori plus élevés et du taux de récupération du pétrole en place, fortement variable suivant les bassins. Seuls des forages d'exploration/évaluation pourront permettre d'affiner ces données.

En dehors des coûts, de nombreux autres paramètres influenceront le développement des huiles de schiste dans le monde. Parmi ceux-ci, il convient de mentionner :

- les règles en matière d'attribution des permis ;
- la réglementation environnementale ;
- l'acceptabilité sociétale ;
- le tissu industriel, en particulier dans le secteur du forage ;
- les retombées sociales et économiques ;
- le bilan bénéfice/inconvénient environnemental des huiles de schiste ;
- la politique énergétique ;
- le contexte géopolitique.

Il convient de souligner que, même si les différentes incertitudes environnementales, économiques ou géologiques sont levées, il restera la contrainte du tissu industriel spécifique aux États-Unis. Ce pays dispose en particulier d'un nombre d'appareils de forage très élevé qui représente 65 % du total mondial. C'est presque 2 000 appareils contre 90 à 400 seulement dans la plupart des autres zones géographiques. L'Europe ne dispose par exemple que de 110 appareils. Ce seul facteur explique pourquoi la plupart des experts s'attendent à des développements relativement lents en dehors du marché nord américain. Il convient de noter que le nombre d'appareils en Chine serait en revanche important (environ 850), ce qui réduit l'un des freins à l'exploitation des ressources de ce pays.

Quel potentiel d'huiles de schiste en France ?

Le rapport du CGIET et du CGEDD intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France", rédigé à la demande du ministre de l'écologie, du développement durable des transports et du logement et du ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, et datant de février 2012, donne des estimations du potentiel en France. Ce rapport souligne également les grandes incertitudes sur ces données :

"Selon un des opérateurs pétroliers rencontrés par la mission, les ressources en place d'huile de roche-mère seraient de 1,4 Mm³ par km². Avec un taux de récupération de 1 à 2 %, le volume unitaire d'huile récupérable serait de l'ordre de 0,02 Mm³ par km². Une extrapolation grossière sur la superficie des titres miniers délivrés sur l'ensemble du bassin Parisien conduit à estimer à environ 1 Gm³ le volume d'huile de roche-mère récupérable (soit 800 Mt ou 6,3 Gb). Cette évaluation doit être examinée avec une extrême prudence, eu égard à l'imprécision des hypothèses adoptées.

Un autre professionnel rencontré par la mission estime que le gisement du bassin Parisien devrait permettre d'extraire entre 4 et 6 Mm³ d'huile pendant 25 ans, ce qui correspondrait à l'existence d'un gisement effectivement exploitable de 100 à 150 Mm³. À titre de comparaison, il est rappelé que la production nationale de brut est actuellement de l'ordre de 900 000 par an."

Globalement, au stade actuel des connaissances, il serait présomptueux de faire, en 2012, une quelconque estimation du potentiel exploitable. Les développements prometteurs aux États-Unis laissent toutefois penser qu'une révolution est peut-être en cours.

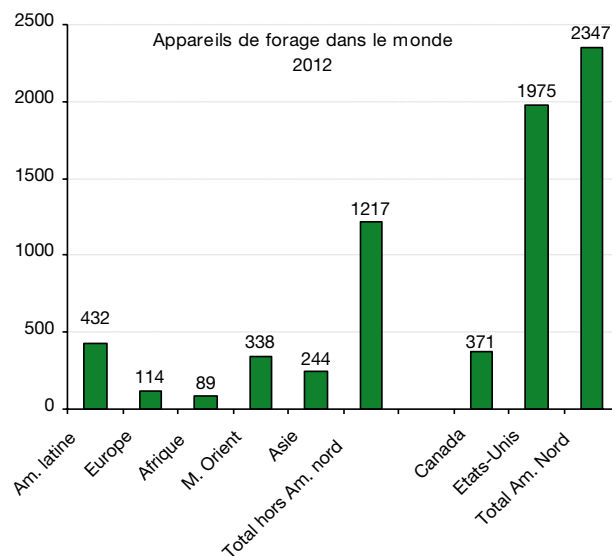


Fig. 5.15 – Appareils de forage dans le monde en 2012 hors Chine et CEI. Source : Bakers Hugues

5.3 Impacts sur le marché Nord Américain

5.3.1 Décrochage du prix du pétrole (WTI...) dans certains États

Le début de l'année 2011 a été marqué par une rupture dans la formation des prix internationaux du pétrole. Le Brent, reflet des conditions d'équilibre sur le marché européen, et le WTI, marqueur pour le marché américain, se sont en effet mis à décrocher. Le WTI se situait historiquement légèrement au dessus du cours du Brent. Ce n'est désormais plus le cas, le WTI se négociant désormais avec une décote qui évolue entre 10 et 15 \$/b, qui a même atteint 25 \$/b en septembre 2011. Sur l'année 2012, la décote du WTI par rapport au Brent a été en moyenne de -17 %.

La décote du WTI est liée à l'absence de capacités de transport suffisantes en particulier entre les zones de raffinage (PADD) et le marché canadien. Des projets sont en cours pour palier cette insuffisance ce qui permettra de réduire les achats externes et de reconnecter progressivement le WTI au marché international.

Cette baisse a bien entendu impacté la moyenne des prix d'acquisition du pétrole par les raffineurs américains. La décote moyenne qui se situait autour de 5 \$/b par rapport au Brent, évolue désormais autour de 10 \$/b. Elle est plus faible que celle du WTI qui ne représente qu'une cotation locale au point stratégique de Cushing (lieu de stockage et de cotations du WTI) en Oklahoma et surtout qu'une cotation parmi d'autres. D'autres pétroles américains comme le LLS (*Light Louisiana Sweet Crude Oil*) produit dans le golfe du Mexique suivent les tendances du marché mondial.

L'analyse des écarts de prix sur chaque PADD américain met en lumière la diversité des situations aux États-Unis. Pour les PADD I, III et V, l'évolution de l'écart de prix par rapport au Brent est ainsi beaucoup moins marquée que pour les PADD II et IV. Il y a donc bien des situations spécifiques pour ces deux dernières zones.

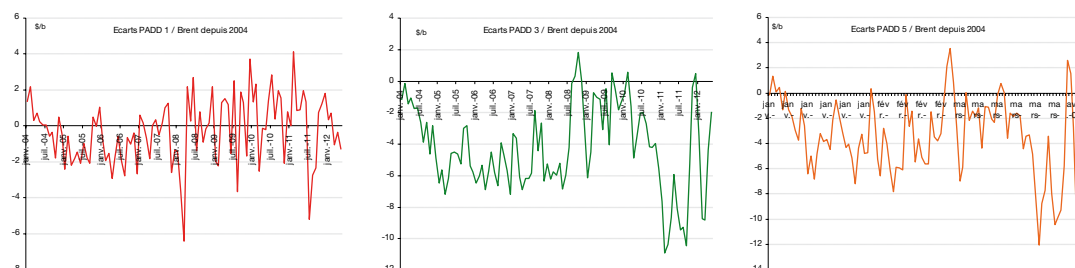


Fig. 5.16 – Écarts de prix des PADD I, III et V par rapport au Brent depuis 2004

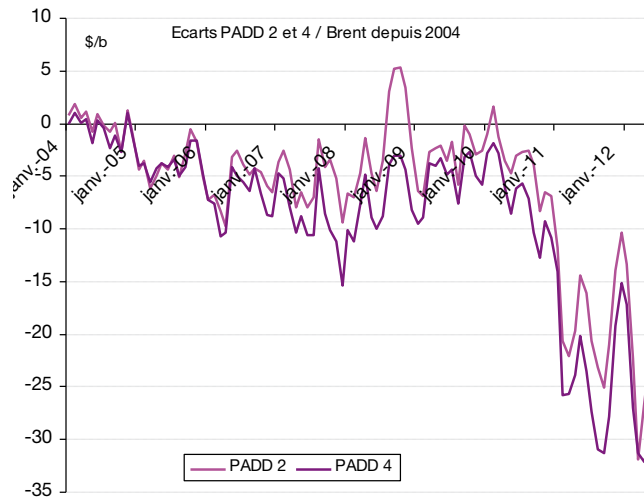


Fig. 5.17 – Écart de prix des PADD II et 4 par rapport au Brent depuis 2004

Si la hausse de la production d’huiles de schiste en particulier dans les PADD II, III et IV a bien évidemment joué un rôle, la progression rapide des exportations de pétrole canadien à destination du PADD II début 2011 explique probablement pour une large part les bouleversements survenus sur le marché américain en termes de prix. Ce sont ainsi dans les zones fortement dépendantes du pétrole canadien que les écarts de prix par rapport au Brent sont les plus élevés.

Ces écarts subsisteront tant que les surplus dans les PADD II et IV ne pourront pas s’évacuer vers le PADD III (Texas +), zones la plus importante en termes de capacités de raffinage et qui dépend pour plus de 50 % d’importations en dehors du continent. Ce lien permettra de faire un arbitrage entre les achats internes et en provenance du Canada par rapport aux importations. Ce mécanisme permettra de rééquilibrer les écarts de prix entre le WTI et le Brent en particulier. Les projets en cours (fig. 5.18) répondent à cette préoccupation.

L’approbation du projet “Keystone XL” de TransCanada a été repoussé en 2013 compte tenu des risques environnementaux pour la zone sensible de Sand Hills dans le Nebraska. Une nouvelle route est proposée, dont l’approbation est attendue début 2013, ce qui permettrait une mise en service en 2015.

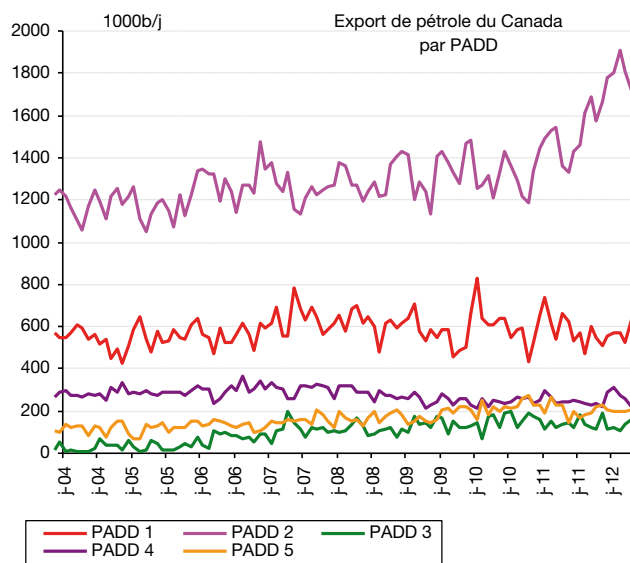


Fig. 5.18 – Exportations de pétrole du Canada par PADD. Source : EIA DOE



Fig. 5.19 – Projets de pipelines sur le continent nord américain. Source CAPP

Principaux projets de pipeline Canada/États-Unis

1 – Principaux pipeline provenant de l'ouest canadien WCSB

Pipeline	Origine	Type pétrole	Capacité 1000 b/j		
			Existant	Projet	Date
Enbridge	WCSB	Brut léger	1 081		
		Lourd	1 246		
AB clipper		Lourd		120	2014
Enbridge Gateway				525	2017
Express		Lourd/Léger	280		
Transmountain		Lourd/Léger	300		
TM Expansion				450	2017
Keystone		Lourd/Léger	591		
Keystone XL		Lourd/Léger		830	2015
			3 498	1 925	

2 – Capacités vers le PADD III (Golfe du Mexique)

Pipeline	Origine	Destination	Capacité 1000 b/j		
			Existant	Projet	Date
	PADD II	PADD III			
ExxonMobil Pegasus	Patoka, lol	Nederland, TX	96		
Seaway Reversal Phase 1	Cushing, OK	Freeport, TX	150		2012
Seaway Reversal Phase 2				250	2013
Seaway Twin Line				450	2014
TransCanada Gulf Coast	Cushing, OK	Nederland, TX		550	2013
			246	1 250	
		Total	1 496		
	PADD III	PADD III			
Houston-to-El Paso	Bassin permian TX	Houston TX		225	2013
Ho-Ho Reversal project	Houston TX	Port Arthur TX		300	2013
				525	
		Ensemble	246	1 775	
			2 021		

Les cotations à terme sur les marchés financiers, qui ne sont pas des prévisions mais représentent une vision à un instant donné, tablent sur un rapprochement progressif des cours du Brent et du WTI. Ainsi, l'écart est évalué entre 2 et 6 \$ à l'horizon 2016 si l'on se réfère aux cotations à terme de l'année 2012 contre 10 à 18 actuellement. Les marchés anticipent ainsi un rapprochement progressif avec la mise en route des interconnexions dans des délais néanmoins relativement éloignés.

5.3.2 Moindre dépendance pétrolière

Le marché américain devrait connaître, si l'on en croit les dernières perspectives du DOE américain, un changement structurel de son bilan pétrolier en particulier pour ce qui est des importations pétrolières de produits et de brut. Cette évolution n'est pas due uniquement à la hausse attendue de la production, mais résulte d'un ensemble de paramètres dont :

- une relative stabilité de sa consommation autour de 19 Mb/j liée en partie au léger recul de la consommation d'essence. Celle-ci qui représente près de 45 % du total devrait ainsi passer de 8,7 à 8 Mb/j d'ici à 2035 grâce à la politique visant à fortement réduire la consommation unitaire des véhicules ;
- une progression importante des produits pétroliers dits renouvelables, en particulier pour ce qui est de la production d'éthanol à 3 Mb/j environ en 2035 ;
- et enfin de la hausse de la production de pétrole de condensats et de liquides de gaz naturel qui passerait de 8 Mb/j en 2011 à 9 Mb/j dans le scénario de référence en sachant que cette projection est probablement conservatrice. Dans le scénario haut, le DOE envisage une production de 11,8 Mb/j.

Aucun scénario n'envisage toutefois une autonomie complète des États-Unis. Néanmoins, et quelque soit le scénario retenu en termes de production, le niveau d'importations nettes (pétrole et produits) devrait connaître un recul significatif. De 9 Mb/j en 2010, soit 50 % de la consommation, elle se situerait en 2035 entre 8 Mb/j (40 % de dépendance) et, dans le meilleur des cas, à 4 Mb/j (22 %).

Une telle évolution aura des conséquences en termes économiques, mais aussi pour l'équilibre pétrolier mondial. Au niveau économique, il convient de rappeler que le déficit commercial américain de 560 G\$ en 2011 s'explique à 58 % par les achats du secteur pétrolier d'un montant de 330 G\$. Le recul des achats externes de pétrole et de produits est donc un enjeu important qui pourrait également avoir des implications géopolitiques. Certains experts envisagent ainsi un désengagement du Moyen Orient si l'autonomie pétrolière devenait réalité ce qui est loin d'être assuré aujourd'hui.

Au niveau international, le recul de 3 à 4 Mb/j des importations américaines dès 2020 pourrait atténuer les tensions sur le prix international du pétrole. Le marché des produits pétroliers seraient également affectés, pesant en particulier sur l'équilibre du marché européen. Les perspectives du DOE dans le scénario de référence tablent ainsi sur des exportations de l'ordre de 0,2 Mb/j contre des importations nettes de 0,8 Mb/j en 2009. Dans ce contexte, le raffinage européen pourrait être sous pression si cela devait affecter les exportations d'essence et ainsi réduire par nécessité le taux d'utilisation des raffineries. La baisse de production de gazole en résultant pourrait être compensée par les excédents américains (voir chapitre 4.3.2).

