

## La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

Une première tranche de liquéfaction de charbon, permettant de produire 20 000 barils par jour de carburant automobile, va démarrer courant 2008 en Chine à Shenhua (Mongolie intérieure, région d'Ercos). D'autres projets plus ambitieux sont également annoncés en Chine à l'horizon 2020. Compte tenu du plafonnement de la production pétrolière annoncé à moyen terme, cette filière pourrait être amenée à se développer régionalement dans les 20 prochaines années afin de satisfaire à une demande en carburant toujours croissante.

### Un peu d'histoire

Dès l'origine, la liquéfaction du charbon (*Coal to Liquid*, ou CtL) s'est appuyée sur deux voies de conception radicalement différentes :

- une voie dite "directe", basée sur les travaux de Bergius entre 1910 et 1927 en Allemagne ;
- et une voie dite "indirecte", basée sur un brevet BASF de 1913 et les travaux de deux chimistes allemands, Hans Fischer et Franz Tropsch, qui réussissent dès 1922 à produire des carburants à partir de charbon, en passant par un produit intermédiaire, le "gaz de synthèse" (mélange  $H_2+CO$ ) suivi d'une étape de synthèse sur catalyseur au fer.

Au cours de la seconde guerre mondiale, une application industrielle à grande échelle – au total environ 120 000 barils par jour (b/j) principalement basés sur la liquéfaction directe – permettra à l'Allemagne en guerre d'alimenter la quasi-totalité des avions de la Luftwaffe grâce au charbon de la Ruhr malgré les restrictions imposées par les alliés sur l'approvisionnement en brut. Enfin, c'est à partir de 1955 que la Sasol (une société pétrochimique sud-africaine) installera progressivement dans ce pays une capacité de production de près de 190 000 b/j selon le procédé de liquéfaction indirecte, alimentée par les gisements charbonniers locaux (5 % des réserves mondiales) pour faire face à l'embargo international lié au régime de l'apartheid.

On voit donc clairement qu'à ses origines, seul un contexte géopolitique particulier, comme un embargo,

permettait de justifier cette filière ; le prix de revient des carburants de synthèse étant en effet beaucoup plus élevé que celui des carburants à base de pétrole, principalement à cause de la hauteur des investissements nécessaires et du coût – alors faible – du pétrole brut.

Enfin, il faut se rappeler que la production de carburants de synthèse à partir de gaz naturel (filiale GtL) qui connaît aujourd'hui un certain développement, ainsi que la filière BtL de production de biocarburants diesel dits de deuxième génération, sont basées sur la même synthèse de Fischer-Tropsch que la filière CtL.

