

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

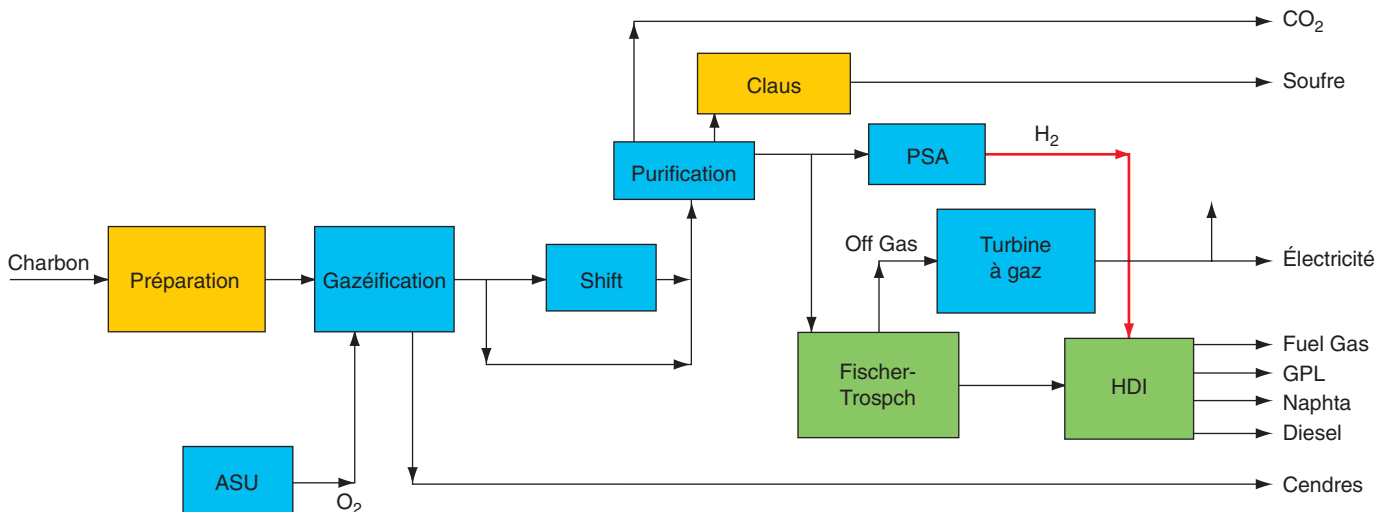
Voie indirecte

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

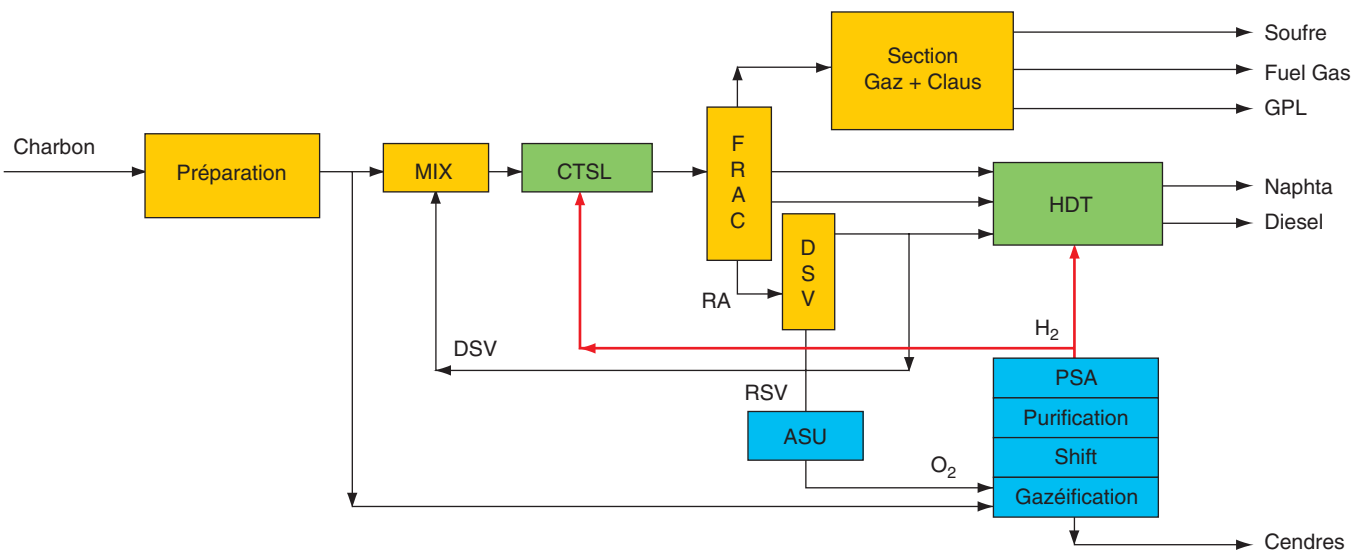


Source : IFP/DEE

Tableau 1

	Charbon (type bitumineux/ subbitumineux)	Diesel voie directe (après HDT)	Diesel voie directe (après HDK)	Diesel voie indirecte	Diesel Europe
% H (% pds)	4,5/5,0	13,0/13,5	13,5/14,0	15	Environ 13,5