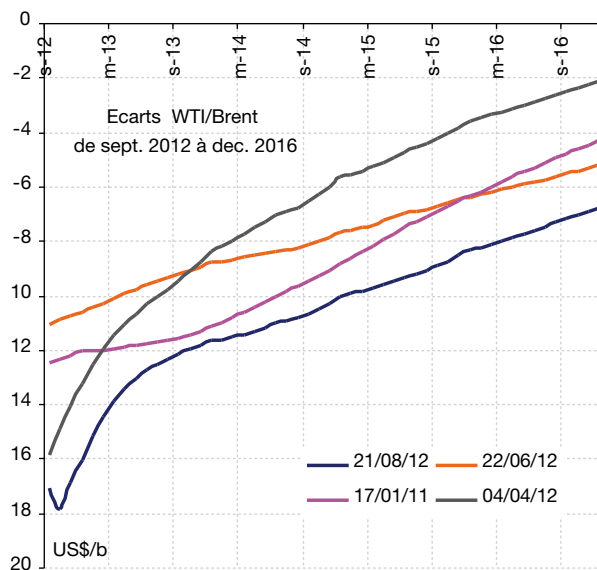


Fig. 5.20 – Prix à terme (“Futures”) du Brent et du WTI

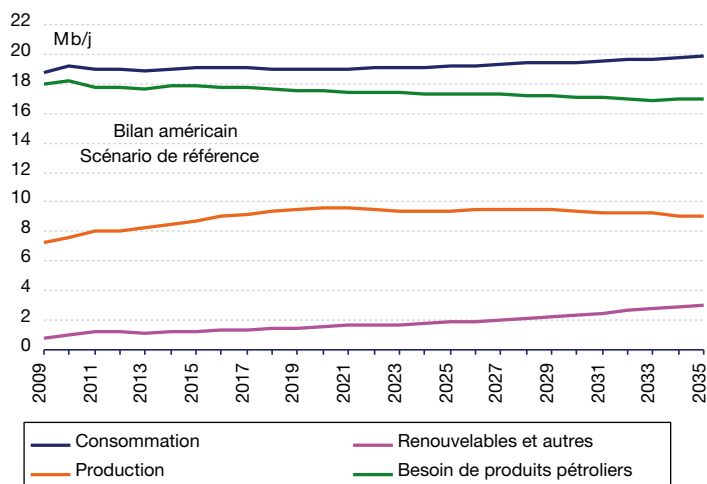


Fig. 5.21 – Bilan des liquides du marché américain à l’horizon 2035

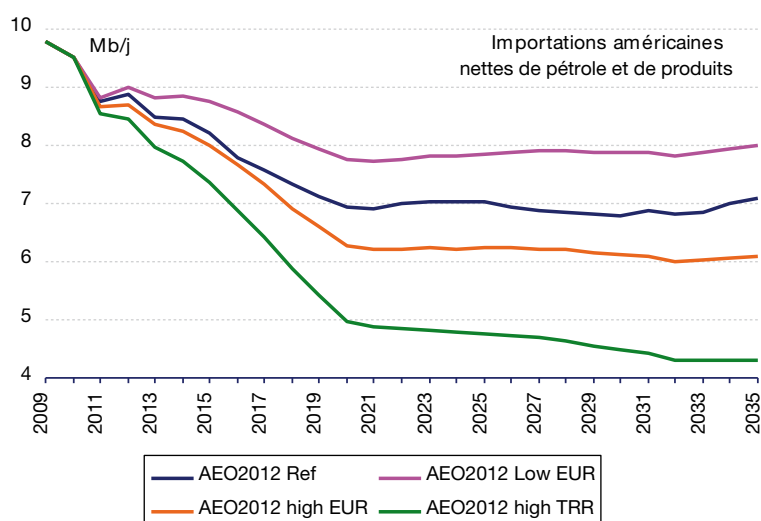


Fig. 5.22 – Importations nettes américaines en fonction des scénarios de production

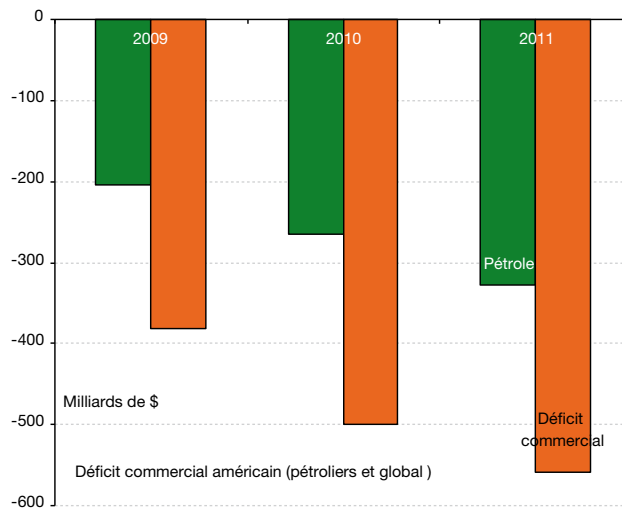


Fig. 5.23 – Déficit commercial total et pétrolier américain (2009/2011)

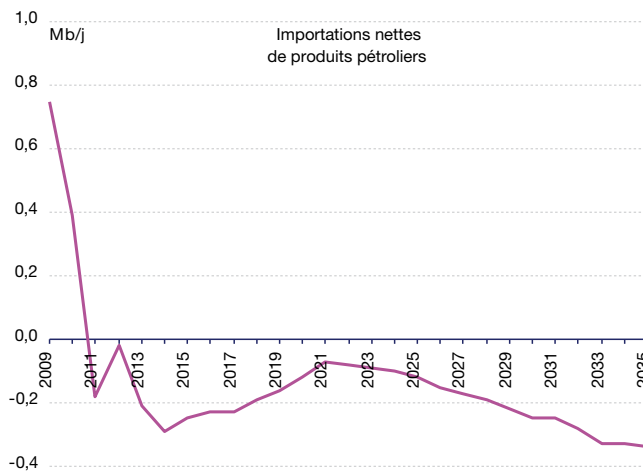


Fig. 5.24 – Importations nettes de produits pétroliers (2009/2035 – scénario de référence)

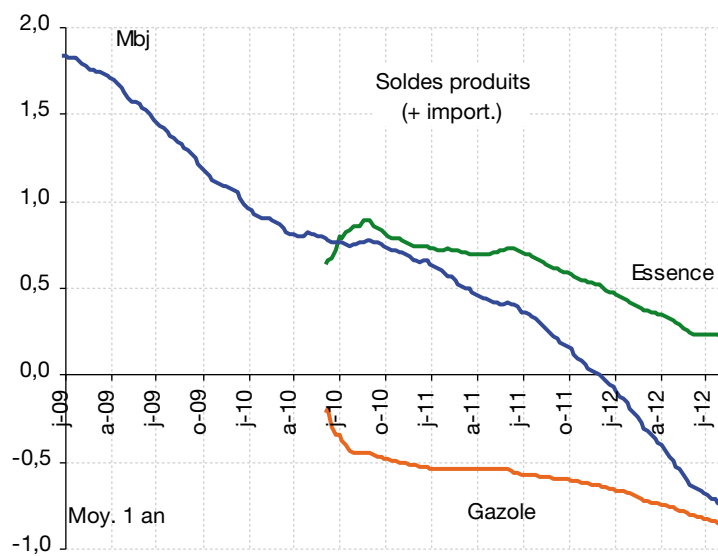


Fig. 5.25 – Soldes import/export de produits pétroliers (2009/2012)

Il convient de noter que le phénomène est extrêmement rapide depuis 2009 : les achats nets de produits se situaient à 2 Mb/j en 2009 ; ils sont désormais en excédents avec des exportations de l'ordre de 0,8 Mb/j. Les importations nettes d'essence sont en recul très rapides, tandis que les exportations de gazole sont en forte progression. Le bilan de long terme du DOE américain est inférieur à ces évolutions de court terme suggérant une nouvelle fois une possible sous estimation des évolutions à venir.

5.3.3 Impacts macro-économique favorables

La commission industrielle du Dakota du nord, état dans lequel est développé le bassin Bakken depuis 2005, a fait le point sur les retombées économiques d'un puits de production. Le bilan annoncé pour 1 puits, qui produit en moyenne 0,61 Mb/j sur la durée de vie (45 ans), est le suivant :

- 9 M\$ d'investissement ;
- 4 M\$ de taxes ;
- 7 M\$ de royalties ;
- 2 M\$ en salaire ;
- et 2 M\$ de coûts opératoires.

Dans cette zone, 3876 puits ont été réalisés entre 2005 et aout 2012 faisant passer la production de 0,2 Mb/j à 0,6 Mb. Le Nord Dakota estime que 1100 à 2700 puits seront réalisés chaque année permettant la création de 50 000 emplois.

Cet exemple souligne l'enjeu macro économique des huiles de schiste pour les États-Unis. Cela recouvre à la fois des enjeux en termes de balance commerciale, de création d'emplois, de retombées fiscales et de compétitivité économique induite pour les industries consommatrices d'énergie à l'image du secteur de la pétrochimie.

Une étude de 2012 réalisée par Citigroup estime à 274 G\$ (2005) soit 1,4 % du PIB, les retombées directes du développement des huiles (240 G\$) et gaz (34 G\$) de schiste d'ici à 2020. En tenant compte des retombées indirectes liées à ces activités (100 à 200 G\$), aux activités industrielles nouvelles générées (pétrochimie, acier, engrais, etc. pour 48 G\$), l'étude abouti à un total de 370 à 620 G\$ potentiel supplémentaires d'ici 2020 soit 2 à 3,3 % du PIB. Cela équivaut à environ 0,5 à 0,6 % de croissance supplémentaire.

En termes d'emploi, l'estimation est de 550 000 emplois directs créés d'ici à 2020, et se situe entre 2,2 et 3,6 millions d'emplois en tenant compte des effets indirects.

Le bilan est donc largement positif si l'on en croit cette analyse. Il conviendrait toutefois de pondérer ces chiffres en tenant compte de possibles destructions d'emplois en particulier dans le secteur du charbon ou de moindre développement dans la filière des énergies renouvelables (effet gaz de schiste). Il n'en reste pas moins que les huiles et gaz de schiste apportent à l'évidence des retombées macro-économique très favorables pour les États-Unis.

5.3.4 Impacts au Canada : pression sur les prix et risques pour les exportations

Le Canada produit des quantités croissantes de pétrole, de l'ordre de 3,5 Mb/j en 2011, sensiblement supérieures à sa consommation ce qui lui permet d'exporter désormais plus de 1 Mb/j, destinés pour l'essentiel aux États-Unis. Ces échanges ont dégagé un excédent de 40 G\$ CAD en 2011.

L'excédent de pétrole canadien à destination des PADD II et IV (voir fig. 5.26) a eu pour effet de peser à la baisse sur les prix des huiles lourdes canadiennes. Ceci a entraîné un décrochage croissant de leur prix par rapport au WTI (décote de 10 à 30 US\$ en 2011, fig. 5.27).

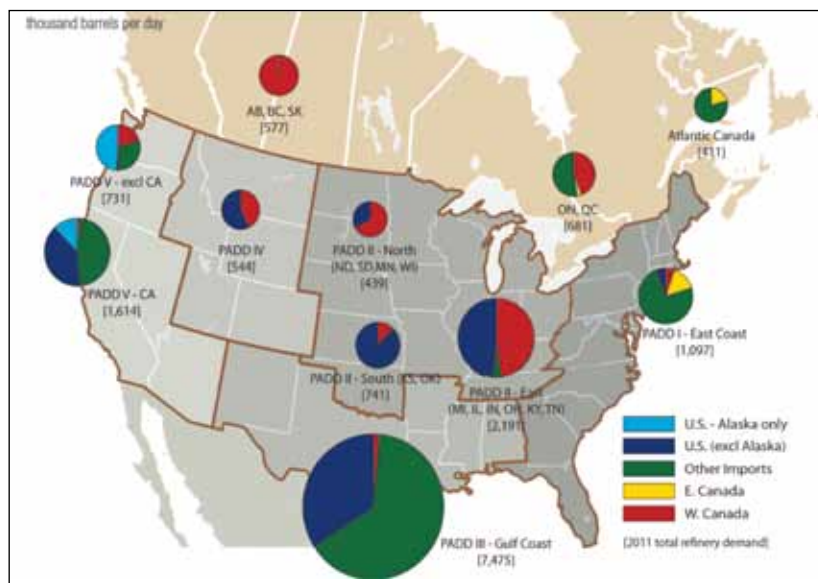


Fig. 5.26 – Raffinage nord américain de pétrole et dépendance. Source : EIA Statistics Canada

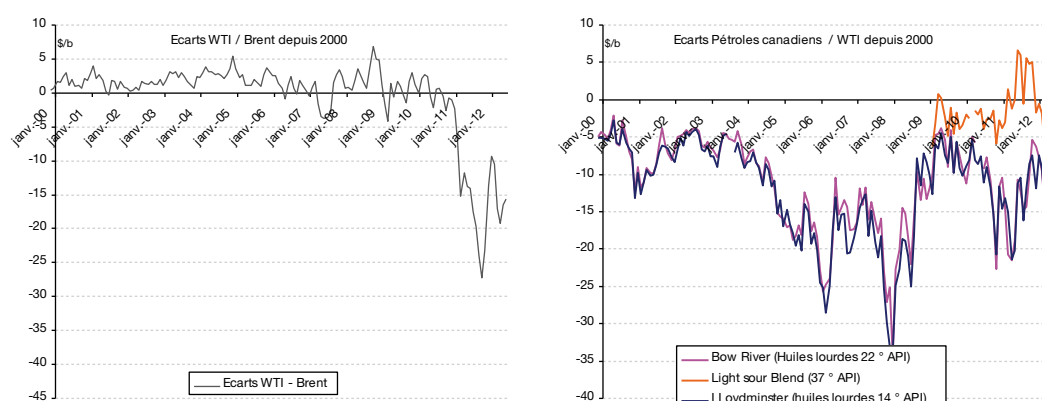


Fig. 5.27 – Écarts WTI/Brent et pétroles canadiens/WTI (2000/2012)

Il est extrêmement difficile de savoir ce que sera l'équilibre futur entre le marché international (Référence Brent), le marché américain (référence WTI) et le marché canadien. Les déterminants incluent à la fois le niveau de production et de consommation, l'évolution des capacités de transport à partir du Canada et intra-américaine, ainsi que le potentiel de traitement des huiles lourdes par les raffineries américaines. Les marchés tablent actuellement sur une décote persistante pour le WTI (Chap. 4.1.1) par rapport au Brent au moins jusqu'en 2016. Pour les huiles lourdes canadiennes, l'écart par rapport au WTI se situera au minimum à 10 \$, voire 15/30 \$ comme actuellement si le marché reste sur approvisionné.

5.4 Impacts sur l'industrie pétrolière internationale

5.4.1 Nouvel axe stratégique des compagnies internationales

Une analyse du consultant Wood Mackenzie a mis en évidence les évolutions en cours pour les grandes compagnies pétrolières, les "majors" à l'image de Total, qui se tournent progressivement

de plus en plus vers des développements complexes, dont les ressources non conventionnelles. Elles pourraient représenter 60 % de leur portefeuille en 2016 contre 40 % actuellement. Le GNL (gaz naturel liquéfié), l'offshore profond et très profond et bien sûr les gaz et huiles de schiste font partie de ces "nouveaux horizons".

Après des prises de position massive dans les gaz de schiste aux États-Unis et en Chine en particulier, les huiles de schiste deviennent à leur tour une cible. Parmi les accords les plus emblématiques, sans prétendre être exhaustif, il convient en particulier de mentionner :

- l'accord de Rosneft et Exxon Mobil Russie qui vise à étudier deux formations, Bazhenov and Achimov, au potentiel prometteur. Les forages sont prévus en 2013.
- l'annonce du rachat par Statoil de la société américaine "Brigham Exploration Company" pour un montant de 4,4 G\$. Cette société opère sur les formations de Bakken et de Three Forks dans le bassin de Williston Basin, situé au Dakota du Nord et au Montana.
- Shell enfin a exprimé sa volonté de se positionner sur les huiles de schiste aux États-Unis au détriment des gaz de schiste moins rémunérateurs compte tenu de la chute des prix du gaz.

Ces quelques exemples mettent en lumière un intérêt des sociétés internationales pour ces nouveaux projets.

5.5 Industrie du raffinage : un alourdissement des tendances

La production d'hydrocarbures de schiste s'est traduite par un abaissement du coût d'approvisionnement en pétrole, une diminution de la facture énergétique et une augmentation du rendement en essence de certaines raffineries américaines. Le surcroît de productivité qui en résulte impacte le schéma traditionnel d'import/export de produits finis, et pèse sur la compétitivité des raffineries Européennes.

Approvisionnement en pétrole brut

Comme décrit plus haut, l'afflux de brut Canadien et de pétroles de schiste a conduit à un engorgement du réseau d'oléoducs puis à un décrochage conjoncturel de la cotation du brut léger peu soufre américain (WTI) de 10 \$ à 15 \$/baril par rapport au brut Européen (Brent). Ce phénomène devrait s'atténuer au fur et à mesure que les investissements nécessaires seront réalisés. Une fois le réseau remis à niveau, la décote structurelle de WTI par rapport au Brent pourrait théoriquement être ramenée à 2 \$/baril en ordre de grandeur.

Seules les raffineries des PADD 2, et 4, bénéficiant de l'approvisionnement en brut Canadien et en huile de schiste profitent de l'aubaine. Les carburants produits par les raffineries étant par contre cohérents avec les tarifs internationaux, le bonus sur le prix du brut se répercute directement sur la marge de raffinage.

Facture énergétique

Par ailleurs, le raffinage américain bénéficie, comme toute l'industrie de ce pays, d'un coût d'approvisionnement en gaz naturel particulièrement bas, à 2,5-4 \$/MBTU contre 8-10 \$/MBTU en Europe, soit un écart de près de 7 \$/MBTU. Une raffinerie étant un gros consommateur de combustible, on a vu les raffineries américaines convertir leurs brûleurs de fuel liquide en brûleurs à gaz naturel afin de bénéficier des prix particulièrement bas de ce dernier. Selon son niveau de conversion et la qualité du brut traité, on estime qu'une raffinerie américaine peut consommer entre 1 et 5 % de gaz naturel par rapport au poids de brut, ce qui se traduit par un gain de marge de raffinage de 0,7 \$ à 4 \$/baril pour une raffinerie américaine par rapport à son homologue européenne.

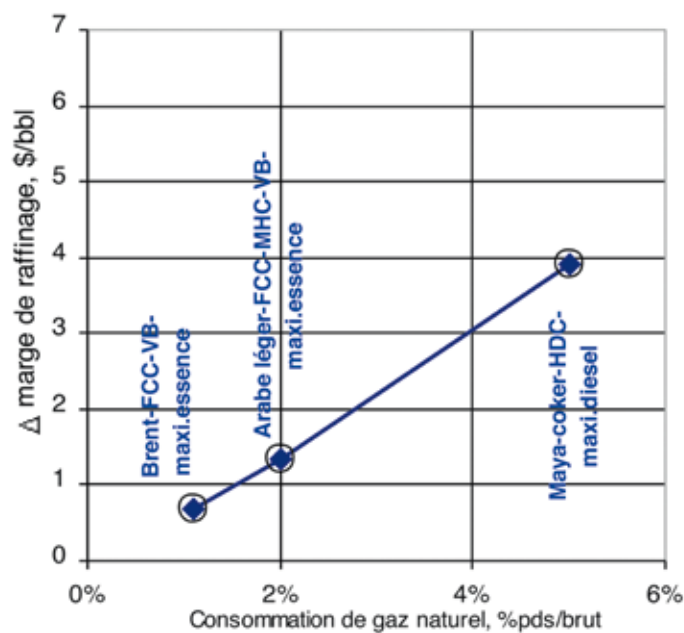


Fig. 5.28 – Impact d’une réduction de prix du gaz naturel de \$7/MBTU sur les marges de raffinage

Rendement en essence

Les huiles de schiste sont de remarquables bruts à essence. La comparaison des rendements massiques obtenus dans une raffinerie de schéma classique montre que le brut Bakken (représentatif de ces pétroles) produit près de 4 points d’essence en plus que le brut WTI (brut léger peu soufré de référence aux États-Unis), pour une production de diesel voisine (tableau 3). Ainsi le seul remplacement de 1 million de barils jours de brut WTI (données 2011) par le même volume de brut Bakken se traduit mécaniquement par un accroissement de la production d’essence de 67 000 b/j environ.