### Description des technologies disponibles

#### Les schémas de procédé

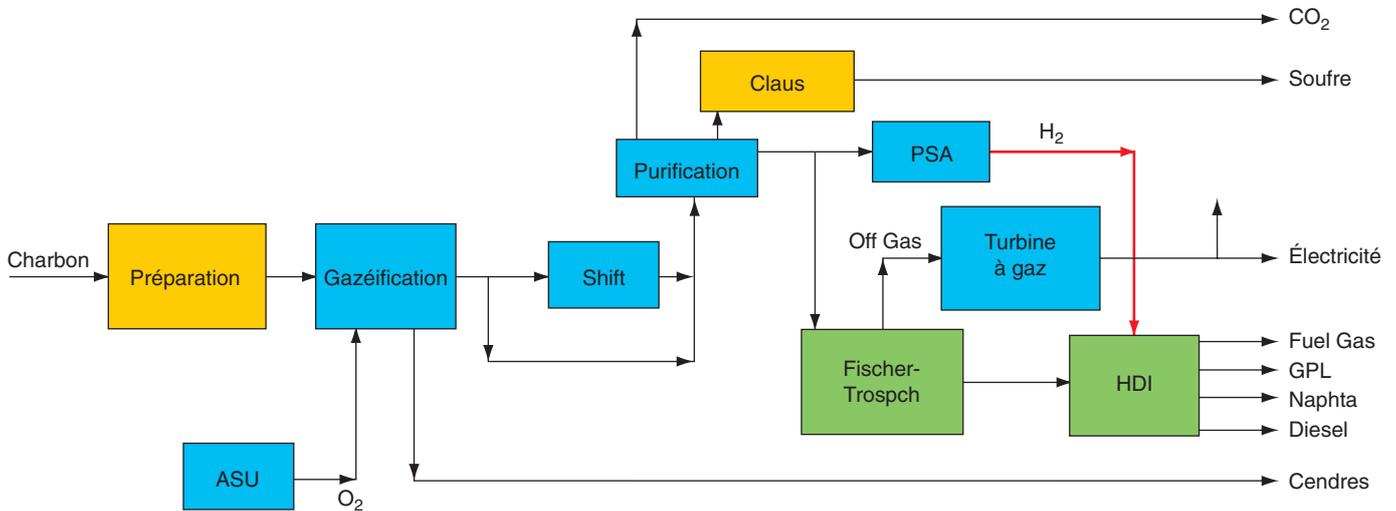
##### Voie indirecte

Aujourd'hui, à l'exception de l'unité de Shenhua, en Chine, qui doit démarrer en 2008, le seul complexe de liquéfaction du charbon en opération est basé sur la voie indirecte (figure 1). Il est opéré en Afrique du Sud par Sasol.

Ce procédé, très robuste, permet d'utiliser non seulement des charbons classiques, de type bitumineux et subbitumineux, mais également des charbons peu matures comme les lignites, ou même de la biomasse. Après une étape de préparation, le charbon est transformé en gaz de synthèse sous oxygène pur. Le ratio  $H_2/CO$  de ce gaz, compris entre 0,5 et 0,8, est ajusté à la valeur requise par le réacteur Fischer-

# La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

Fig. 1 - Schéma de principe d'une unité de liquéfaction de charbon – voie indirecte

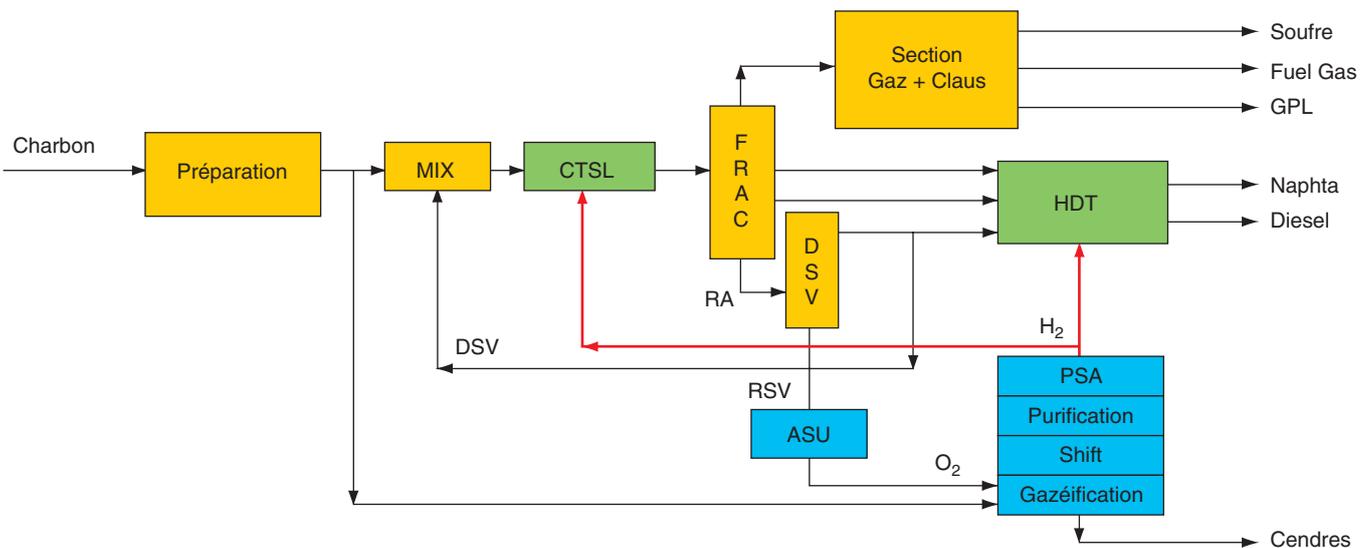


Source : IFP/DEE

Tableau 1

	Charbon (type bitumineux/ subbitumineux)	Diesel voie directe (après HDT)	Diesel voie directe (après HDK)	Diesel voie indirecte	Diesel Europe
% H (% pds)	<b>4,5/5,0</b>	<b>13,0/13,5</b>	<b>13,5/14,0</b>	<b>15</b>	<b>Environ 13,5</b>
Densité à 15 °C		0,860/0,870	0,820/0,830	0,770-0,780	0,820 < d < 0,845
Cétane		40-45	50-55	> 65	> 51