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 :

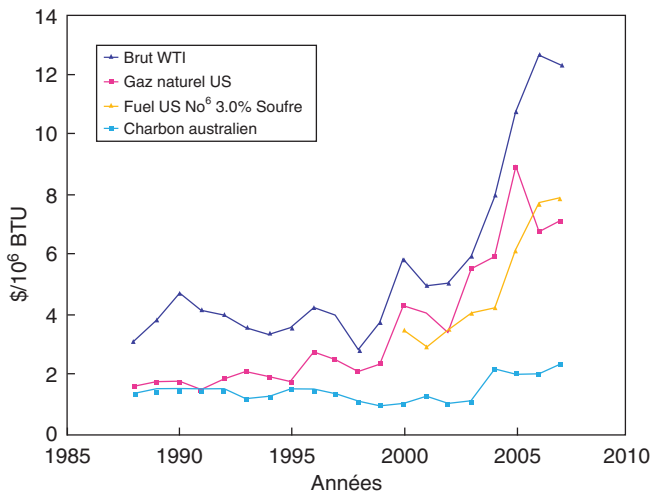
- voie directe : 3,5 barils par tonne (b/t) de matière organique du charbon (charbon sec hors cendres, *moisture and ash free* ou MAF en anglais) ;
- voie indirecte : 2,5 b/t de charbon MAF.

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 ?

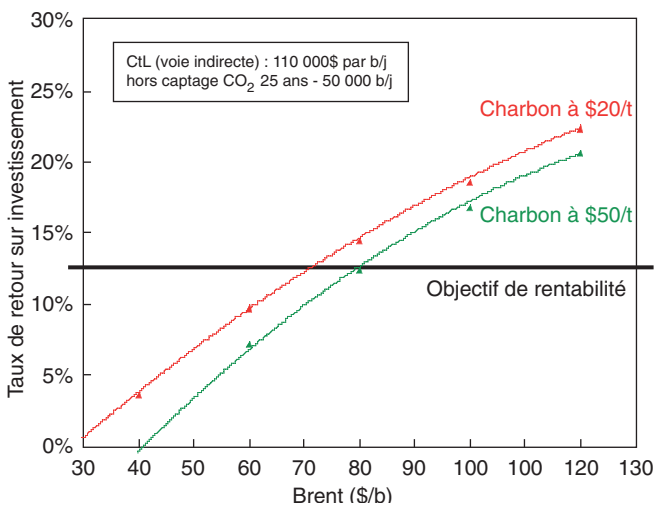
Fig. 3 - Prix des combustibles (par unité d'énergie)