Tableau 3 – Rendements type d’une raffinerie US de complexité moyenne

Brut	WTI (Conventionnel)	Bakken (Huile de schiste)
Rendements raffinerie ¹	%pds	%pds
Essence	46	52
Diesel	37	37

Notes :

(1) Raffinerie typique de brut léger (schéma FCC+Viscoréducteur). Pas de production de naphta pétrochimique ni de carburéacteur

Or, il convient de rappeler que le marché européen, bastion de la motorisation diesel pour les véhicules particuliers, est structurellement excédentaire en essence et déficitaire en diesel, et que le raffinage européen a un besoin vital d’exporter une partie de son essence. Depuis 2009, les effets cumulés du regain de compétitivité offert aux États-Unis par un brut et par un gaz naturel bon marché, et de la structure de rendement des huiles de schiste, très riches en essence, ont fait reculer les importations américaines, débouché traditionnel de nos excédents, et l’Europe doit donc se tourner vers d’autres débouchés à l’export, moins favorables.

Ajouté à l’amélioration de l’efficacité énergétique des moteurs qui diminue mécaniquement le marché domestique des carburants, la capacité de raffinage européen ne cesse de diminuer, et certains estiment que “11 raffineries seront fermées dans l’Union européenne d’ici à 2020” (Margaret Hill directrice de VNPI (2012)).

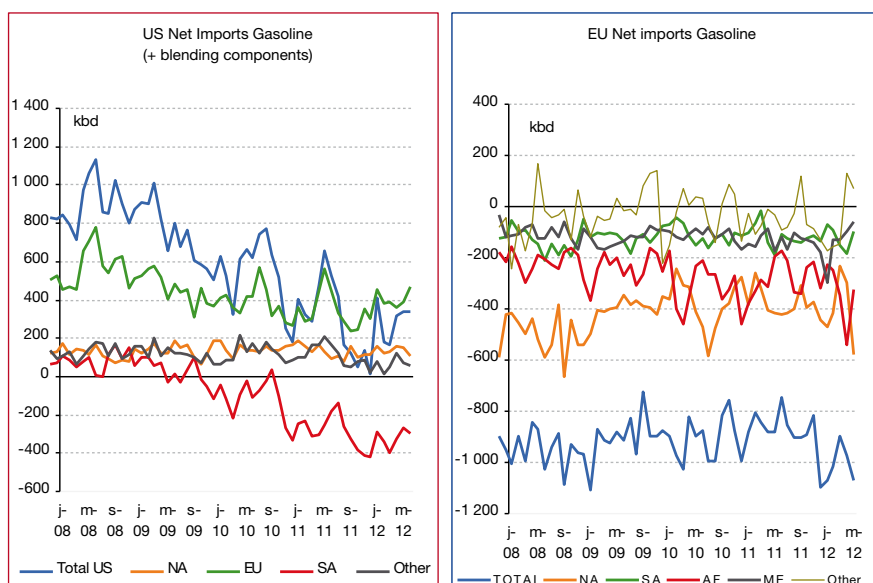


Fig. 5.29 – Historique de l’importation de produits raffinés aux États-Unis et en Europe. Source : EIA, AIE

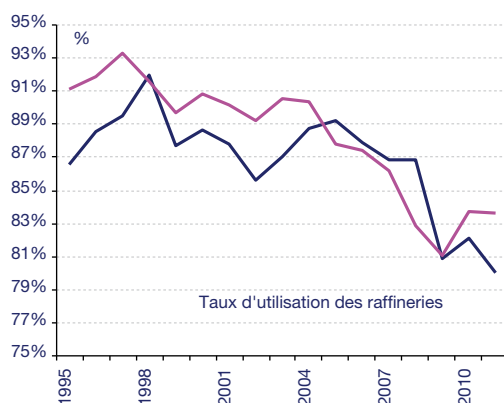


Fig. 5.30 – Historique de la capacité et du taux de charge des raffineries Européennes et aux États-Unis

Le maintien d’un débouché européen de naphta pétrochimique apparaît vital pour la survie de notre raffinage, car il permet d’écouler une coupe pétrolière qui ne possède comme débouché alternatif que celui de l’essence. Or, la pétrochimie européenne est elle-même directement concurrencée par la pétrochimie américaine dont les excellentes performances actuelles tiennent pour beaucoup à l’exploitation des gaz de schiste.

En résumé

Le raffinage américain bénéficie pleinement de l’exploitation des hydrocarbures de schiste, gaz et pétrole. Le regain de compétitivité apporté par le shale gaz à toutes les raffineries du pays est de l’ordre de 0,7 \$/baril à 4 \$/baril, auxquels s’ajoutent, pour les raffineries intérieures des PADD 2, et 4 approvisionnées en pétroles de schiste et en brut Canadien, un bonus conjoncturel de 10 \$ à 16 \$/baril qui devrait être ramené à terme à 2 \$/baril. Ces écarts sont considérables au regard de la marge brute d’une raffinerie européenne, structurellement de l’ordre de 3 \$/baril. L’effet des rendements particuliers des pétroles de schiste, qui ferment à nos raffineries le débouché américain, a ainsi un effet négatif significatif sur la performance du raffinage européen, tout comme l’exploitation des gaz de schiste aux États-Unis, qui pourraient se traduire à terme par la réduction d’un débouché pétrochimique vital pour le raffinage européen.

5.6 Impacts sur l'équilibre pétrolier mondial

Faute de visions claires sur le potentiel exploitable au niveau mondial, pour des raisons géologiques, économiques, environnementales et sociétales, il est impossible aujourd'hui de faire un bilan définitif sur le profil futur de production des huiles de schiste. Même aux États-Unis, le bilan est encore incertain avec des perspectives de production comprise entre 0,7 et 2,8 Mb/j (hors liquides pétroliers) en 2035, en sachant que le seuil bas est déjà atteint en 2012.

Il est néanmoins probable que, dans les pays pétroliers disposant par définition d'une roche-mère, le potentiel soit très important. Pour des raisons économiques et techniques, la recherche pétrolière s'est focalisée jusqu'à peu sur la partie visible de l'iceberg à savoir les réservoirs qui ont piégé le pétrole et le gaz issu de la roche-mère. Cette zone, qui devrait contenir le pétrole non expulsé, est ainsi relativement mal connue.

L'exploitation de ce potentiel pourrait avoir des conséquences très importantes sur l'équilibre pétrolier mondial en termes économiques et géopolitiques. La hausse de la production de près de 13 Mb/j attendue d'ici à 2035 sera en effet assurée pour l'essentiel par l'OPEP (+ 14 Mb/j) et par quelques pays en dehors du cartel pétrolier (+ 8 Mb/j) dont le Brésil, le Canada, le Kazakhstan et dans une moindre mesure les États-Unis. Ces hausses permettront de compenser le déclin dans les autres régions du monde (9 Mb/j), en particulier en Asie (- 3,1 Mb/j) et en Europe (- 2,4 Mb/j).

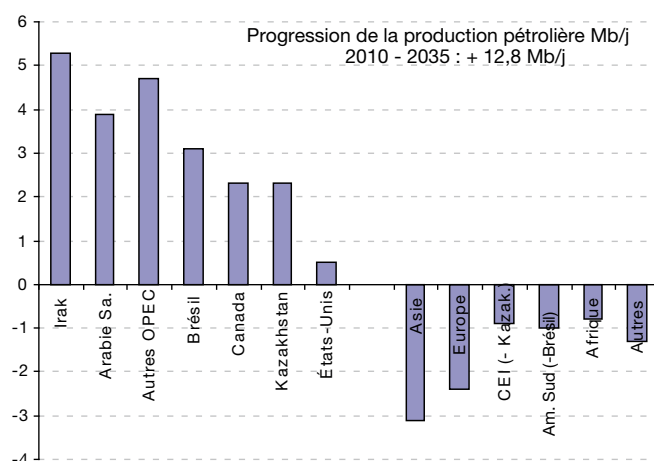


Fig. 5.31 – Perspectives de progression de la production pétrolière d'ici à 2035. Source AIE WEO 2011

Ces perspectives établies par l'AIE en 2011 dans son scénario "nouvelles politiques" ne tiennent pas compte d'une hausse plus importante des huiles de schiste aux États-Unis ou dans d'autres régions du monde. Si un tel schéma devait se révéler et s'affirmer à l'avenir, il en résulterait une baisse de la part de l'OPEP dans le bilan pétrolier.

Cette organisation serait en effet contrainte à réduire sa production, sauf à imaginer une guerre des prix difficilement tenable. Sa part de 51 % envisagé en 2035 contre 42 % en 2010 serait ainsi réduite limitant sa capacité à fixer sa stratégie pétrolière. Ce serait aussi une moindre dépendance aux tensions envisageables dans la zone du Moyen-Orient.

Il pourrait en découler une moindre pression sur le prix du pétrole par rapport à un marché sans huile de schiste. Il est difficile de définir une valeur de référence mais, si l'on considère les 100/120 \$/b comme prix d'équilibre possibles à l'avenir, le seuil bas pourrait être plausible en fonction du niveau de production plus ou moins important des huiles de schiste.

Il est difficile de pousser plus loin l'analyse faute de visibilité. Mais il convient désormais d'imaginer un avenir avec huiles de schiste susceptible de profondément bouleverser la donne pétrolière et énergétique mondiale.

5.7 Conclusions

À l'image du marché gazier, une transformation radicale du marché pétrolier américain est en cours avec l'exploitation récente mais très rapide des huiles de schiste. Elle a induit une progression de la production américaine depuis 2009, renversant ainsi un déclin progressif et régulier depuis le milieu des années 80. Elle se situe désormais à 9 Mb/j contre 7 Mb/j en 2005. Les perspectives du DOE sont aujourd'hui relativement prudentes tablant sur une production de 9 à 11,8 Mb/j en 2020 suivant les hypothèses incertaines en termes de récupération possible de ces huiles.

Des impacts à court terme se font déjà jour. Le décrochage en 2011 des prix de certains pétroles américains, dont le WTI, résultent en partie de cette évolution, même si la hausse des exportations canadiennes semble être le facteur déterminant.

L'impact le plus spectaculaire se manifeste dans un changement de structure des échanges commerciaux de produits pétroliers. Les importations d'essence reculent fortement, tandis que les exportations de gazole sont en progression rapide. Cette inversion, si elle se confirme, aurait des conséquences significatives sur le déficit commercial américain lié pour 58 % aux achats de pétrole et de produits.

Ce contexte pourrait également renforcer la pression sur le raffinage européen qui a un besoin crucial d'exporter ses excédents d'essence. L'équilibre du raffinage européen pourrait ainsi être mis à mal par ces évolutions sur le continent américain.

Au niveau mondial, de nombreux pays, à l'image de la Chine, de la Russie, de l'Égypte ou de l'Argentine entament des programmes d'exploration. Les premiers résultats permettront d'affiner la connaissance du potentiel réellement récupérable. Il n'est ainsi pas certain que les coûts de l'ordre de 50 \$/b aux États-Unis soit reproductibles dans le reste du monde.

Il convient également d'expliquer à l'opinion publique la capacité technologique à exploiter ces huiles sans impact négatif sur l'environnement ou la santé. Une exploitation irréprochable constitue à l'évidence un enjeu à relever pour les compagnies internationales. Elle s'y emploie dans un environnement réglementaire qui devra s'adapter aux conditions spécifiques d'exploitation. La problématique de l'eau en particulier, avec une obligation de recyclage, fera probablement l'objet d'une attention toute particulière.

Une exploitation plus large des huiles de schiste au niveau mondial est susceptible de bouleverser la donne pétrolière. Cela pourrait réduire le recours aux pétroles des pays de l'OPEP dont la part devrait atteindre plus de 50 % d'ici à 2035 selon l'AIE. Cela pourrait également détendre le marché pétrolier et éviter de possibles envolées des cours à plus de 120 \$/b.

Une nouvelle vision du marché pétrolier va peut-être s'imposer dans les années à venir. Les évolutions en cours aux États-Unis semblent en constituer les prémices.

CHAPITRE 6

Gaz non conventionnels : Impacts économiques

6.1 Introduction

L'engouement au niveau mondial pour les gaz non conventionnels¹, en particulier les gaz de roche-mère, est lié à un développement très rapide de la production aux États-Unis à partir de 2006. Ce changement est dû à la mise en œuvre de technologies connues mais peu utilisées dans ces réservoirs jusqu'à présent pour des raisons de coût : le forage horizontal (largement répandu par ailleurs) et la fracturation hydraulique des roches.

La part des gaz de roche-mère dans la production américaine de gaz est ainsi passée de 3 % en 2006 à 9 % en 2008 et se situe autour de 30 % en 2012. Cette proportion pourrait atteindre près de 50 % en 2030, permettant d'envisager des exportations, alors que des importations massives de gaz liquéfiés (GNL) transportés par bateau étaient encore envisagées il y a peu. L'ensemble des gaz non conventionnels couvrirait 80 % de la production en 2030 contre 60 % environ aujourd'hui.

Les gaz non conventionnels, gaz de schiste en tête, sont donc en train de bouleverser la donne gazière mondiale. Les nombreuses acquisitions réalisées à partir des années 2008 par les grandes compagnies pétrolières internationales soulignent une stratégie nouvelle liée à cette révolution. Les impacts potentiels de cette nouvelle donne sont déterminants en termes d'indépendance énergétique et de prix du gaz (et donc globalement de facture gazière), d'environnement en réduisant la part du charbon, et macro-économique en renforçant les emplois et les effets induits sur l'économie.

Aussi ce chapitre livre-t-il une analyse technico-économique sur le développement potentiel des gaz de schiste dans le monde et ses conséquences attendues ou déjà constatées sur le commerce gazier international, l'évolution du prix du gaz, le développement stratégique des compagnies pétrolières et des secteurs des transports et de la pétrochimie, ainsi que sur les émissions de CO₂ et les opportunités de substitution énergétique du charbon par le gaz.

¹ Les gaz non conventionnels recouvrent les gaz de roche-mère ou gaz de schiste (*shale gas* issus des roches mères), les gaz de réservoirs compacts (*Tight gas*) et les gaz de charbon (*CBM, Coalbed methane*). Les deux premiers nécessitent de réaliser des forages horizontaux et de recourir à la fracturation hydraulique. Ils sont dits non conventionnels en raison de cette technique particulière et non en raison de leur nature (du méthane – CH₄ – traditionnel)

6.2 Quel potentiel de développement ?

6.2.1 La croissance de la demande gazière mondiale

La plupart des projections de la demande gazière mondiale dans les prochaines années tablent encore sur une croissance soutenue, entre + 1,4 %/an et 2,1 %/an, bien que sensiblement inférieure à ce que l'on a connu dans le passé (+ 2,5 %/an entre 1990 et 2008).

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), pour sa part, retient dans son dernier rapport datant de 2011 des taux annuels de croissance de 0,7 à 1,8 % par rapport à 2010 (3 270 Gm³), suivant trois scénarios envisagés :

- le scénario tendanciel (+ 1,8 %/an) se fonde sur les évolutions actuelles en matière de politique énergétique ; cette évolution est assez proche d'une nouvelle projection issue du rapport "Règles d'or pour un âge d'or du gaz naturel" ("*Golden Rules*") publié en 2012 et étudiant l'impact d'un développement significatif des gaz non conventionnels ;
- le scénario "nouvelles politiques" (+ 1,5 %/an) prend en compte les engagements de certains pays, en particulier à la conférence de Copenhague sur le climat de 2009, visant à réduire leurs émissions de CO₂. Ce scénario, le plus probable, aurait pour effet, en ce qui concerne le gaz naturel, de réduire de 380 Gm³ la consommation mondiale en 2035 par rapport au scénario tendanciel (4 700 Gm³ contre 5080 Gm³). Cette hypothèse ne suffirait toutefois pas à stabiliser la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à hauteur de 450 parts par million (ppm), seuil nécessaire pour limiter la hausse des températures à 2 °C tel que défini par l'accord de Copenhague ; il conduirait à une concentration de 650 ppm et à une hausse des températures de l'ordre de 3,5 °C ;
- le scénario "450 ppm" (+ 0,7 %) définit un chemin optimal qui permettrait de limiter la hausse des températures à 2 °C. Dans ce scénario, volontariste et qui vise à répondre aux accords de Copenhague, des mesures radicales en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies sans carbone (fossiles avec capture du CO₂, nucléaire, renouvelables) permettraient de réduire fortement la consommation de charbon, de pétrole et de gaz naturel. Dans le cadre de ces mesures, répondant aux objectifs environnementaux en matière de changement climatique mais de mise en œuvre délicate, la consommation gazière serait, en 2035, limitée à moins de 3 900 Gm³.

Ce rapide tour d'horizon montre la grande diversité des orientations énergétiques envisageables pour les 20 prochaines années. La réalité résultera d'un compromis entre avantages environnementaux, performance économique, sécurité énergétique et risques industriels induits.

Néanmoins, le gaz naturel, compte tenu de ses avantages environnementaux par rapport au charbon ou économiques en matière de production d'électricité, possède des atouts indéniables pour répondre aux défis énergétiques de demain. Il peut parfaitement s'intégrer dans un monde "moins carboné" au côté des énergies renouvelables.

Faute d'une assurance de pouvoir atteindre le scénario objectif de 450 ppm, l'hypothèse d'une croissance de 1,5 à 1,8 %/an doit être envisagée, qui se situe entre les scénarios "nouvelles politiques" et "*Golden Rules*" de l'AIE.