Fig. 2 - Schéma de principe d'une unité de liquéfaction de charbon – voie directe



Source : IFP/DEE

## La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

Tropsch (classiquement  $H_2/CO = 2$ ) au moyen d'un réacteur de Shift, puis débarrassé de ses impuretés. Le produit du réacteur Fischer-Tropsch est envoyé dans une section d'isomérisation ou d'hydrocraquage isomérisant (HDI) permettant d'amener les propriétés à froid du produit final aux spécifications en vigueur. Classiquement, on obtient une sélectivité de 30 % environ de naphta paraffinique, excellente charge de vapocraquage (pétrochimie) pour 70 % de diesel de très haut indice de cétane sans aucune impureté, car uniquement constitué de molécules paraffiniques (tableau 1).

### Voie directe

Ce procédé de liquéfaction se limite aux charbons de types bitumineux et subbitumineux, qui représentent à peu près 80 % des réserves actuelles (figure 2).

Le charbon préalablement réduit en poudre est mélangé au distillat sous vide produit dans l'unité (donneur d'hydrogène), avant d'être envoyé dans une section d'hydrocraquage comportant généralement deux réacteurs. Après séparation des produits et hydrotraitement partiel, l'essentiel du distillat sous vide est renvoyé au réacteur tandis que le diesel (généralement en mélange avec le naphta), de nature naphthéno-aromatique, est envoyé soit dans un hydrotraitement sévère (HDT), soit dans un hydrocraquage (HCK), afin de l'amener aux spécifications en vigueur (notamment de cétane et de densité). L'hydrogène nécessaire à la réaction est fourni par une section de gazéification du charbon ou à partir de gaz naturel par vaporeformage, selon les disponibilités sur place et les coûts des matières premières.

Le naphta hydrotraité peut soit servir de base comme charge de vapocraquage pour la pétrochimie, soit être envoyé dans une unité de réformage catalytique pour fabriquer un composant de l'essence.

### Comparaison des performances des deux voies

Les deux voies diffèrent notablement par la qualité du carburant diesel produit :

- le diesel ex-voie directe présente des caractéristiques naphthéniques, ce qui, même après une hydrogénation relativement poussée (voire éventuellement un hydrocraquage) livre un produit de densité élevée et dont l'indice de cétane est inférieur à la spécification européenne. Amener le produit à l'indice de cétane souhaité nécessite d'ajouter une étape d'hydrocraquage, mais ceci entraîne une dégradation significative du rendement en diesel et une hausse importante des investissements ;

- la voie indirecte conduit au contraire à une surqualité du diesel produit (de nature purement paraffinique donc nettement au-dessus des spécifications requises) qui n'est pas réellement valorisée par le marché.

Il est à noter que l'IFP est le seul bailleur de licence disposant à la fois des deux technologies de liquéfaction, directe et indirecte.

Les deux voies de liquéfaction posent un problème inverse de qualité des produits. C'est pourquoi, dans certains projets, la complémentarité des produits amène à considérer l'association des deux voies, le mélange d'un diesel naphthénique et d'un diesel paraffinique nous amenant au plus près des spécifications requises, sans surqualité. C'est ce schéma qui a été retenu par exemple pour un projet aux Philippines.

Il est important de souligner que la liquéfaction du charbon est avant tout un problème de teneur en hydrogène (tableau 1).

La composition du charbon, pauvre en hydrogène, ne permet pas d'obtenir un diesel de qualité commerciale sans un apport massif en hydrogène. Quand la seule source d'énergie primaire disponible est le charbon (ce qui est généralement le cas d'une usine installée à proximité immédiate de la mine), cet hydrogène supplémentaire est apporté en gazéifiant des volumes de charbon supplémentaires.