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

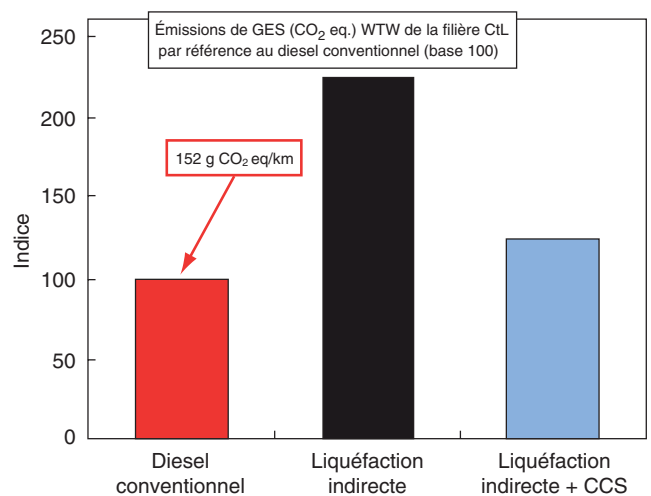
on rappellera que la récente augmentation du prix de l'acier (+ 80 % en 4 ans) sur laquelle est bâtie l'unité a eu un effet considérable sur l'économie de la filière CtL, comme elle l'a eu sur d'autres filières, GtL et raffinage notamment. Avec les procédés actuels, on estime que le seuil de rentabilité 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 CO₂ 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 CO₂ peut se faire dans des conditions économiques relativement favorables grâce à la pression élevée et aux fortes concentrations en CO₂ 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.

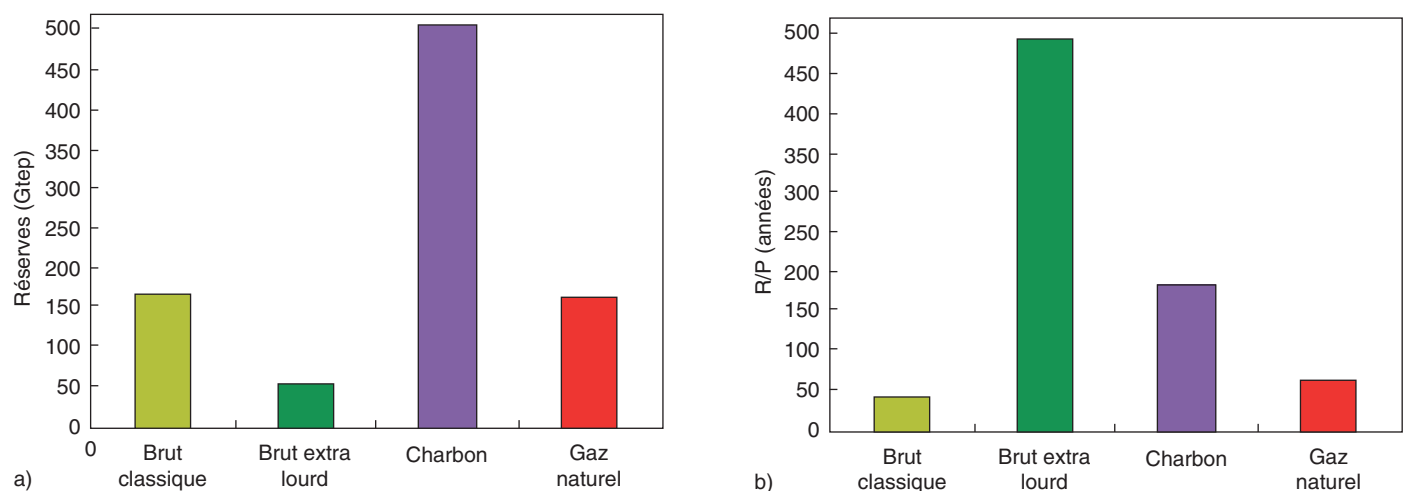
Par ailleurs, la société H&WB Corp. aux Philippines a annoncé un projet d'une capacité de 60 000 b/j basé sur un schéma associant voie directe et voie indirecte (schéma hybride).

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 CO₂ 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 CO₂ 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*

The current status of coal liquefaction technologies

In 2008, a first coal liquefaction unit to produce motor fuel (20,000 BPSD) will come onstream in Shenhua, China (in the Ercos region of Inner Mongolia). Other, more ambitious projects have been announced in China for between now and 2020. Since oil production is expected to peak in the medium term, this technology may develop regionally in the next 20 years to cover ever-increasing demand for motor fuel.

Background

From the start, two radically different approaches to the liquefaction of coal (Coal to Liquids, or CtL) have co-existed:

- A direct process based on work done by Bergius between 1910 and 1927 in Germany.
- An indirect process, based on a patent taken out by BASF in 1913 and work by two German chemists, Hans Fischer and Franz Tropsch, who succeeded in producing motor fuels from coal in 1922 by first producing "syngas" (H_2+CO), then performing synthesis with an iron-based catalyst.