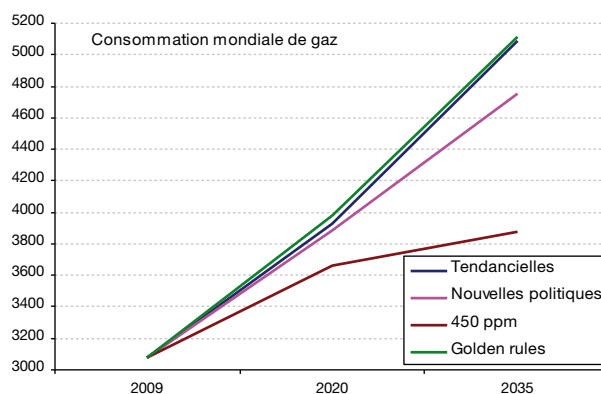


Fig. 6.1 – Consommation gazière annuelle mondiale suivant les scénarios. Source : WEO 2011 et *Golden Rules* 2012

6.2.2 L'apport des gaz de schiste en termes de production

Eu égard aux fortes réticences exprimées dans certaines régions du monde, aux incertitudes géologiques et économiques, les scénarios proposés actuellement ne peuvent être qu'indicatifs. Des surprises ne sont pas à exclure dans les années à venir, bonnes ou mauvaises en fonction du potentiel mondial encore incertain ou des avancées en matière de gestion environnementale. Afin de souligner les incertitudes actuelles, il suffit d'examiner les perspectives pour la Chine ou l'Europe. Elles se situent à l'horizon 2030 entre 80 et 200 Gm³ annuels pour la Chine (Production de gaz conventionnels : 100 Gm³ en 2010) et entre 10 à 80 Gm³ pour l'Europe (200 Gm³ de gaz conventionnels produits en 2010).

Au-delà de l'incertitude sur les disponibilités futures en termes de production, quelques grandes idées dominent les prévisions :

- les États-Unis resteront encore longtemps le premier marché en ce qui concerne la production de gaz non conventionnels, gaz de schiste principalement ;
- l'Australie dispose d'une avance importante pour ce qui est des gaz de charbon dans le cadre de projets destinés à l'exportation ;
- pour des raisons d'indépendance énergétique, des pays comme la Chine, l'Inde ou différents pays européens comme la Pologne ont un intérêt majeur à développer leurs ressources ;
- les délais de développement devraient être relativement longs avant d'envisager des volumes significatifs; ce sera en particulier le cas en Europe compte tenu des nombreuses contraintes pour cette région.

En 2012, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a proposé un scénario de développement (dit "*Golden Rules*") fondé sur une forte croissance de la production de gaz non conventionnels au niveau mondial, passant d'un total de 470 Gm³ en 2010 à 1600 Gm³ en 2035. Représentant 14 % de la production mondiale, leur part atteindrait plus de 30 % du total en 2035. L'ensemble de ces gaz représenterait une part substantielle de l'accroissement des besoins mondiaux d'ici 2030, de l'ordre de 60 %. Il apparaît dans ce scénario que deux pays se détachent, les États-Unis d'abord qui représenteraient 35 % du total en 2035 et la Chine à hauteur de 24 %. En Europe, la production est estimée à près de 80 Gm³ dont une grosse partie située en Pologne.

Cependant, compte tenu des nombreuses incertitudes sur le développement effectif des gaz non conventionnels, l'AIE a proposé un scénario alternatif beaucoup moins favorable à ceux-ci. Dans ce schéma, la production totale de gaz est estimée à seulement 550 Gm³ en 2035, contre 1600 Gm³ dans le scénario d'une forte valorisation.



Fig. 6.2 – Perspectives de production des gaz non conventionnels. Source : AIE *Global Energy Outlook 2012*

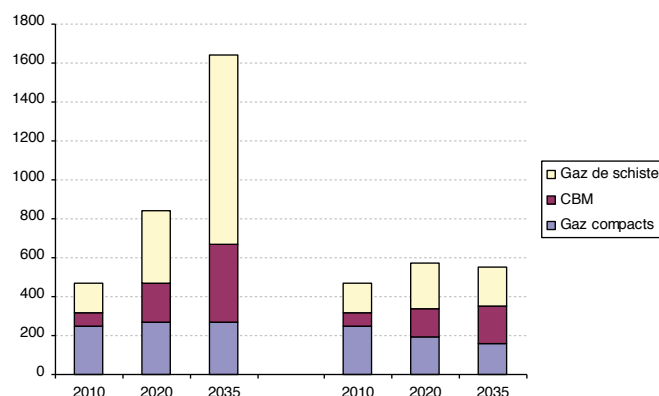


Fig. 6.3 – Scénario haut et bas de production des gaz non conventionnels. Source : AIE *Global Energy Outlook 2012*

Globalement, en dehors des États-Unis dont le potentiel est de mieux en mieux connu, de l’Australie qui a entrepris un développement conséquent du gaz de houille, voire du Canada qui bénéficie de l’expérience américaine, le potentiel dans les autres pays des gaz non conventionnels reste encore assez mal connu.

Le contexte géologique, à mieux appréhender, constitue un des éléments d’incertitude pour estimer l’avenir de ces gaz, mais ce n’est pas le seul. Les contextes économique, réglementaire, industriel, voire géopolitique et sociétal seront tout aussi importants. Les perspectives envisagées sur le long terme ne peuvent donc être qu’indicatives, alors que l’environnement peut sensiblement changer.

Les scénarios proposés doivent donc être considérés avec une certaine prudence. La question de la diffusion de l’expérience nord-américaine au reste du monde doit être traitée en tenant compte de ces nombreux paramètres.

Le potentiel des gaz non conventionnels ne pourra également être valorisé qu’à la condition de lever les doutes dans l’opinion publique pour ce qui est des impacts environnementaux. Les études en cours, aux États-Unis, au Canada, en Australie ou en France, permettront de répondre à ces interrogations légitimes. Des conclusions positives seraient de nature à bouleverser les perspectives des marchés gaziers, que ce soit en termes de ressources, d’échanges mondiaux ou de prix du gaz.

6.2.3 Contexte technico-économique de la valorisation des gaz de schiste

Le coût unitaire de production d’un mètre-cube de gaz (ou d’un baril de pétrole) résulte du rapport entre les quantités récupérables et le coût de développement associé. Ces éléments sont déterminants pour décider ou non du développement d’un gisement. Ils reposent sur deux paramètres

essentiels : la productivité des puits et le coût de forage. La productivité des puits, très variable d'un bassin à l'autre, dépend de la porosité et de la perméabilité de la roche, cette dernière pouvant être augmentée sensiblement par la technologie. L'exemple américain souligne à la fois cette diversité et l'effet des ruptures technologiques récentes.

La productivité des puits des gaz de réservoirs compacts a été jusqu'à une date récente bien supérieure à celle des puits de roche-mère (gaz de charbon ou de gaz de schiste). La mise en œuvre des forages horizontaux a progressivement bouleversé la donne, aboutissant dès 2004 à un niveau de productivité comparable entre puits de réservoirs compacts et puits de roche-mère, puis à un très fort avantage en faveur de ces derniers. De 30 Mm³ par puits en 2007, la productivité se situe désormais entre 70 et 180 Mm³/puits. Ces valeurs mettent aussi en évidence la grande dispersion des ressources récupérables en fonction de la qualité des bassins.

Le coût du forage dépend en grande partie de la profondeur des gisements, mais aussi du taux de location des appareils de forage, qui varie fortement en fonction de la demande. C'est ainsi que l'on a pu constater une forte progression des coûts moyens de forage aux États-Unis entre 2000 et 2007, qui sont passés entre ces deux dates de 1 million de dollar (M\$) à 4 M\$ par puits. Plus récemment, le coût du forage a atteint des niveaux encore plus élevés (de 8 à 10 M\$ par puits), en particulier dans le bassin de Haynesville, en raison de la mise en œuvre systématique du forage horizontal. Cette augmentation du coût a cependant été plus que compensée par la productivité exceptionnelle obtenue, faisant chuter le coût de production du mètre-cube de gaz produit.

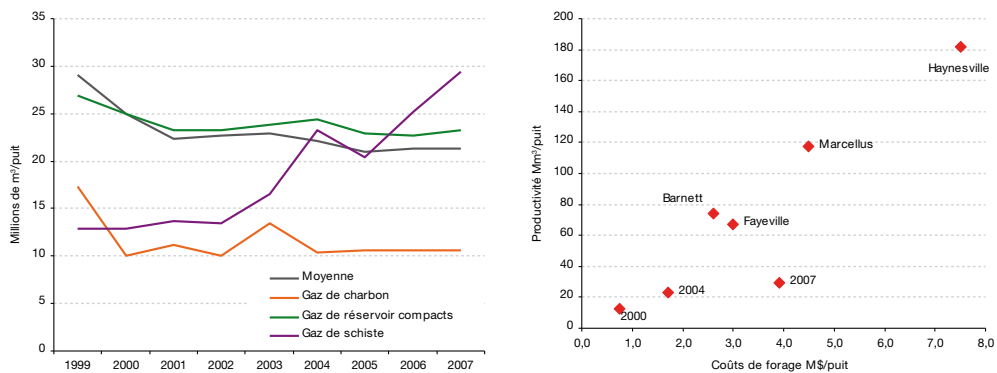


Fig. 6.4 – Productivité moyenne par puits aux États-Unis et évolution des coûts de forage et de la productivité pour les gaz de schiste

Aux États-Unis et au Canada, la dispersion des coûts unitaires de production est extrêmement importante : ceux-ci étaient estimés en 2009 entre 3 et 8 \$/MBtu² pour l'ensemble des gaz non conventionnels. La plupart des gaz de schiste se situent dans la zone basse, ce qui explique la poursuite de leur développement en dépit de la faiblesse des prix observés sur le marché américain depuis 2009 (autour de 4 \$/MBtu). À noter que les niveaux actuels à moins de 3 \$/MBtu, liés en grande partie à la production des gaz associés à la production de pétrole, ne semblent pas tenables à terme et que l'évolution attendue est bien celle d'une augmentation progressive du prix du gaz dans les années à venir.

La transposition du cas américain au reste du monde en termes de coût sera donc fonction des conditions géologiques locales et de la profondeur des gisements, autant de paramètres qui peuvent fortement varier d'un bassin à l'autre. Dans certaines régions, en particulier en Europe, les premières informations disponibles laissent penser que ces coûts devraient être sensiblement plus élevés (8 à 11 \$/MBtu évoqués). En Chine, en revanche, la qualité de certains bassins plaide pour des coûts relativement bas (6 à 8 \$/MBtu). Les premières analyses permettront d'avoir une vision plus claire et de mieux affiner le potentiel en fonction par ailleurs d'autres aspects également décisifs.

2 Le MBTU, unité énergétique américaine correspond à un million de BTU. Le BTU est équivalent à 0,293 wh

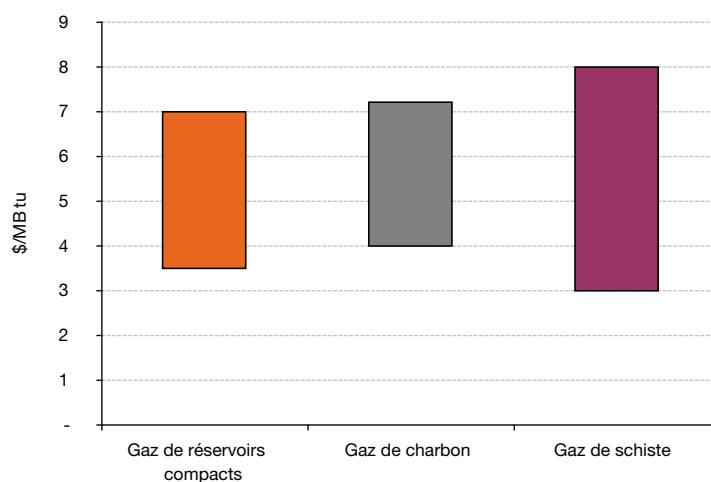


Fig. 6.5 – Ordre de grandeur des coûts de production aux États-Unis et au Canada

6.2.4 Les conditions de la transposition du cas américain au reste du monde

En dehors des coûts, de nombreux autres paramètres influenceront le développement des gaz non conventionnels dans le monde. Parmi ceux-ci, il convient de mentionner :

- le prix de vente du gaz versus les coûts de sa production ;
- les règles en matière d'attribution des permis ;
- la réglementation environnementale ;
- l'acceptabilité sociétale ;
- le tissu industriel, en particulier dans le secteur du forage ;
- la densité du réseau gazier ;
- les retombées sociales et économiques ;
- le bilan bénéfique/inconvénient environnemental des gaz non conventionnels ;
- la politique énergétique, notamment en matière de coût du CO₂ ;
- le contexte géopolitique.

Il est évident que ces critères sont fortement dépendants de chaque pays ou région. Le succès américain a reposé sur un ensemble de facteurs très favorables. Le droit minier, par exemple, est très particulier, caractérisé par le fait que la propriété des ressources du sous-sol appartient aux propriétaires de la surface. Cela induit un fort encouragement au développement des ressources compte tenu des retombées économiques en découlant. Cette particularité ne se retrouve pas dans de nombreuses autres régions du monde. Une incitation au niveau local pourrait être envisagée afin de compenser les contraintes diverses liées à l'exploitation des gaz non conventionnels.

Autres sujet majeur, le tissu industriel dans le secteur du forage a joué un rôle essentiel dans le succès américain : le nombre de sociétés de service dans le secteur, estimé à 700, a ainsi plus que doublé depuis 2003. Soulignons également la concentration du nombre d'appareils de forage sur le continent américain : la moitié du total mondial se situe aux États-Unis (1900 appareils), chiffre qui atteint les deux tiers (2400) si on y inclut le Canada. À titre de comparaison, on ne compte qu'un peu plus de 100 appareils en Europe ce qui constituera un frein à un développement rapide des gaz de schiste.

La réglementation environnementale sera déterminante pour lever les réticences sociétales. Un cadre réglementaire assurant une exploitation dans des conditions environnementales irréprochables sera à l'évidence indispensable. Il devra intégrer l'ensemble des nuisances ou risques

envisagés (traitement de l'eau, nappes phréatiques, nature des produits, bruit, infrastructure industrielle et routière, etc.). C'est à cette condition, et sous réserve d'intervenir dans les règles de l'art, que l'on pourra envisager l'acceptabilité sociétale.

Le contexte énergétique et géopolitique jouera lui aussi un rôle essentiel. Le marché gazier sera probablement confronté de plus en plus au risque géopolitique, à l'image de ce que l'on a connu sur le marché pétrolier. L'année 2011, avec les bouleversements majeurs survenus dans les pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, est là pour nous rappeler la fragilité des équilibres énergétiques. La réduction de la dépendance énergétique entrera ainsi à l'évidence dans les critères d'évaluation. Ce pourrait être le cas de l'Europe sans toutefois remettre en cause sa politique en matière d'introduction des énergies renouvelables. Il s'agirait de substituer du gaz importé par des gaz non conventionnels.

Enfin, dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, économies d'énergie et énergies renouvelables sont et seront des options à privilégier, mais probablement insuffisantes, surtout dans le contexte de forte croissance de la demande en énergie des pays émergents. Le gaz naturel, moins émetteur de CO₂ que la solution charbon pour la production d'électricité, aura à l'évidence dans ce cadre un rôle de premier plan. Le potentiel des gaz non conventionnels à contribuer en particulier à réduire les émissions de gaz à effet de serre, dont le gaz carbonique (CO₂), serait de nature à favoriser leur déploiement. Ce pourrait être notamment le cas dans des pays comme la Chine ou la Pologne dans le cadre d'une politique de substitution du charbon.

Un bilan global tenant compte de critères environnementaux, législatifs, techniques, économiques, sociaux, énergétiques, géopolitiques sera nécessaire avant de se lancer dans l'exploitation à grande échelle des gaz non conventionnels. Si l'Europe demeure la plus prudente compte tenu d'une opposition sociétale forte en dehors de certains pays à l'image de la Pologne, d'autres pays, après les États-Unis, ont semble-il tranché : c'est le cas de l'Australie, du Canada, de la Chine ou de l'Inde, par exemple, qui commencent à explorer leur potentiel. Des adaptations techniques et environnementales seront néanmoins nécessaires pour rassurer les opposants face à une telle perspective.

Il convient de rappeler que des moratoires ou des analyses complémentaires, en particulier sur l'impact des gaz de schiste ou des gaz de charbon, sont en cours dans de nombreux pays. Aux États-Unis, l'État de New York a décidé d'un moratoire dans l'attente d'une étude d'impact environnemental³ et des conclusions d'une étude de l'Agence américaine de l'environnement (EPA). L'étude lancée en 2010 permettra de mieux cerner l'impact de la fracturation, en particulier sur les nappes phréatiques. Une autre étude, publiée en 2004, traitant de gaz de charbon, avait conclu à l'absence de risque. L'usage de certains produits utilisés dans la fracturation avait été néanmoins interdit par mesure de précaution.

Par ailleurs, en mai 2011, un comité a été mis en place par le Secrétaire à l'Énergie, visant à "améliorer la sécurité et la performance environnementale de la fracturation hydraulique". Le rapport final, publié en novembre 2011, a proposé 22 recommandations, dont certaines sont appliquées ou en cours d'application. Elles portent sur les sujets les plus sensibles en particulier le traitement de l'eau, la qualité du forage, la publication de la liste des produits employés lors de la fracturation ou les émissions de CO₂. Ce cadre réglementaire plus strict est de nature à renforcer la confiance du grand public, même si les opposants de principe ne seront pas sensibles à ces avancées pourtant réelles.

Dans les autres pays, des mesures conservatoires sont également retenues. C'est le cas du Québec qui, après une enquête publique, a décidé de procéder à une évaluation environnementale stratégique en soulignant : "Pour certaines questions fondamentales, les réponses sont toutefois partielles ou inexistantes". En Australie, plusieurs projets CBM ont été approuvés mais soumis à des conditions strictes en matière de gestion de l'eau. Néanmoins, des oppositions se manifestent en particulier sur l'usage des "BTEX" regroupant benzène, toluène, ethylbenzène et xylène.

³ Un projet, qui a reçu 13 000 commentaires, a été publié début 2012. Le projet décrit les conditions requises pour octroyer des permis, en particulier dans le bassin de Marcellus riches en gaz de schiste

En France, après la montée en force d'une opposition vive, une loi a été adoptée en juillet 2011 interdisant l'usage de la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux. Cette loi a également prévu la constitution d'une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. En ouverture de la conférence environnementale, le 14 septembre 2012, le Président français François Hollande a annoncé l'annulation de permis destinés à des recherches pour évaluer les ressources françaises en gaz de schiste.