### Performances économiques de la filière

En supposant que tout l'hydrogène nécessaire au complexe est produit à partir du charbon, les rendements en naphta et diesel obtenus atteignent classiquement :

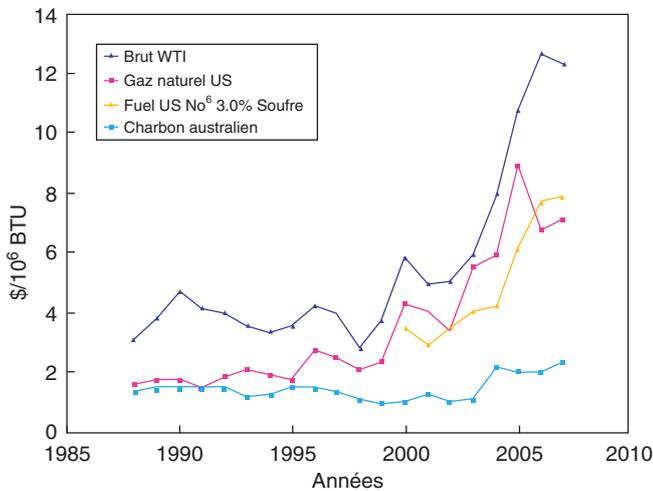
- voie directe : 3,5 barils par tonne (b/t) de matière organique du charbon (charbon sec hors cendres, *moisture and ash free* ou MAF en anglais) ;
- voie indirecte : 2,5 b/t de charbon MAF.

Les performances économiques de la filière charbon sont étroitement liées au prix dudit charbon, qui reste relativement bon marché par rapport aux autres sources d'énergie et largement indépendant du cours du brut, comme illustré par la figure 3.

La figure 4 montre une évaluation du taux de retour sur investissement (après impôts) d'une usine de liquéfaction de charbon basée sur la technologie indirecte en fonction du prix du brut de référence (Brent), pour une unité de grande taille. L'écart entre les courbes montre l'influence du prix du charbon sur la

## La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

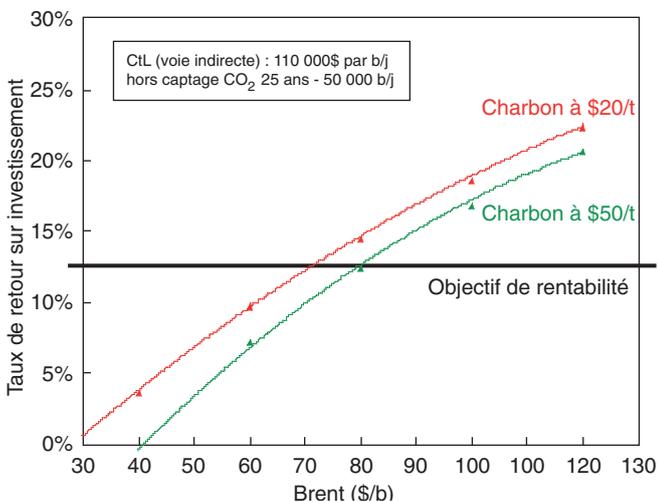
Fig. 3 - Prix des combustibles (par unité d'énergie)



Source : IFP d'après données annuelles Platts

rentabilité de l'usine, qui sera préférentiellement implantée "sur le carreau de la mine" pour éviter les coûts de transport du charbon, beaucoup plus onéreux que ceux des produits du complexe (liquides donc facilement transportables). Les investissements sont évalués à une hauteur de 110 000 \$ par b/j de produit fini (base : USA début 2007) pour les technologies de liquéfaction démontrées industriellement, soit, pour une unité de 50 000 b/j, plus de 5 milliards de dollars, c'est-à-dire à peu près le prix d'une raffinerie de pétrole complète produisant trois fois plus de carburants. La réduction des investissements, notamment en jouant sur l'effet de taille unitaire des installations, est l'un des principaux axes de progrès de cette filière. À cet égard,

Fig. 4 - Performances économiques de la liquéfaction de charbon



Source : IFP/DEE bases Q1 2007

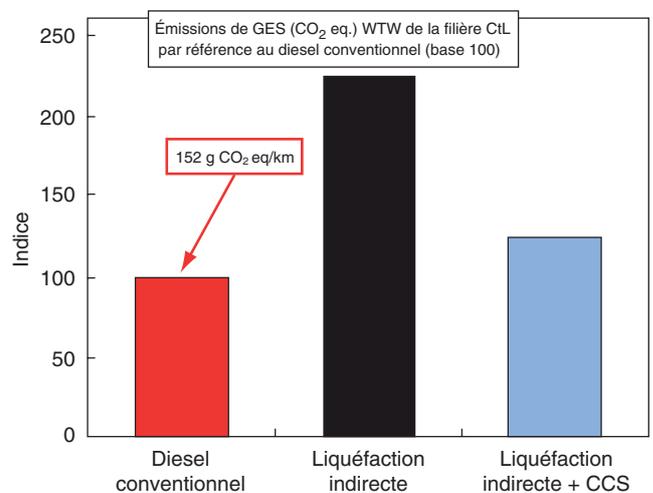
on rappellera que la récente augmentation du prix de l'acier (+ 80 % en 4 ans) sur laquelle est bâtie l'unité a eu un effet considérable sur l'économie de la filière CtL, comme elle l'a eu sur d'autres filières, GtL et raffinage notamment. Avec les procédés actuels, on estime que le seuil de rentabilité serait atteint pour un charbon à 20 \$/t à condition que le baril de pétrole se maintienne autour de 70 \$/b, une valeur qui a été largement dépassée en spot au cours de l'année 2007. Il est à noter que le coût de 20 \$/t de charbon est effectivement atteint dans les mines les plus performantes, mais reste largement inférieur aux prix internationaux. En conséquence, de tels projets ne peuvent concerner, dans un premier temps, que des pays disposant d'une abondante ressource locale en charbon, ayant de surcroît de gros besoins en carburants liquides.

En ce qui concerne la liquéfaction directe, ses performances économiques sont voisines de celles de la filière indirecte.

### Émissions de gaz à effet de serre de la filière liquéfaction du charbon

Il ne serait pas réaliste d'aborder la liquéfaction du charbon sans évoquer la problématique des gaz à effet de serre (figure 5). Les émissions globales du puits à la roue (en anglais *well-to-wheel*) de la filière de liquéfaction indirecte représentent environ 230 % des émissions du diesel conventionnel (pétrolier), ce qui revient à dire que moins de la moitié du carbone contenu dans le charbon parvient dans le réservoir du véhicule, la majorité étant transformée en CO<sub>2</sub> dès l'usine de liquéfaction, essentiellement au cours de

Fig. 5 - ACV de la filière de liquéfaction indirecte



Source : Étude WTW JRC EUCHAR CONCAWE 2006

## La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

l'étape de production d'hydrogène intégrée dans le complexe pour rectifier le faible rapport H/C des charbons par rapport à celui requis par la production de diesel (pour mémoire, dans la filière pétrole, le carbone est transféré au réservoir à plus de 90 %). Ce surcroît de pollution étant bien évidemment inacceptable dans un contexte international de réduction des gaz à effet de serre, il est admis que cette filière de liquéfaction du charbon ne pourra connaître un développement significatif (en dehors des quelques projets annoncés dans des pays en voie de développement non signataires du protocole de Kyoto) qu'à la condition expresse soit d'intégrer le captage et le stockage du carbone (CCS en anglais), soit d'utiliser un hydrogène produit à l'extérieur de l'usine à partir de sources n'émettant pas de gaz à effet de serre. Dans les unités de liquéfaction indirecte, basées sur une gazéification, le captage du CO<sub>2</sub> peut se faire dans des conditions économiques relativement favorables grâce à la pression élevée et aux fortes concentrations en CO<sub>2</sub> au niveau de l'absorbant. Dans ces conditions, le bilan du puits à la roue se rapproche considérablement du diesel conventionnel (mais reste légèrement plus défavorable avec 125 % des émissions de carbone).