6.3 Enjeux pour le commerce gazier mondial

6.3.1 Les gaz non conventionnels susceptibles de limiter la tension sur le marché

Face aux besoins croissants des zones traditionnellement importatrices à l'image de l'Europe ou de l'Asie, la montée en puissance des gaz non conventionnels sera de nature à réduire la pression sur l'offre. Les prévisions en matière de commerce GNL tablent sur une très forte expansion, poursuivant une tendance observée depuis les années 1990 avec un taux de croissance de plus de 6 % par an en moyenne. De 290 Gm³ en 2010, les échanges GNL pourraient ainsi atteindre 400 à 520 Gm³ dès 2020.

La valorisation des gaz non conventionnels dans les pays importateurs (Europe, Asie, États-Unis) et exportateurs (Australie, Canada, Algérie, etc.) constitue dans ce cadre un enjeu majeur en termes d'équilibre du marché gazier. Les besoins à venir sont tels, en particulier dans les pays émergents, que l'ensemble des ressources, conventionnelles et non conventionnelles seront nécessaires pour les satisfaire. La recherche de solutions environnementales satisfaisantes sera décisive pour y parvenir.

6.3.2 Impact potentiel des gaz non conventionnels sur le commerce mondial

Dans le scénario nouvelles politiques (WEO 2011) de l'AIE, la croissance de la consommation gazière mondiale va s'accompagner d'une très forte augmentation du commerce interzone, liée en particulier aux besoins européens et asiatiques. Le marché gazier amplifierait en fait des mouvements historiques : d'un côté, la montée des achats dans les zones traditionnellement déficitaires, l'Europe et l'Asie ; de l'autre, la nécessité de développer les exportations d'Afrique, de CEI et de, plus en plus, du Moyen-Orient. L'Amérique du Nord serait la seule zone à pouvoir inverser la tendance pour passer d'un statut d'importateur net à celui d'exportateur grâce aux non-conventionnels.

Dans le scénario de l'AIE, les échanges intra-zones devraient ainsi passer de 350 Gm³ environ en 2010 à près de 850 Gm³ en 2035. Dans l'hypothèse d'un développement important des gaz non conventionnels, ces volumes seraient réduits de 150 Gm³ environ.

Cette baisse significative, susceptible d'éviter des tensions sur les prix serait le résultat de trois tendances :

- la réduction de la dépendance pour l'Europe et l'Asie ;
- l'autonomie gazière de la zone nord-américaine avec éventuellement des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL), actuellement à l'étude ;
- la valorisation des gaz non conventionnels à l'export, à l'image de ce qui se fait en Australie avec le gaz de charbon.



Fig. 6.6 – Développement du commerce interzone, par zones importatrices et exportatrices – Scénarios “Golden Rules” 2012 et “Nouvelles politiques” WEO 2011

6.3.3 Europe-Asie : un objectif de moindre dépendance

Dans tous les scénarios, l'Europe et l'Asie resteront importateurs nets de gaz. L'enjeu des gaz de schiste pour ces deux continents se pose en termes de moindre dépendance énergétique et de diminution de la facture gazière.

Ainsi, dans le contexte actuel, la production européenne va connaître un déclin régulier, qui devra être compensé par des achats externes qui pourraient représenter en 2030, 70 % de la consommation contre 50 % actuellement. Les niveaux de production envisagés actuellement en Europe pour les gaz non conventionnels, de l'ordre de 80 Gm³ en 2035, sont trop faibles pour inverser la tendance. Il sera en effet encore nécessaire d'importer des quantités de l'ordre de 400 Gm³ à cet horizon.

En termes d'amélioration de la sécurité énergétique de l'Europe et de bilan commercial, les enjeux de la production de gaz non conventionnels sont néanmoins loin d'être négligeables. À titre d'illustration, sur la base d'un prix de 80 \$/b pour le pétrole, 80 Gm³ représentent environ 36 G\$ d'économie sur la balance commerciale. C'est un argument de poids pour les pays européens et qui explique l'engouement actuel, en particulier en Pologne, fortement dépendante de la Russie pour ses approvisionnements en gaz.

Concernant la Chine et l'Inde, la hausse attendue de la production des gaz non conventionnels sera également insuffisante pour couvrir les besoins, appelés à connaître une très forte progression. Des achats externes estimés à environ 200 Gm³ pour la Chine et 70 Gm³ pour l'Inde sont ainsi envisagés par l'AIE à un horizon de 20 ans. Les mêmes arguments, à savoir la sécurité énergétique et la balance commerciale, poussent ces deux pays à identifier et exploiter le potentiel national. Sur la base de scénarii crédibles, une division par deux de leur besoin d'importations vers 2030 ne semble pas irréaliste grâce à ces nouveaux gaz. Ceci explique leur stratégie déterminée pour valoriser leur potentiel.

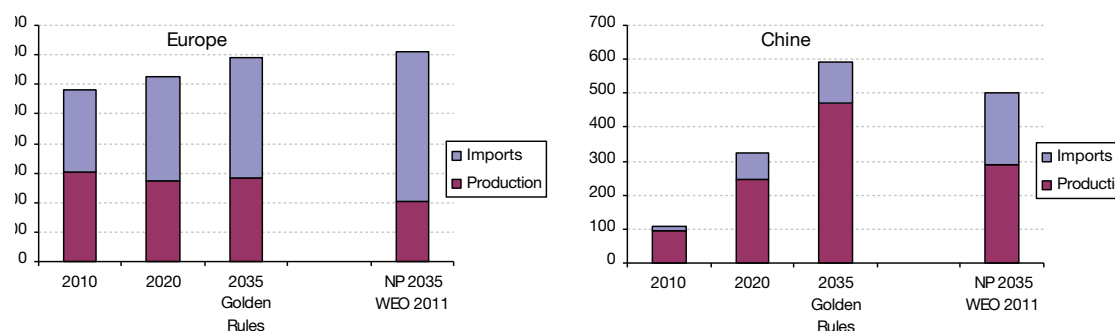


Fig. 6.7 – Bilan gazier de l'Europe et de la Chine 2010/2035 suivant les scénarios – Gm³

6.3.4 Australie, États-Unis, Canada : exportations potentielles supplémentaires

La valorisation des gaz non conventionnels sous forme de GNL n'a en soi rien d'exceptionnelle. Ces gaz sont considérés comme non conventionnels en raison des techniques spécifiques de production mais le produit final, le méthane, est identique à celui du gaz conventionnel. La valorisation de ce gaz sur le marché international via le transport sous forme liquide ne présente donc pas une spécificité technologique particulière, en dehors de la production.

Deux pays se sont lancés dans ce type de projets. L'Australie, d'abord, pays exportateur historique de GNL, où quatre projets à partir de gaz de charbon sont en cours d'étude. De façon beaucoup plus surprenante, les États-Unis envisagent cette possibilité, alors que personne n'imaginait que ce pays pourrait un jour exporter du GNL dans des quantités significatives. Le Canada, exportateur de gaz par gazoduc, étudie également cette option.

Pour les États-Unis, la montée en puissance récente et attendue des gaz non conventionnels au cours des 20 prochaines années a d'ores et déjà bouleversé la donne sur le marché mondial. Ce pays devait, sur la base des prévisions de 2007 et 2008, importer des quantités massives de GNL estimées entre 70 et 90 Gm³ à l'horizon 2020. Les gaz de schiste ont totalement remis en cause ces estimations et désormais les achats de GNL se situent autour de 10 Gm³ seulement. Il s'agit d'une évolution décisive pour contribuer à limiter les tensions sur le marché international du GNL en pleine expansion.

Des projets d'exportations de GNL sont même envisagés à partir du territoire nord-américain, Canada inclus, qui pourrait être rentables compte tenu des prix de marché envisagés en Europe ou en Asie. Le DOE a désormais retenu cette hypothèse dans ses dernières prévisions datant de 2012. Ce serait en tout état de cause un élément supplémentaire de détente pour le marché GNL. Les quantités ne devraient probablement pas être très importantes mais offriraient un élément supplémentaire de flexibilité pour le commerce gazier mondial.

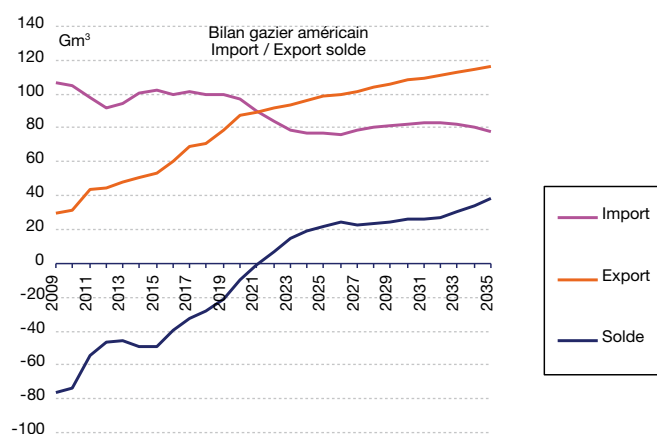


Fig. 6.8 – Bilan gazier américain à 2035 (IEA Annual Energy Outlook 2012)

6.3.5 Les projets d'exportation de GNL en Australie et en Amérique du Nord

L'Australie a engagé un important programme de valorisation des gaz de charbon dont la part dans la production du pays pourrait passer de 6 % à 30 % d'ici à 2030. Une partie de ces gaz est destinée à l'exportation par voie GNL. La capacité d'exportation pourrait atteindre près de 60 Gm³ en 2020 sous réserve de voir l'ensemble des projets se réaliser. Il s'agit de quantités significatives qui représentent plus de 20 % des échanges GNL actuels et plus de la moitié des projets GNL envisagés dans ce pays d'ici à 2030 (73 Mt). Le principal défi pour ces projets bien avancés se situe au niveau des coûts unitaires de production du GNL.

Pour les quatre projets les plus avancés, qui représentent un potentiel de 33 Mt, le coût unitaire de développement se situe entre 1800 et 2100 \$/t, si l'on tient compte de l'ensemble de la chaîne, c'est-à-dire la production et l'unité de liquéfaction. Cela signifie un prix de revient du gaz de l'ordre de 9 \$ MBtu, ce qui nécessite un prix du pétrole d'au moins 70 \$/b pour être rentable sur le marché asiatique.

Les conditions actuelles du marché pétrolier laissent penser que cette condition sera remplie dans les années à venir. Cela suppose néanmoins que le prix du gaz en Asie restera indexé sur le prix du pétrole. Il s'agit d'une hypothèse lourde qui est loin d'être acquise à l'avenir.

Tableau 1 – Principaux projets GNL (Gaz de charbon) en Australie

Projet	Partenaires	Capacités Gm ³	Capacités Mt	Invest. G\$	Coût unitaire \$/t
Queensland Curtis LNG	BG Group, CNOOC, Tokyo gas	11,5	8,5	15	1 765
Gladstone LNG	Santos, Petronas, Total, Kogas	10,5	7,8	16	2 051
Australian Pacific LNG	ConoccoPhillipsOrigin Energy Sinopec	12,2	9	19	2 111
Arrow Energy LNG	Shell, Petrochina	10,8	8	15	1 875
	Total	45	33		

La situation aux États-Unis est bien différente dans son histoire, alors que les exportations de GNL étaient marginales jusqu'à présent. Avant la révolution des gaz de schiste, ce pays devait devenir l'un des plus importants importateurs de gaz liquéfié (GNL). Les importations progressaient régulièrement, atteignant 23 Gm³ en 2007 contre 7 Gm³ au début des années 2000.

Dans cette perspective, de nombreux terminaux de regazéification ont été développés pour faire face à la montée prévue des importations. De 2 terminaux actifs jusqu'au milieu des années 2000, les États-Unis disposent désormais de 9 unités et 19 autres ont été approuvées par l'autorité de régulation américaine, la FERC. La capacité de regazéification est ainsi passée de 26 Gm³ à 170 Gm³.

La révolution des gaz de schiste a bouleversé la donne. Après 2007, les importations de GNL, bien loin de progresser, ont fortement chuté, se situant désormais autour de 12 Gm³. C'est dans ce contexte que l'idée de transformer les unités existantes destinées à l'importation en des unités d'exportation a été progressivement étudiée.

Au Canada, les exportations par voie GNL vers le marché international répondaient à deux évolutions majeures : la baisse attendue des exportations traditionnelles par gazoduc vers les États-Unis, en concurrence avec la demande nationale; le développement probable de la production canadienne, grâce à la mise en valeur des gaz non conventionnels.

Dans ce contexte, plusieurs projets sont en cours d'étude en Amérique du Nord à des stades plus ou moins avancés. Onze projets au moins sont identifiés dont 7 aux États-Unis et 4 au Canada. Les volumes sont loin d'être négligeables puisqu'ils représentent un potentiel de 150 Gm³/an (110 Mt/an), c'est-à-dire plus de 45 % des exportations mondiales actuelles (330 Gm³ en 2011).

À titre de comparaison, le Qatar, premier exportateur mondial, dispose de 100 Gm³ (77 Mt) de capacité. De partenaires, les États-Unis vont ainsi devenir concurrents avec ce pays. Il convient de rappeler que, suite à un mémorandum signé en Novembre 2005 par le Secrétaire américain à l'Énergie Samuel Bodman, les États-Unis devaient acheter jusqu'à 30 % de leurs besoins au Qatar. L'accord prévoyait la fourniture de près de 16 Mt de GNL par an à partir de 2009. Un changement radical de la situation est intervenu en seulement cinq ans !

Comme pour les projets australiens, se pose la problématique de la compétitivité des exportations américaines. La voie GNL est en général réservée à des pays disposant de gaz à des coûts très faibles. Les projets nord-américains disposent néanmoins d'un avantage, l'existence des infrastructures portuaires, ce qui permet de limiter les investissements aux seules unités de liquéfaction.

Des estimations de coûts ont été établies pour des prix du gaz américain compris entre 4 et 7 \$/MBtu, en ligne avec les prévisions actuelles pour ce marché. Le DOE anticipe en effet un prix progressant

régulièrement de 4,5 \$/MBtu en 2011 à 7 \$/MBtu en 2030. Sur ces bases, le coût de livraison se situe entre 8 et 12 \$/MBtu vers l'Europe et entre 10 et 14 \$/MBtu vers l'Asie, la différence étant liée à des coûts de transport plus élevés.

Tableau 2 – Principaux projets GNL aux États-Unis et au Canada

Pays	Nom	Sociétés	Gm ³	Mt	Statut
États-Unis Louisiane	Sabine	Cheniere/Sabine Pass LNG	22	16,7	Approuvé
États-Unis Texas	Freeport	Freeport LNG	14	10,6	Proposé
États-Unis Louisiane	Lake Charles	Trunkline LNG BG Group Southern Union	20	15,1	Proposé
États-Unis Maryland	Cove Point	Dominion Resources	11	8,0	Proposé
États-Unis Oregon	Jordan Cove	Veresen	8	6,0	Proposé
États-Unis Louisiane	Sempra LNG	Sempra Energy	16	12,0	Proposé
États-Unis Texas	Gulf Coast LNG	Michael Smith	29	21,2	Proposé
Canada Colombie Brit.	Kitimat	Apache	7	5,3	Proposé
Canada Colombie Brit.	Douglas Island	BC LNG export	3	1,9	Proposé
Canada Colombie Brit.	Prince Rupert Island	Shell	10	7,6	Possible
Canada Colombie Brit.		Progress Energy, Petronas	10	7,4	Possible
			151	112	

Tableau 3 – Coûts de livraison du GNL américain vers l'Asie et l'Europe

\$/MBtu	Export côte est vers Asie			Export côte est vers Europe				
	Prix Henry Hub	4	6	7	HH	4	6	7
	115 HH	4,6	6,9	8,05	115 HH	4,6	6,9	8,1
	Charge fixe	3	3	3	Charge	3,0	3,0	3,0
	Shipping	2,8	2,8	2,8	Shipping	0,7	0,7	0,7
	Total	10,4	12,7	13,9	Total	8,3	10,6	11,8
\$/b	Prix pétrole mini	75	94	103		68	87	96

Cela implique un prix minimum du pétrole de l'ordre de 100 \$/b dans l'hypothèse d'un prix du gaz de 7 \$/MBtu sur le marché américain. Cette hypothèse sur le pétrole ne semble pas irréaliste par rapport aux conditions actuelles du marché.

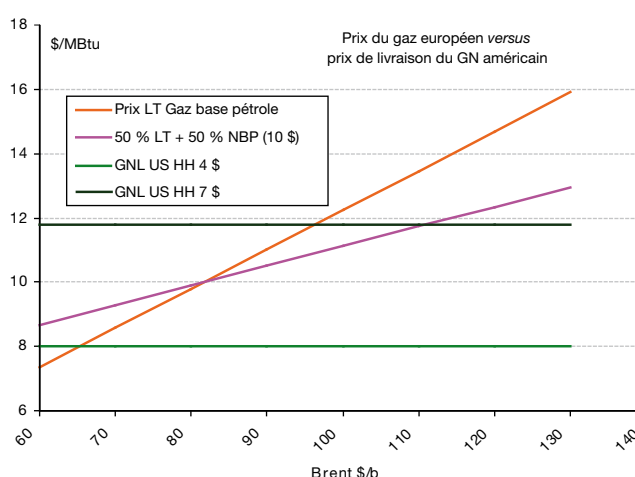


Fig. 6.9 – Prix du gaz européen versus prix de livraison du GN américain

Il reste cependant une incertitude sur le prix américain. Le prix actuel est inférieur à 3 \$/MBtu et la progression des prix vers les 7 \$/MBtu reste un scénario à confirmer. En tout état de cause, si le prix devait se maintenir autour des 4 \$/MBtu, la compétitivité du GNL américain serait assurée

sur les marchés européens et asiatiques. Les prix se situent en effet entre 9 \$/MBtu (spot NBP 2012) et 12 \$/MBtu sur le marché européen et autour de 17 \$/MBtu en Asie. Ce contexte explique l'engouement actuel des acheteurs asiatiques, Japon inclus, pour ce GNL venant des États-Unis.

Au-delà de cette incertitude sur les prix, le développement des exportations GNL américain soulève également un débat politique. L'enjeu de ces projets se pose en termes d'indépendance nationale, de hausse du prix intérieur du gaz et de meilleure valorisation interne (pétrochimie ou autres). Le DOE a, semble-t-il, tranché en accordant des autorisations d'exportation à 14 sociétés pour des pays ayant signé un accord de libre échange (FTA – 17 pays signataires) et un accord à Cheniere Energy vers d'autres pays dont l'Inde. Sur la question du prix, les études divergent mais la hausse devrait rester limitée si les exportations GNL ne devaient pas dépasser 10 % de la production annuelle soit environ 70 Gm³.

Globalement, l'ensemble des projets GNL à partir de gaz non conventionnels représente des quantités potentielles qui sont loin d'être négligeables pour le marché : ce sont près de 150 Gm³/an, soit 50 % environ des échanges mondiaux actuels. Ces développements ne sont toutefois pas sûrs de tous se réaliser. Cela dépendra des tendances effectives de production et éventuellement de réticences politiques possibles en particulier sur le marché américain.

La valorisation des gaz non conventionnels sur le marché international par GNL en Australie et aux États-Unis représente en tout état de cause un enjeu majeur pour l'équilibre futur du marché gazier. Ils pourront, en particulier, contribuer à réduire une pression envisagée par certains après 2015.

6.4 Un nouveau paradigme pour le prix du gaz ?

Les évolutions du prix du gaz sur le marché américain ont été, depuis 2009, radicalement bouleversées par l'augmentation de la production. Une telle évolution est-elle envisageable en Europe ou en Asie ? Rien n'est moins sûr, et de nombreux paramètres sont susceptibles de ne pas aboutir à un changement aussi radical que celui observé aux États-Unis.

6.4.1 La nouvelle donne américaine

L'équilibre gazier du marché américain a été totalement transformé par la montée en puissance des gaz non conventionnels, gaz de schiste en tête, depuis 2009.

Historiquement, le prix américain du gaz était traditionnellement influencé par les énergies concurrentes, charbon, fioul domestique et fioul lourd. La forte hausse du prix des énergies, dont le pétrole, à partir de 2003 a ainsi été largement à l'origine de la progression du prix de référence du gaz aux États-Unis, le prix Henry Hub. De 3 à 4 \$/MBtu, il est ainsi passé à plus de 5 \$/MBtu en 2003 puis à plus de 6 \$/MBtu à partir de 2005. Les pointes exceptionnelles (à près de 9 \$/MBtu sur l'année 2005, et même ponctuellement à 15 \$/MBtu en septembre de cette même année) s'expliquent par l'ouragan Katrina de 2005 et par l'envolée des cours du pétrole en 2008 (97 \$/b en moyenne annuelle).

La situation a bien changé, puisque le prix a désormais trouvé un équilibre autour de 4 \$/MBtu, sous l'effet de la crise de 2008 d'abord, mais aussi en raison de l'abondance de l'offre gazière. Il a même évolué entre 2 et 3 \$/MBtu sur les premiers mois de l'année 2012, niveau de prix considéré comme non tenable sur le long terme. Cela a eu pour effet une baisse exceptionnelle du nombre d'appareils de forage dédiés au secteur gazier, qui est passé de 980 en juillet 2010 à 430 en septembre 2012, le plus bas niveau depuis 1999. La recherche se focalise sur les huiles de schiste (73 % des appareils de forage désormais) dont l'exploitation est beaucoup plus rentable.

Les dernières prévisions du DOE tablent sur une progression régulière du prix américain vers 5 \$/MBtu en 2020, se rapprochant des 7 \$/MBtu en 2035. La hausse du prix d'ici à 2030 traduit l'idée d'une progression des coûts de production. Après l'exploitation des ressources les plus rentables (3 à 4 \$/MBtu), il sera en effet nécessaire de mettre en production des zones dont les coûts sont plus élevés. Il convient

de rappeler qu'ils sont très variables d'un bassin à l'autre, compris dans une fourchette de 3 à 8 voire 9 \$/MBtu. La progression du prix traduit cette réalité. Le développement des huiles de schiste avec du gaz associés pourrait toutefois réduire cette progression.

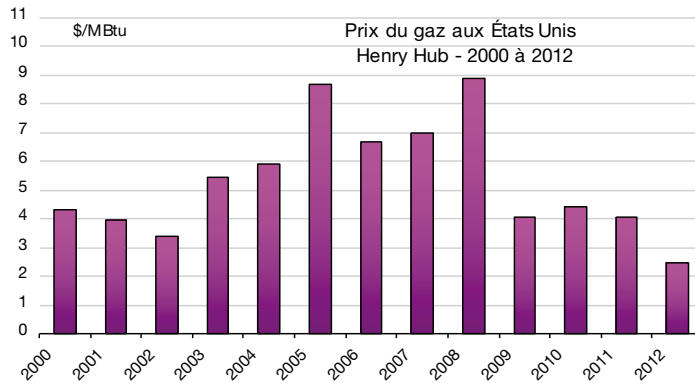


Fig. 6.10 – Évolution du prix du gaz aux États-Unis

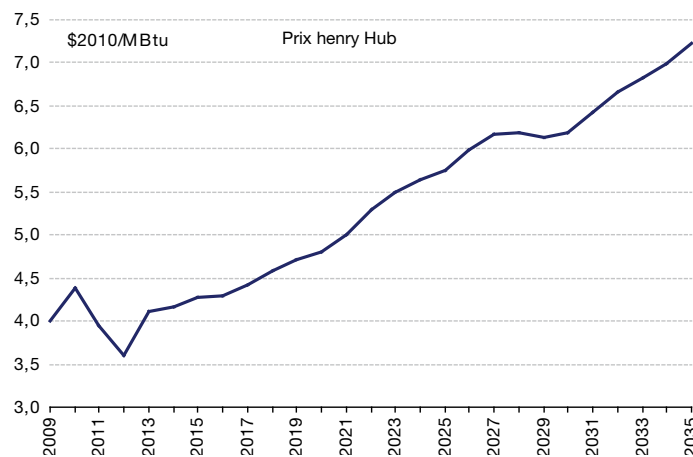


Fig. 6.11 – Perspectives d'évolution du prix du gaz aux États-Unis

Le marché américain, si cette hypothèse d'évolution des prix se réalise, bénéficierait d'un avantage significatif par rapport aux situations actuelle et future pour les marchés européen et asiatique.

6.4.2 Potentiellement, une moindre pression sur le prix en Europe ou en Asie

6.4.2.1 Poids croissants des marchés spots en Europe et en Asie

L'Europe est caractérisée par la coexistence de deux marchés du gaz :

- les prix des contrats long terme qui dépendent de la moyenne (souvent 6 mois) du cours des produits pétroliers. Une part "spot" de l'ordre de 10 à 15 % a été négociée depuis peu dans ces contrats long terme ;
- les prix court terme ou "spots", qui évoluent en fonction de l'équilibre offre demande et du prix des énergies concurrentes. Le prix spot NBP du marché anglais est le prix directeur en Europe. Il est fortement influencé par les évolutions du prix du charbon en période d'équilibre du marché et se rapproche soit des prix long terme en période de tensions (hiver froid, etc.), soit du marché américain, prix plancher, en cas d'excédents marqués (2009 par exemple).

Cette dichotomie est le fruit de l'histoire gazière. Dans les années 1970, le prix du gaz n'ayant pas de valeur cotée par les marchés, a été indexé sur le prix des énergies concurrentes de façon à rester à des prix compétitifs. Le choix s'est porté sur le fioul lourd et le fioul domestique, voire directement sur le pétrole. Les contrats européens de long terme actuels, souvent conclus pour des durées de 10 à 20 ans, sont la conséquence de ce passé. Il convient de noter que la situation est similaire en Asie, avec un poids majeur de ces contrats indexés sur le marché pétrolier.

Les prix spots résultent quant à eux de la dérégulation des marchés de l'énergie initiée dans les années 1980 et 1990 aux États-Unis et au Royaume-Uni. L'objectif de cette dérégulation, qui est en fait une nouvelle régulation et non l'absence de régulation, était de renforcer la concurrence au niveau de la distribution. Cela a abouti logiquement à l'émergence d'un prix de référence journalier (prix spot), le Henry Hub aux États-Unis et le NBP au Royaume-Uni.

La dérégulation du marché européen a été moins rapide compte tenu de l'existence des monopoles nationaux qui constituent encore une part significative de l'offre. Néanmoins, des zones de cotation se multiplient à l'image du Zeebrugge en Belgique ou du TTF aux Pays-Bas, largement influencées par le prix anglais.

Pourtant, la donne est en train de changer. La crise financière de 2008 a d'abord eu pour effet de peser fortement à la baisse sur le prix spot jusqu'en 2009. En 2010, le prix long terme indexé a subi la progression du prix du pétrole, alors que l'absence de tension sur le marché gazier maintenait les prix spots à des niveaux plus faibles.

Cette situation a eu pour effet de renforcer la part des achats spots en Europe (30 à 50 % dans certains cas) et de pousser les acheteurs à renégocier les contrats. La Russie, perdant des parts de marché, a ainsi accepté par nécessité en 2010 d'introduire une part de 10 à 15 % de prix spot dans les contrats long terme.

C'est une vraie révolution pour l'Europe continentale, dont la formation des prix du gaz va peut-être progressivement devenir plus fortement dépendante des marchés spots. Il s'agit de la première condition nécessaire pour bénéficier de la baisse éventuelle des marchés court terme comme c'est le cas aux États-Unis.

6.4.2.2 Une moindre pression sur les prix grâce aux non conventionnels ?

L'Europe et l'Asie sont deux zones gazières dépendantes d'importations significatives de GNL. La révolution américaine a d'ores et déjà eu un impact bénéfique difficilement quantifiable, mais réel sur le prix. La hausse de la production américaine depuis 2006 a en effet permis de réduire les achats internationaux de GNL, et la tension sur le marché du GNL, en particulier en Asie en raison de l'arrêt des centrales nucléaires au Japon, aurait sans cela été probablement plus forte que celle que l'on a connue.

Au-delà de cet effet, un recours plus important aux gaz non conventionnels dans le monde, hypothèse aujourd'hui incertaine compte tenu des enjeux environnementaux, pèserait sans aucun doute à la baisse sur la croissance des échanges gaziers mondiaux. Néanmoins, une baisse des prix en Europe ou en Asie au niveau de ceux observés sur le marché américain ne semble pas réaliste. Il faudrait pour cela que deux conditions soient remplies, et elles ne le seront pas :

- une autonomie complète de ces marchés, ce qui est peu vraisemblable. Des achats de gaz par gazoduc ou par GNL seront encore nécessaires ;
- des coûts de production du même ordre que ceux observés aux États-Unis; les premières indications en particulier pour le marché européen plaident pour des coûts de forage sensiblement plus élevés, et donc des prix moins favorables : des estimations allant jusqu'à 9 à 11 \$/MBtu sont évoquées en Europe et des niveaux intermédiaires entre la situation européenne et américaine sont envisagés en Asie.

Dans ce contexte, que peut-on espérer des gaz non conventionnels ? L'enjeu majeur reste de pouvoir éviter des situations de tension sur le marché gazier. Les hausses attendues de la consommation au niveau mondial pourraient en effet entraîner une forte pression sur les prix spots. Le recours dans des proportions significatives aux gaz non conventionnels serait de nature à éviter en grande partie ce risque.

Il s'agirait de pouvoir maintenir le prix du gaz dans une zone d'équilibre reflète des seules considérations économiques sans prime liée à des déséquilibres entre offre et demande. En zone basse, un seuil de 7 à 8 \$/MBtu serait en ligne avec les coûts attendus de livraison des unités GNL les plus coûteuses (Norvège et Russie en particulier). Une zone haute de l'ordre de 10/11 \$/MBtu permettrait la valorisation à terme des ressources les plus coûteuses.

Cette fourchette de 7 à 11 \$/MBtu correspond dans les contrats long terme à un prix du pétrole compris entre 60 et 80 \$/b. En d'autres termes, cela signifie que, si le prix du pétrole est supérieur à 80 \$/b, le marché spot du gaz offrirait un niveau plus favorable que celui défini par les contrats indexés sur le marché pétrolier.

La moyenne annuelle du Brent a évolué entre 80 \$ et 110 \$/b depuis 2010. Pour le moyen et long terme, il paraît difficilement envisageable de voir le prix du pétrole, hors crises économique et financière majeures, redescendre durablement en dessous des 80, voire 100 \$/b.

Les gaz non conventionnels pourraient ainsi contribuer à une certaine stabilité des prix autour des 10 \$/MBtu. Ce sont des niveaux que l'on observe par exemple au Royaume-Uni (4,6 à 10,3 \$/Mbtu depuis 2003), alors que ce pays dépend pourtant de plus en plus des échanges GNL.

Une telle évolution constituerait une remise en cause radicale du cadre souhaité par les pays exportateurs, qui veulent maintenir une indexation sur les prix du pétrole, voire atteindre la parité des prix. Pourtant, cette logique d'une liaison gaz-pétrole n'a plus réellement de raison d'être.

L'énergie principale en concurrence avec le gaz est désormais le charbon, ce qui milite au moins pour une indexation renforcée sur cette énergie. Par ailleurs, les structures des marchés gazier et pétrolier n'ont plus rien à voir : on observe d'un côté un marché pétrolier sous très forte pression avec des risques d'emballlement des prix, de l'autre un marché gazier sans tension excessive sur l'offre, voire plutôt en surcapacité éventuellement jusqu'en 2013/2015. L'émergence d'un prix directeur spot du gaz en Europe et, peut-être, en Asie, semble dans ce contexte de plus en plus crédible.

Un équilibre pour les échanges internationaux entre 7 à 11 \$/MBtu, hors crises exceptionnelles, pourrait donc être le résultat du développement des gaz non conventionnels, dans l'hypothèse de l'émergence de prix spots directeurs. Cela éviterait une possible spirale haussière du prix du gaz indexé, liée uniquement à l'emballlement du marché pétrolier. Un niveau qui serait satisfaisant tant pour les producteurs que pour les consommateurs dans une vision de long terme. Il convient de rappeler qu'un prix excessivement élevé, souhaité par certains exportateurs, aurait in fine des effets néfastes pour leurs propres intérêts. L'expérience des chocs pétroliers des années 70 et 80, qui ont abouti à un recul important de la consommation et des prix, est là pour nous le rappeler.

6.5 Un nouvel axe de développement pour les sociétés pétrolières

6.5.1 Des investissements massifs depuis 2008

Les gaz non conventionnels sont devenus depuis 2008 un nouvel axe de développement pour les grandes sociétés pétrolières et gazières. Cette tendance a impliqué autant les grandes compagnies privées que les sociétés nationales, chinoises ou indiennes en particulier. La stratégie a évolué suivant deux axes :

- des acquisitions de permis ou des partenariats dans des zones dont le potentiel n'est pas encore valorisé : Europe, Chine et Inde en particulier ;

- des prises de participation dans les sociétés spécialisées dans ce secteur, situées principalement en Amérique du Nord et en Australie.

La montée en puissance des “majors”, les grandes compagnies internationales, s’inscrit dans une démarche historique visant à élargir les ressources traditionnelles pour se positionner vers des pétroles et des gaz à fort contenu technologique. Il s’agit d’une nécessité compte tenu d’un accès assez limité aux ressources les plus aisées à produire, en particulier au Moyen-Orient. De plus, la pression s’accroît en termes de demande mondiale d’énergie au sens large, ce qui nécessite de valoriser de nouvelles ressources. *Offshore* ultra-profond, gaz acides, hydrocarbures à haute pression et haute température ou gaz de réservoir compact ont ainsi fait partie des domaines considérés comme stratégiques pour l’avenir. Les gaz de schiste comme les gaz de charbon relèvent d’un positionnement plus récent.

Il est relativement difficile d’estimer les montants investis au niveau mondial mais, si on se limite aux principales sociétés pétrolières et gazières, les opérations de fusion et d’acquisition pour se positionner sur ces nouvelles ressources gazières ont représenté près de 30 G\$ en 2010. Cela représente environ 20 % du montant total des fusions-acquisitions dans l’amont pétrolier et gazier mondial estimé à environ 160 G\$. Il s’agit d’un montant significatif soulignant les enjeux autour de ces gaz.

6.5.2 Principales acquisitions en Amérique du Nord et en Asie

La montée en puissance des acquisitions dans les gaz non conventionnels remonte aux années 2007 et 2008, du fait des “majors”, mais aussi des compagnies nationales chinoises ou indiennes. Les gaz de schiste en Amérique du Nord sont à l’évidence la cible privilégiée compte tenu du potentiel mis à jour et de la croissance exceptionnelle de la production américaine à partir de mi-2006. Le gaz de charbon sera également un objectif favorisé, en particulier en Australie, en raison de sa valorisation à des conditions attractives sur le marché international du GNL.

L’accord le plus important reste incontestablement celui conclu en décembre 2009 entre ExxonMobil et XTO Energy pour un montant particulièrement important de 41 G\$. XTO Energy, société indépendante spécialisée dans les gaz non conventionnels, faisait partie des trois premières sociétés en termes de production et de réserves.

Avec cette acquisition, ExxonMobil est ainsi devenue la première société américaine en termes de production, disposant de permis dans les bassins les plus prometteurs : Haynesville/Bossier, Barnett, Fayetteville, Woodford, et Marcellus pour les gaz de schiste ; The Bakken pour les shale oil; le bassin de San Juan et de Rocky Mountain pour le gaz de charbon. Cette acquisition majeure s’inscrit dans la vision du groupe, qui estime que les gaz non conventionnels représenteront une part de l’ordre de 15 % de la production mondiale en 2030.

Il s’agit d’une vision partagée par l’ensemble des grands opérateurs pétroliers désormais présents sur ce segment. Ainsi, Shell a finalisé deux accords importants, l’un au Canada en 2008 à hauteur de 5,6 G\$ avec le rachat de la compagnie Duvernay Oil, l’autre en 2010 pour 4,7 G\$ avec l’acquisition de East Resources spécialisée dans les gaz de schiste. Chevron suivra la même logique avec des investissements de plus de 5 G\$ pour se positionner dans le bassin de Marcellus.