### Quels sont les projets en vue ?

Les deux à trois dernières années ont vu fleurir un grand nombre de projets de liquéfaction du charbon liés soit à l'amélioration de la rentabilité de la filière (renchérissement du prix du pétrole brut), soit à des stratégies visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique. Il est à noter que ces

projets sont actuellement à différents stades du processus de décision, et que tous ne seront pas construits.

Outre le projet de liquéfaction directe de Shenhua de 20 000 b/j (démarrage en 2008) et son extension à 50 000 b/j prévue pour 2015, la Chine a annoncé des projets considérables portant sur un total de 700 000 b/j (voies directe et indirecte) d'ici 2020.

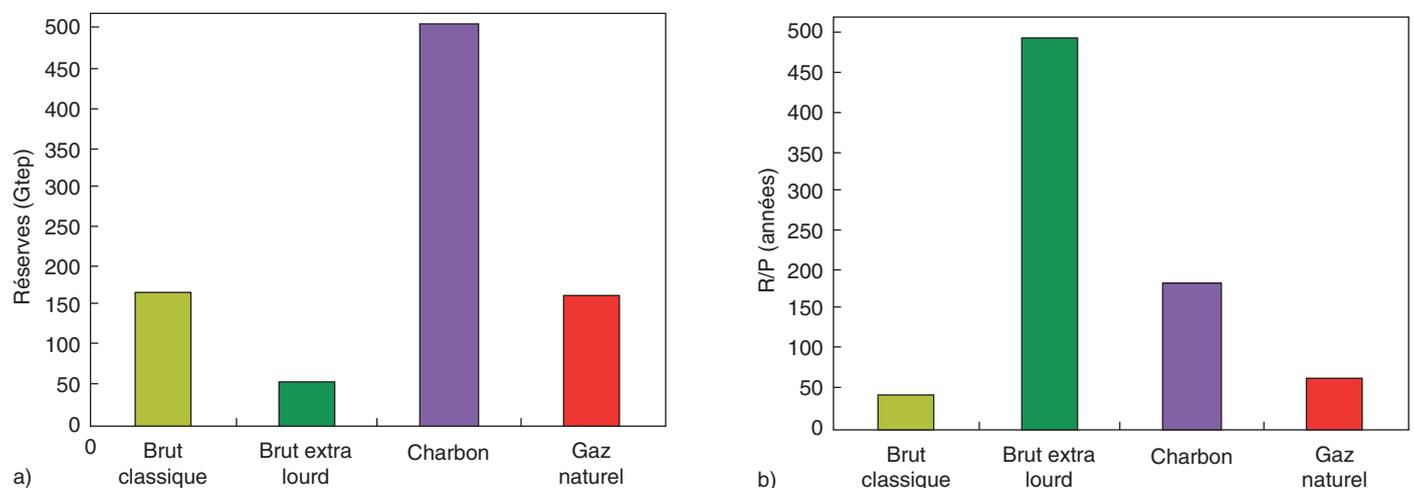
Par ailleurs, la société H&WB Corp. aux Philippines a annoncé un projet d'une capacité de 60 000 b/j basé sur un schéma associant voie directe et voie indirecte (schéma hybride).

De son côté, la société Sasol a dans ses cartons une extension de capacité de 80 000 b/j soit en Afrique du Sud, soit en Inde.

Enfin, on dénombre aux États-Unis un minimum de six projets de liquéfaction pour une capacité ultime cumulée de près de 150 000 b/j. Certains de ces projets sont déjà parvenus au stade de la demande d'autorisation administrative, d'autres sont simplement en cours d'étude de faisabilité. Le total de ces capacités converge avec les données de l'Agence internationale de l'énergie, qui évalue à 750 000 b/j la capacité mondiale de production de liquéfiats à l'horizon 2030, pour l'essentiel localisés en Chine (source : IEA - World Energy Outlook 2006).

On voit donc qu'en dehors de l'Afrique du Sud, où seules des conditions géopolitiques particulières ont pu justifier, dans les années 50, le déploiement d'une capacité significative de liquéfaction, l'augmentation considérable du prix du brut ces dernières années, ainsi que la prise de conscience du plafonnement probable de

Fig. 6 - Réserves d'hydrocarbures (monde)



Source : IFP/DEE

## La liquéfaction du charbon : où en est-on aujourd'hui ?

sa production, ont conduit les gouvernements et certaines compagnies à considérer des projets d'envergure ; les technologies de liquéfaction ayant par ailleurs atteint récemment des seuils de rentabilité économique acceptables. Néanmoins, selon toute probabilité, cette capacité de liquéfaction est appelée à rester longtemps marginale vis-à-vis de l'approvisionnement en brut : il faut garder en tête que 750 000 b/j représentent en effet moins de 1 % de la capacité de raffinage mondial, ou quatre raffineries de taille moyenne.

### Conclusion : pourquoi s'intéresser aujourd'hui à la liquéfaction du charbon ?

Sur la base d'un scénario moyen pour la période 2006-2030 (3,1 % de taux de croissance annuelle selon le *Department of Energy* des États-Unis, et une population mondiale de plus de 8 milliards d'êtres humains en 2030 selon l'ONU), des études récentes et convergentes estiment que le nombre de véhicules à moteur en circulation dans le monde pourrait doubler d'ici 2030 et donc la consommation de carburants continuer sur un rythme de croissance annuel élevé. L'une des causes est la très faible élasticité de la demande en carburants vis-à-vis du prix du pétrole brut. Certes, ces projections tendanciennes ne prennent en compte ni les éventuels changements de comportement individuel, ni les possibles mesures gouvernementales en faveur de la réduction des gaz à effet de serre, ni l'introduction des biocarburants, ni le potentiel offert par des technologies économes telles que la motorisation hybride, voire 100 % électrique. Mais on peut penser que la tendance fondamentale pour les années à venir reste bien une augmentation de la demande mondiale en carburants.

Dans ce contexte, le charbon, dont les réserves sont encore abondantes tant en volume (près de 500 milliards de tonnes équivalent pétrole (Gtep), soit 3,5 fois les réserves pétrolières) qu'en termes d'années de production (plus de 150 ans au rythme actuel) représente une solution crédible pour assurer un complément d'approvisionnement pour les transports.

À cet égard, la période actuelle, où la courbe des prix pétroliers et celle du prix de revient des carburants ex-charbon se croisent, peut être considérée comme une

période charnière : pour la première fois en 2006, et plus encore en 2007, on peut considérer que la filière CtL a atteint le seuil de rentabilité économique. Elle devrait pouvoir le conserver dans les années à venir si les progrès de la technologie sont suffisants pour compenser le prix de l'élimination du CO<sub>2</sub> coproduit, et l'augmentation préoccupante des coûts d'investissements liés notamment à la flambée du prix de l'acier.

Malgré des coûts de production élevés et un bilan environnemental critiquable, des projets CtL devraient émerger dans les pays disposant d'importantes ressources charbonnières et fortement importateurs de pétrole. Dans beaucoup de cas, le souci de sécuriser une partie de l'approvisionnement énergétique par une ressource locale semble passer devant les critères purement économiques. Il n'est pas surprenant que la Chine, devenue importatrice nette de pétrole mais disposant de vastes réserves charbonnières à un coût imbattable (coût de production à partir de 5 \$/t dans les meilleures mines), se soit récemment lancée dans des projets de ce type. D'autres pays présentant le même profil énergétique pourraient lui emboîter le pas : en témoignent les projets actuellement à l'étude aux États-Unis, ainsi qu'en Inde et aux Philippines.

Mais tant en raison des coûts de production prohibitifs des liquéfiats – quand le charbon est acheté au prix international – que de la concurrence avec la filière électrique, qui absorbe à ce jour la quasi-totalité de la production de charbon, on ne prévoit pas un développement massif du CtL dans les 20 prochaines années ; le développement de cette filière devrait rester limité et centré sur quelques zones géographiques.

Il n'en reste pas moins que compte tenu de la problématique de réchauffement climatique global et au vu des émissions records de gaz à effet de serre "de la mine à la roue" (230 % de la filière pétrolière classique), un développement même partiel de la filière CtL nous paraît indissociable de la filière de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> afin d'assurer la demande énergétique mondiale tout en limitant les effets sur l'environnement dans un contexte de développement durable.

*Pierre Marion - pierre.marion@ifp.fr  
Manuscrit transmis en décembre 2007*