Chesapeake, l’une des plus importantes sociétés de production de gaz américaine, présente sur les principaux bassins de gaz de schiste, a signé de nombreux accords de participation avec de grandes compagnies internationales comme BP, Statoil, Total ou BHP. La société chinoise CNOOC fera également partie des partenaires de Chesapeake avec deux accords de plus de 3 G\$ au total.

Au Canada, en dehors de Shell, des sociétés asiatiques, comme Mitsubishi ou Petrochina et Korea Gas auprès de EnCana, ont également conclu des achats d’actifs miniers. La possibilité de valoriser ce gaz sous forme GNL vers le Japon, la Corée du Sud ou la Chine explique ces acquisitions.

En Australie, les prises de participation se sont focalisées sur les projets de gaz de charbon qui seront valorisés sur le marché international sous forme de GNL. Cinq accords ont été ainsi conclus depuis 2008 avec des sociétés comme ConocoPhillips, BG Group, Shell et Petrochina ainsi que Total.

Ces quelques exemples soulignent la volonté des grandes compagnies pétrolières d'entrer sur ce nouveau marché des gaz non conventionnels. Il s'agit à la fois d'acquérir la technologie et l'expérience en se plaçant sur les marchés existants, aux États-Unis et en Australie en particulier. C'est l'objectif des majors, mais également de sociétés indiennes comme Reliance Industries et chinoises comme PetroChina ou CNOOC. Il s'agira pour ces dernières de pouvoir à terme valoriser le potentiel national grâce au transfert de compétences.

En tout état de cause, ces différents accords conclus depuis 2008 s'inscrivent dans la vision d'une contribution significative des gaz non conventionnels à l'équilibre gazier, voire énergétique à venir. Ils confortent l'idée du rôle essentiel que ces gaz jouent sur le marché américain et qu'ils seront amenés à jouer à un niveau mondial dans les toutes prochaines années.

6.6 Des opportunités nouvelles de développement dans le secteur des transports ?

La forte baisse du prix du gaz aux États-Unis depuis 2009, alliée à la très forte progression du prix du pétrole, à plus de 70 \$/b depuis 2007, bien au-delà de ce qui était envisagé, avec même une pointe à 100 \$/b en 2008, a ouvert de nouvelles réflexions quant à l'utilisation du gaz dans le secteur des transports.

Deux options sont envisagées : la conversion du gaz en produits pétroliers liquides via la technologie Fischer-Tropsch, et la promotion des véhicules, en particulier les poids lourds, fonctionnant directement au gaz naturel.

6.6.1 Tendances lourdes du secteur des transports dans le monde

Le secteur des transports va connaître de profonds bouleversements au cours des 20 prochaines années. C'est un secteur qui devrait connaître une croissance significative soutenue par la demande des pays émergents. L'AIE, dans son rapport 2011, l'estime entre 0,8 et 1,5 % par an jusqu'en 2035, le taux le plus bas reflétant un effort accru en termes d'efficacité dans le scénario "450 ppm". Cela se traduirait par une consommation de "seulement" 60 Mb/j en 2035 contre 73 Mb/j dans le scénario tendanciel, et 48 Mb/j en 2008.

Face à cette demande, la sobriété énergétique constitue la première rupture potentielle.

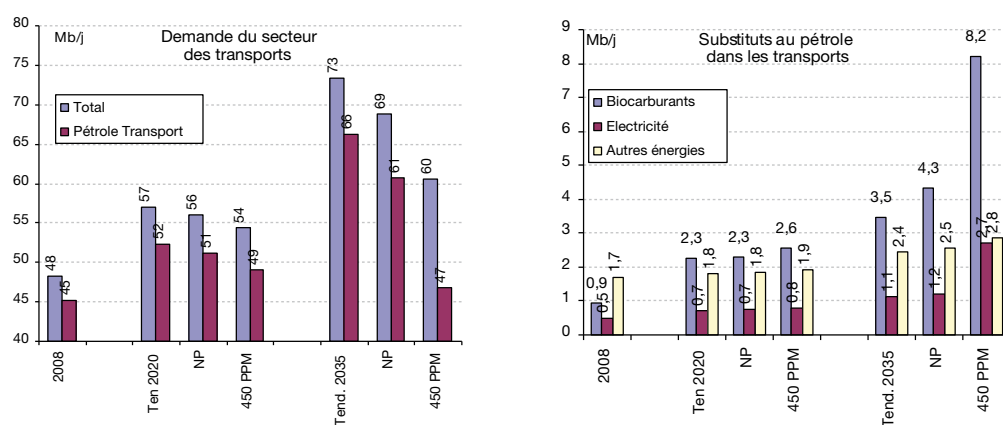


Fig. 6.12 – Demande du secteur des transports et développement des substituts au pétrole [NP : scénario nouvelles politiques ; Ten : scénario tendanciel]

La montée en puissance des substituts au pétrole conventionnel représente la seconde évolution attendue dans les prochaines années. De 6 % en 2008, leur part pourrait se situer entre 10 et 22 % de la demande grâce à la montée en puissance des biocarburants (3 à 8 Mb/j en 2035) et de l'électrification de ce secteur (1 à 2,7 Mb/j). Les autres énergies, incluant les GPL et le gaz naturel, ne connaîtraient qu'une croissance modeste, passant de 1,7 Mbep/j à 2,4 / 2,8 Mbep/j (source : AIE WEO 2011).

Le troisième changement anticipé concerne la diversification de l'offre pétrolière, avec les huiles lourdes du Canada et du Venezuela, mais aussi les voies de conversion du charbon ou du gaz naturel en produits pétroliers, appelées en anglais respectivement CtL (*Coal-to-Liquids*) et GtL (*Gas-to-Liquids*). Ces deux dernières options ne sont pas récentes puisqu'elles avaient été utilisées en Allemagne au cours de la Seconde Guerre mondiale et en Afrique du Sud au moment de l'embargo sur ce pays.

L'ensemble de ces solutions pourrait représenter 7 à 11 Mb/j en 2035 (10 % environ de l'offre total) contre 2,4 Mb/j (3 %) en 2008. Les huiles lourdes représenteraient dans ces scénarios l'essentiel du total. La voie GtL à partir du gaz naturel atteindrait au mieux 1 Mb/j en 2035.

Le bilan de ces tendances met en évidence un rôle assez limité au niveau mondial du gaz naturel dans le secteur des transports, que ce soit par la voie directe de motorisation dédiée ou par la voie indirecte de transformation du gaz en produits pétroliers.

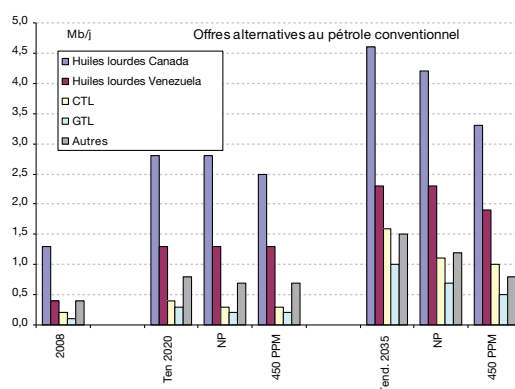


Fig. 6.13 – Offres alternatives au pétrole conventionnel

Pourtant, des voix s'élèvent, en particulier aux États-Unis, pour suggérer, voire espérer, un rôle croissant du gaz dans le secteur des transports. Cette vision est cohérente avec la stratégie énergétique du président Obama visant à réduire fortement la dépendance américaine au pétrole. Il l'a ainsi rappelé dans un discours de mars 2011 : "Les États-Unis d'Amérique ne peuvent pas se permettre de parier leur prospérité et leur sécurité à long terme sur une ressource qui finira par être épuisée." Dans cette perspective, le gaz naturel peut-il jouer un rôle croissant dans le secteur des transports ?

6.6.2 Un potentiel limité aux États-Unis ?

Historiquement, le gaz naturel, sous forme comprimée ou liquéfiée, n'a joué qu'un rôle limité dans le secteur des transports aux États-Unis. Ainsi, en 2008, le gaz naturel représentait moins de 0,1 % du carburant utilisé par les voitures et 0,2 % par les camions, marché considéré comme le plus attractif pour accroître l'utilisation du gaz naturel. Compte tenu de ce contexte, l'infrastructure de ravitaillement en gaz naturel est très peu développée.

Cela constitue un premier frein à l'expansion de ce marché en dépit d'un avantage concurrentiel en termes de prix entre le gaz naturel et le gazole. D'autres considérations, comme le surcoût significatif lié à l'adaptation du réservoir ou une autonomie moindre, limitent a priori l'expansion

de ce marché aux États-Unis. L'usage du gaz dans les transports devrait, d'après le DOE dans son scénario de référence, rester marginal, progressant essentiellement pour les camions. Le gaz naturel ne représenterait que 1,6 % du total consommé à l'horizon 2030. Des perspectives plus importantes sont envisagées pour les bus.

Il convient toutefois de noter que le DOE propose un scénario plus volontariste avec une pénétration à hauteur de 30 % du gaz naturel dans le secteur du transport routier. Cela représenterait une substitution importante au gazole de 1 Mb/j environ (Consommation totale de l'ordre de 3,7 Mb/j).

L'autre option de valorisation du gaz réside dans la filière GtL, permettant de transformer le gaz naturel en produits pétroliers via la filière Fischer-Tropsch. Cette technologie ancienne a été testée à grande échelle en 1993 par Shell, mais il faudra attendre les années 2000 pour voir un intérêt réel lié à la hausse des cours du pétrole. Deux unités sont ainsi opérationnelles au Qatar, pays riche en ressources gazières : Oryx GtL (34 000 bbl/j) de la société sud-africaine Sasol et Pearl GtL (140 000 bbl/j) réalisée par Shell, les deux en coopération avec la société nationale Qatargas. Une troisième, Escravos GtL (34 000 bbl/j) est en cours de construction au Nigeria.

Encadré - La technologie Fischer-Tropsch

Une unité Gas-to-Liquids (GtL) par FT est constituée de 3 blocs fondamentaux :

- Le premier bloc produit du gaz de synthèse à partir de gaz naturel, avec de la vapeur et/ou de l'oxygène. Il existe deux grands procédés de base pour fabriquer du gaz de synthèse à partir de gaz naturel : le vaporeformage et l'oxydation partielle. Le gaz de synthèse obtenu doit avoir un rapport H₂/CO d'environ 2. En plus de ces deux éléments, un peu de CO₂ est généré (environ 5 % du gaz total), ce qui n'est pas sans poser problème.
- Le deuxième bloc est le cœur de la chaîne GtL, c'est la synthèse Fischer-Tropsch qui transforme le gaz de synthèse en longues chaînes paraffiniques d'hydrocarbures.
- Ces longues chaînes doivent ensuite être cassées, remodelées, c'est le rôle du troisième bloc, l'hydro-isomérisation ; c'est en fait un hydrocraquage doux qui travaille autour de 70-80 bar, suivi d'un fractionnement classique des produits pour obtenir finalement environ 1/4 d'une coupe naphta et 3/4 d'une coupe Diesel.

Historique du développement

Les premières applications CtL eurent lieu en Allemagne, pendant la Seconde Guerre mondiale, pour produire du carburant. Il faudra attendre ensuite 1955 pour que l'Afrique du Sud, dans un contexte politique particulier, se lance dans un vaste programme de production de carburants à partir de charbon. La première unité GtL a été déployée en 1991 par Mossgas (désormais Petro SA) sur la base du procédé SPD (Sasol Slurry Phase Distillate) de Sasol.

Shell a été à l'origine d'une première réalisation commerciale en dehors de ce pays d'Afrique. En 1993, en effet, Shell a démarré une unité GtL à Bintulu en Malaisie d'une capacité de 14 500 b/j. Dans les années 2000, plusieurs projets ont été annoncés mais, compte tenu de la dérive des coûts, l'expansion de cette technologie n'a pas été aussi importante qu'anticipée.

Ces projets ont été marqués par d'importantes difficultés techniques de mise en route et une très forte hausse des coûts. Ainsi, l'investissement de Pearl GtL est estimé entre 12 et 18 G\$ contre 5 G\$ envisagés au départ. Néanmoins, le contexte a changé avec un prix du pétrole qui pourrait durablement dépasser les 80 \$/b d'un côté et un prix du gaz américain susceptible de se situer à moins de 6 \$/MBtu.

Compte tenu de ce constat, l'idée de valoriser le gaz sous forme GtL est ainsi envisagée sur le marché américain. Talisman Energy et la société sud-africaine Sasol ont ainsi signé un accord en décembre 2010 visant à valoriser sous cette forme la zone de Farrell Creek située dans le bassin de Montney en Colombie Britannique. Shell a également évoqué cette option en 2011.

La question de la rentabilité dépend de l'investissement, des coûts opératoires, du prix de la matière première (le gaz) et des prix de vente des produits pétroliers, eux-mêmes fortement dépendants du prix du pétrole. Pour ce qui est de l'investissement, le coût unitaire se situerait désormais, d'après Sasol, autour de 65 000 \$ par baril/jour de capacité. Un prix du gaz de 4 à 6 \$/MBtu et des coûts opératoires de l'ordre de 10 \$/b conduisent à un prix des produits compris entre 70 et 100 \$/b. La rentabilité de ces projets est ainsi acquise pour un pétrole compris entre 60 et 83 \$/b, valeurs désormais réalité.

L'option GtL paraît donc envisageable compte tenu du contexte économique nouveau depuis 2009, caractérisé par un prix faible du gaz et élevé du pétrole. Ces deux conditions devraient être satisfaites sur de longues périodes pour justifier le choix GtL. L'incertitude sur le prix du gaz à venir est probablement le facteur qui pourrait freiner ce choix et limiter le nombre futur de projets GtL.

En résumé, des opportunités existent globalement dans le secteur des transports pour une utilisation accrue du gaz sous forme directe dans des moteurs dédiés ou sous forme indirecte par transformation en produits pétroliers. Le potentiel de développement reste néanmoins limité pour des raisons autant historiques que de contraintes économiques (infrastructures, prix véhicules). Le gaz naturel ne devrait donc que marginalement contribuer à une moindre dépendance pétrolière du secteur américain des transports.

Encadré – Véhicules gaz naturel (NGV) dans le monde

Les véhicules fonctionnant au gaz naturel connaissent une très forte progression au niveau mondial, de l'ordre de 24 % depuis 2001 d'après les statistiques de l'Association internationale IANGV. Le nombre de véhicules est ainsi passé de 1,8 à près de 13 M en 2010. Cela ne représente toutefois qu'une part modeste, de l'ordre de 1 %, du nombre total de véhicules dans le monde.

Certains pays se distinguent toutefois avec un parc assez conséquent. C'est le cas du Pakistan (61 % de la flotte), de l'Arménie (32 %), du Bangladesh (17 %) de l'Argentine (15 %) ou de l'Iran (13 %). En Europe, l'Italie dispose du parc le plus important (730 000 véhicules) qui ne représente que 1,6 % du total.

6.7 Vers un nouvel équilibre mondial pour la pétrochimie des oléfines

L'industrie pétrochimique est basée en partie sur le vapocraquage des hydrocarbures, éthane, GPL ou naphta. (fig. 6.15). En Europe, la pétrochimie est principalement alimentée par du naphta, produit issu du raffinage du pétrole, dont le prix est tiré vers le haut et semble ne plus vouloir redescendre en dessous d'un plancher de \$100/baril.

Au contraire, aux États-Unis, la pétrochimie est principalement alimentée par de l'éthane, co-produit du gaz naturel, dont le prix est tiré vers le bas de par la production massive de gaz de schiste.

Autrement dit, un pétrochimiste européen est fortement pénalisé en achetant sa matière première plus de 70 % plus cher qu'un pétrochimiste nord-américain, sans qu'il puisse vendre ses produits à un tarif significativement supérieur, le marché des produits étant largement mondialisé.

En pratique, un vapocraqueur européen devait se contenter d'une marge brute de l'ordre de 50 \$ par tonne de produit (oléfines) en 2011, tandis que la marge d'un vapocraqueur américain, favorisé

par un coût d'approvisionnement très bas en éthane, atteignait près de \$600/t. On observe donc un important différentiel de compétitivité, de plus de \$500/t, entre les États-Unis et l'Europe (fig. 6.17).

Historiquement, le dernier vapocraqueur américain de l'ère pré-gaz shale avait été démarré en 2001, et un mouvement de désinvestissement s'était amorcé, au bénéfice du Moyen-Orient. Mais l'assurance de coûts de production faibles a provoqué une relocalisation de l'activité pétrochimique aux États-Unis. Les projets de redémarrage d'installations à l'arrêt, voire d'installation de nouvelles capacités, se multiplient. C'est ainsi que la production d'éthylène, en recul sensible pendant l'année 2008, a retrouvé en 2011 son niveau de référence de l'année 2000, et que l'on prévoit un doublement à 2020 des exportations nettes d'éthylène des États-Unis (fig. 6.18).

À moyen terme, la construction (en 5 ans) aux États-Unis de près de 10 Mt de nouvelles capacités de production d'éthylène a été annoncée dans la presse et peut être considérée comme crédible. Les États-Unis reviennent en force dans la compétition mondiale, juste derrière le Moyen-Orient. À l'horizon 2030 et plus, les gaz de roche-mère devraient encore permettre aux États-Unis de contribuer à hauteur de près de 10 % à la production mondiale d'éthylène, malgré la concurrence accrue du Moyen-Orient et des pays émergents.

En revanche, la pétrochimie européenne qui ne bénéficie ni de charges pétrochimiques, ni d'énergie à bas coût comme les États-Unis et le Moyen-Orient, ni d'un marché domestique en forte croissance, comme les pays émergents d'Asie, apparaît très désavantagée.

À ceci s'ajoute la fermeture possible à moyen terme de certaines raffineries européennes les moins performantes. L'existence de la pétrochimie européenne reposant sur la disponibilité de naphta issu du raffinage à un coût correct, la fermeture d'une raffinerie met en danger le site pétrochimique adjacent par la suppression des synergies de site que la proximité autorise (en particulier la valorisation de sous produits des deux sites).

Il n'est donc pas étonnant qu'aucun projet majeur d'extension de capacité n'ait été annoncé en Europe. Bien au contraire, la position concurrentielle inconfortable de la pétrochimie européenne l'expose à la fermeture de certains de ses sites les moins performants si d'aventure les augmentations de capacité aux États-Unis ou au Moyen-Orient viennent à excéder la croissance mondiale du marché (fig. 6.18).

En revanche, indirectement, la production massive de gaz de schiste en Amérique du Nord s'est également traduite par une tension sur les prix du butadiène et du propylène. Un vapocraqueur alimenté par de l'éthane produit en effet beaucoup moins de propylène et de butadiène qu'un vapocraqueur alimenté par du naphta. L'augmentation de la part d'éthane dans la pétrochimie mondiale a eu pour effet un quasi doublement du cours mondial du butadiène, tandis que le propylène s'appréciait de 10 à 20 % aux États-Unis par rapport à l'éthylène.

Compte tenu des conséquences nombreuses sur la compétitivité de l'industrie pétrochimique américaine et sur la capacité mondiale de production des oléfines, il ne nous paraît pas exagéré d'écrire que la production des gaz de schiste est à l'origine d'une nouvelle donne pour la pétrochimie mondiale, et qu'elle constitue une menace à terme sur la pétrochimie européenne, défavorisée par le prix de son approvisionnement.

6.8 Impacts sur les émissions de CO₂

6.8.1 Substitution possible du charbon par du gaz

Le poids élevé du charbon dans les émissions de CO₂ est dû au fait qu'une centrale charbon émet deux fois plus de CO₂ qu'une centrale au gaz naturel. En effet, le charbon contribue pour environ 43 % aux émissions mondiales de gaz à effet de serre du secteur énergie contre 20 % environ pour le gaz naturel, alors que la part respective de ces deux énergies dans le bilan énergétique mondial est de 27 et 21 %.

Dans les scénarios tendanciels ou plus vertueux (“nouvelles politiques”) de l’AIE, il est envisagé un usage encore important du charbon au niveau mondial. Seul le scénario “450 ppm” anticipe une baisse très marquée de cette énergie, ce qui suppose un recours massif au nucléaire (27 % contre 15 % en 2009) et aux énergies renouvelables (34 % contre 10 % en 2009 hydroélectricité incluse). Ce dernier scénario “450 ppm” est fortement incertain et un recours significatif au charbon reste une hypothèse assez crédible au niveau mondial.

La substitution du charbon par du gaz serait donc un moyen de limiter ces émissions (sans toutefois remettre en cause le développement des énergies renouvelables ou du nucléaire). C’est typiquement le choix de la Chine, où le charbon représente encore 70 % de la production d’électricité. Il s’agit ainsi de renforcer à la fois les énergies renouvelables et le gaz naturel. Dans cet objectif, les gaz de schiste ont leur rôle à jouer.

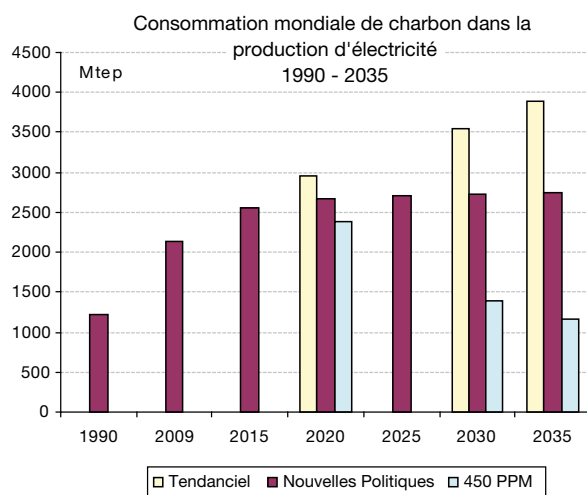


Fig. 6.14 – Consommation mondiale de charbon pour la production d’électricité (AIE WEO 2011)

Ce phénomène est observé aux États-Unis actuellement, il est vrai pour des raisons économiques en premier lieu. La baisse du prix du gaz a en effet donné un avantage compétitif important à cette énergie au détriment du charbon. La part du charbon dans la consommation américaine d’énergie est ainsi passée de 50 % environ en 2007 à moins de 40 % en 2012. Le gaz a bénéficié pour une large part de cette tendance, ainsi d’ailleurs que les énergies renouvelables, également en progression significative sur la période.

Un recul important de la consommation de charbon aux États-Unis

En 2009, la consommation de charbon aux États-Unis a fortement reculé, probablement en raison de la crise économique. Néanmoins, avec le développement des gaz de schiste dans des proportions importantes et la baisse du prix de cette énergie, la consommation de charbon a amplifié son recul. Entre 2008 (1120 Mt) et 2012 (900 Mt) la baisse s’établit à 18 %. La production suit cette tendance mais dans de moindres proportions. Parallèlement, les exportations américaines de charbon atteignent 100 Mt environ contre 47 Mt en 2009. La détente des prix du charbon sur le marché international s’explique probablement en partie par cette progression.

L’analyse de la baisse des émissions américaines de CO₂ de 2,4 % en 2011, a mis en évidence l’importance du recul du contenu CO₂ par énergies consommées⁴ à hauteur de 1,9 %. La baisse de la consommation de charbon (- 6 %) dans le secteur électrique au profit des énergies renouvelables et du gaz a joué un rôle important dans cette diminution des émissions de CO₂.

⁴ Les variations des émissions de CO₂ peuvent se décomposer en 4 effets : population, PIB par habitant, intensité énergétique (énergie consommée/PIB) et contenu CO₂ par énergies. Les variations sont les suivantes en 2011 : CO₂ en 2011 : - 2,4 % ; Décomposition : Population : + 0,7 %, PIB/hab : + 1,1 % ; Intensité éner. E/PIB : - 2,3 % et contenu CO₂, CO₂/E : - 1,9 %

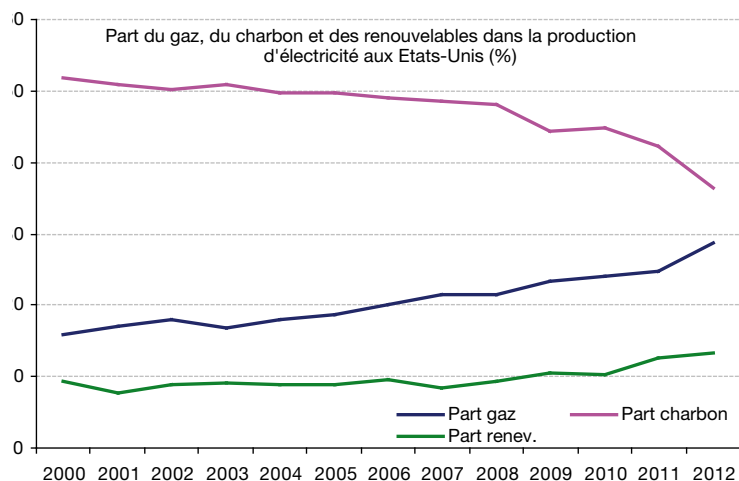


Fig. 6.15 – Part du gaz, du charbon et des renouvelables dans la production d'électricité aux États-Unis

Le risque est évidemment de recourir largement au gaz naturel au détriment des énergies renouvelables et au nucléaire. C'est le message adressé par l'AIE dans son dernier rapport "Golden Rules", qui souligne que ce scénario ne réduit pas forcément les émissions de CO₂. La baisse de la consommation de charbon pourrait en effet être compensée par un recours moindre aux énergies décarbonées. Il conviendrait alors de mettre en œuvre des techniques de captage-stockage du CO₂ pour avoir un effet bénéfique.

6.8.2 Émissions de CO₂ : bilan gaz de schiste plus favorable par rapport au charbon

Différentes études ont indiqué que les gaz de schiste avaient un bilan CO₂ moins favorable que le gaz naturel traditionnel, voire que le charbon. Ces études sont le plus souvent biaisées, car elles surestiment les émissions de CO₂ au niveau de la production des gaz de schiste et ne tiennent pas compte parfois de l'ensemble du cycle, de la production jusqu'à l'utilisation dans une centrale électrique. Un rapport⁵ de la Commission européenne de 2011 a permis de montrer que le charbon est la solution la moins favorable en termes d'émissions. C'est en effet au niveau de la combustion que la différence se fait, à l'avantage du gaz naturel, de schiste ou non. C'est vrai même dans le cas d'une forte concentration de CO₂ au niveau de la production de gaz de schiste.

Il convient également de noter que les émissions de CO₂ engendrées par la production de gaz de schiste sont équivalentes à celles provoquées par le transport de gaz naturel traditionnel sur 7000 km. C'est notamment le cas de l'Europe, où il s'agit de comparer les émissions engendrées par le gaz importé et par du gaz produit localement.

Tableau 4 – Émissions de CO₂ d'une centrale électrique

gCO ₂ /kWh	CCGT Shale		CCGT Shale Camion		CCGT Shale 30 % CO ₂		CGTT Gaz Nat. 7000 km	Charbon
Production	113,5	144,6	113,5	144,6	274,1	309,1	24,1	31,1
GN compression 20 MPa			7,2	7,7		3,6		
GN transport 100 Km Camion			6,2	6,2				
GN/coal Transport							94	47,7
GN distribution Pipeline 500 km	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Charbon Transport train 250 km								2,3
Total Prod. Transp. Distri.	117	148	131	162	278	316	122	81
Combustion	344	344	344	344	344	344	344	773
Total	461	493	475	506	622	661	466	854

5 Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health – 2011 – Directorate general for internal policies

6.9 Effet macro-économique : l'exemple américain

D'un point de vue macro-économique, les États-Unis vont bénéficier :

- d'une hausse de l'activité et des emplois directement liée à l'exploitation des gaz de schiste ;
- d'une baisse du coût de l'électricité et, plus largement, du coût de l'énergie, renforçant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des industries fortement consommatrices d'énergie ;
- d'une baisse de la facture énergétique ;
- globalement, d'un effet positif sur la croissance économique.

L'Association américaine du gaz (AGA - American Gas Association) a par exemple évalué, dans une étude datant de 2012, à 250 milliards de dollars les économies réalisées par les consommateurs de gaz américains au cours des trois dernières années. En 2010, le montant des économies réalisées s'est élevé en moyenne à 175 \$ par client résidentiel et à 1 100 \$ par client commercial.

Une étude de 2011 (IHS) évalue par ailleurs différents impacts macro-économique :

- Les dépenses d'investissement dans la production de gaz de schiste passeraient de plus de 33 G\$ en 2010 à 48 G\$ en 2015.
- En 2010, l'industrie du gaz de schiste concernait 600 000 emplois, chiffre qui passerait à près de 870 000 en 2015 et à plus de 1,6 M en 2035.
- La contribution du gaz de schiste au PIB était de plus de 76 G\$ en 2010 et passera à 118 G\$ d'ici à 2015 et 231 G\$ en 2035.
- En 2010, la production de gaz de roche-mère a généré 18,6 G\$ de recettes fiscales aux niveaux local et fédéral. En 2035, ces recettes pourraient atteindre un peu plus de 57 G\$.

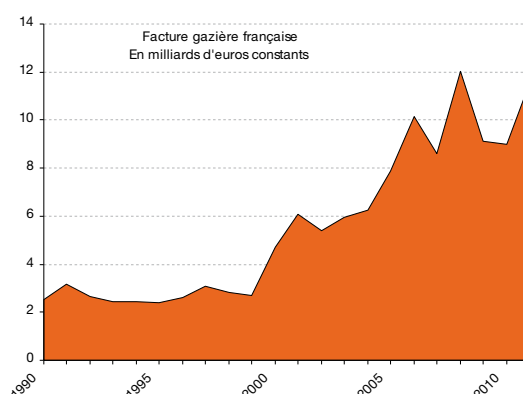


Fig. 6.16 – Facture gazière française 1990/2011

Enfin, il convient également de mentionner les effets de ré-industrialisation, en particulier dans le secteur de la pétrochimie, liée à la faiblesse des prix, qui redonnent de la compétitivité à l'industrie américaine. Des études estiment à 1 million d'emplois le potentiel d'ici à 2025 si l'environnement actuel en termes de prix du gaz devait perdurer.

Le développement des gaz de schiste est donc un enjeu non seulement énergétique, mais aussi économique et social majeur pour les États-Unis.

En Europe, la production de 80 Gm³ de gaz aurait pour effet de réduire la facture énergétique de 28 milliards d'euros (G€), sans compter les effets directs (emplois créés) et indirects induits. En France, la facture gazière se situe autour de 10 à 12 G€ depuis le milieu des années 2000, pour 45 Gm³ de gaz importés environ. La production de seulement 5 % de nos besoins permettrait ainsi de réduire notre facture gazière de l'ordre de 0,8 G€ par an environ, sans compter les effets induits potentiels sur la pétrochimie.

Quel potentiel de gaz de schiste en France ?

Le rapport du CGIET et du CGEDD intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" rédigé à la demande du Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et du Ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique et datant de février 2012 donne des estimations du potentiel en France. Ce rapport souligne également les grandes incertitudes sur ces données :

"Quantitativement, la mission ne dispose que des résultats des études de l'EIA qui estime à 5 Tm³ les réserves françaises techniquement récupérables de gaz de roche-mère (soit 90 ans de notre consommation actuelle).

Par ailleurs, sur la base de données confidentielles recueillies auprès des titulaires de permis exclusifs de recherches, qui n'ont pas été validées par des tests d'exploration et qui n'ont pas été contrôlées par la mission, il apparaît que le taux unitaire de gaz récupérable dans les trois permis de recherches accordés serait de l'ordre de 100 Mm³/km². En prenant l'hypothèse que 50 % de la surface des permis accordés puissent être effectivement exploités (après exclusion des surfaces en zone urbaine, des zones inaccessibles ou protégées, des zones géologiquement inadaptées, etc.), les ressources effectivement récupérables pour ces trois permis seraient de l'ordre de 11 500 Gm³, soit 10 % des estimations de l'EIA faites pour la France entière. Ces deux approches donnent des estimations cohérentes entre elles.

Les hypothèses prises sont peu précises et ces estimations doivent être considérées avec prudence..."

6.10 Conclusion

Les gaz non conventionnels ont profondément transformé le marché américain de l'énergie, qui bénéficie ainsi d'un prix du gaz particulièrement bas et devient susceptible de devenir à terme exportateur de GNL sur le marché international. Ce dernier facteur sera bénéfique pour le marché gazier international, en contribuant à limiter les tensions potentielles susceptibles de se développer face à la demande croissante des pays émergents, de l'Europe et du Japon suite à l'accident nucléaire de Fukushima.

Dans le reste du monde, le développement des gaz non conventionnels contribuerait à réduire la dépendance gazière de pays ou zones appelées à fortement renforcer leur demande (Chine et Inde) ou dont la production est amenée à baisser (Europe).

L'enjeu économique est très important, à l'image des retombées directes et indirectes observées aux États-Unis. Il convient en particulier de souligner les impacts en termes d'emplois et de croissance et de ré-industrialisation, à l'image du secteur de la pétrochimie pour lequel l'avantage compétitif dont bénéficient les industriels américains pourrait avoir un impact très négatif pour l'industrie européenne.

Néanmoins, afin d'assurer un déploiement durable des gaz de schiste, il conviendra de respecter deux impératifs : une production respectueuse de l'environnement et une gestion compatible avec la montée en puissance des énergies renouvelables. Sous réserve du respect de ces deux conditions, il est envisageable d'espérer une acceptation sociale des gaz de roche-mère.

GLOSSAIRE

Brent

Le Brent est un pétrole assez léger, issu d'un mélange de la production de 19 champs de pétrole situés en mer du Nord. Il est coté à Londres. Malgré une production limitée, la cotation du Brent (avec le *West Texas Intermediate* – WTI) sert de prix de référence au niveau mondial.

BSOC

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels recouvrent les gaz de roche-mère ou gaz de schiste (*shale gas* issus des roches-mères), les gaz de réservoirs compacts (*tight gas*) et les gaz de charbon (CBM, *Coalbed methane*). Les deux premiers nécessitent de réaliser des forages horizontaux et de recourir à la fracturation hydraulique. Ils sont dits non conventionnels en raison de cette technique particulière et non en raison de leur nature (du méthane – CH₄ – traditionnel).

Henry Hub

Le "Henry Hub" est un centre de convergence de différents réseaux de gazoducs en Louisiane. En raison de son importance, il donne son nom au point de fixation des prix à terme du gaz naturel pour les contrats négociés sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX).

PADD

Petroleum Administrative Defense District.

Pétroles de roche-mère

Plusieurs termes sont utilisés pour définir ces "nouveaux pétroles" en cours de développement aux États-Unis : ils peuvent se nommer "pétrole léger de réservoirs étanches" ou "pétrole de réservoirs étanches" ("*tight light oil*", "*tight oil*" en anglais), mais aussi "pétrole de schiste de réservoirs étanche" et plus simplement "huiles de schiste" ("*tight shale oil*" ou "*shale oil*" en anglais).

Ces termes recouvrent une même réalité : ils se trouvent dans des formations de roche sédimentaire caractérisées par une très faible perméabilité. Le pétrole piégé dans ces formations souvent très étendues et relativement imperméables requiert ainsi des techniques spécifiques pour le récupérer, le forage horizontal et la fracturation hydraulique. C'est donc cette caractéristique commune qui permet d'identifier ce que nous appellerons huiles de schiste dans ce document, qui est in fine un pétrole léger.

Les "schistes bitumineux" ("*shale oil*") c'est-à-dire les schistes riches en kérogène (matière organique toujours à l'état solide) ne sont en revanche pas pris en compte dans cette analyse. Ils sont peu exploités compte tenu de leur mode de production (chauffés in situ ou exploités à ciel ouvert et chauffés afin de produire le pétrole).

WTI

Le WTI, *West Texas Intermediate*, désigne le baril de pétrole de référence produit dans l'ouest du Texas (États-Unis). Son cours, fortement influencé par des considérations locales, est de moins en moins représentatif du prix des approvisionnements américains.

Unités

Gm³ : milliards de m³

M : million ou Mega, 10⁶

G : Giga 10⁹

T : Tera 10¹²