During World War II, Germany applied this technology industrially on a large scale, producing a total of about 120,000 barrels per stream day (BPSD) primarily by means of direct liquefaction. Using coal from the Ruhr, it was able to keep nearly the entire Luftwaffe fleet in the air, in spite of the Allies' restrictions on the supply of crude oil. In 1955, the petrochemicals company Sasol gradually installed nearly 190,000 BPSD in capacity in South Africa, using the indirect method and domestic coal supplies (5% of world reserves) in response to the international embargo imposed against the apartheid regime.

Clearly, no country wanted to develop these processes, still in their early days, unless geopolitical reasons made it necessary. The cost of synfuels was much higher than petroleum-based motor fuels, mainly because of the heavy investment required and the then low price of crude.

It's important to keep in mind that GtL production of synfuels from natural gas, whose development is now attracting some attention, and the BtL production

of so-called "second generation" biodiesels, as well as CtL processes, are all based on Fischer-Tropsch synthesis.

Available technologies

Process diagrams

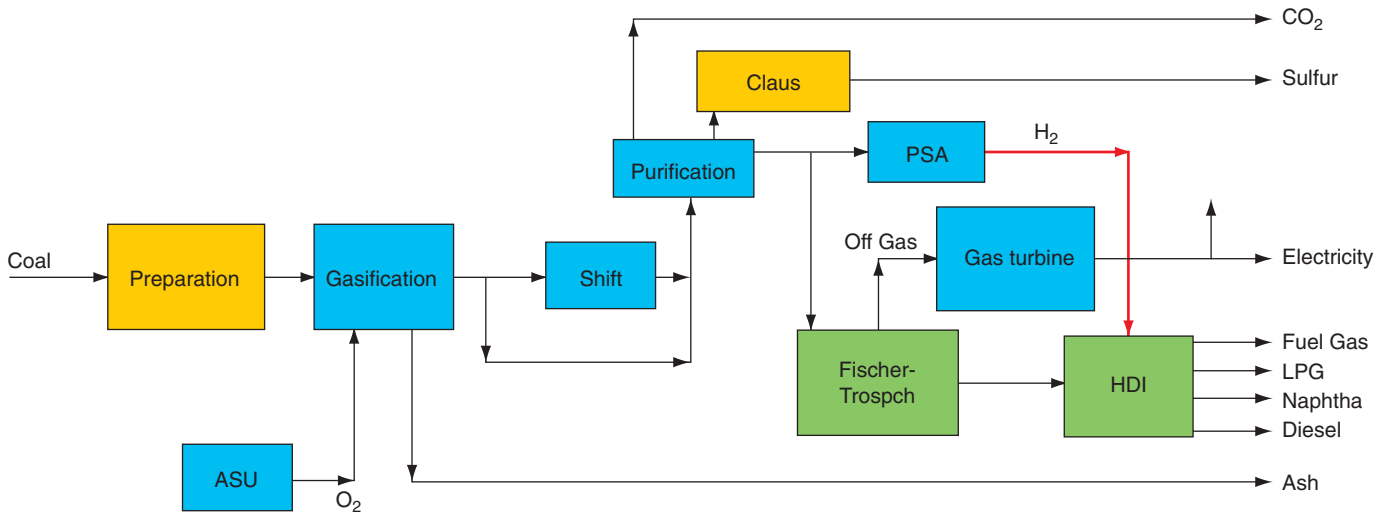
Indirect coal liquefaction (ICL)

There is only one coal liquefaction facility in service today, operated by Sasol in South Africa. Unlike the Shenhua project in China, scheduled to start up in 2008, this facility uses the indirect process (Figure 1).

This very robust process is compatible not only with conventional bituminous and sub-bituminous coals, but also less mature coals such as lignites or even biomass. After a preparation stage, the coal is converted to syngas under pure oxygen. The H_2/CO ratio for this gas (between 0.5 and 0.8) is adjusted to the value required for the Fischer-Tropsch reactor (usually $H_2/CO = 2$) by means of a shift reactor, then all of its impurities are removed. The product obtained in the Fischer-Tropsch reactor is sent to an isomerization stage or cold-process isomerizing hydrocracking (HDI) to bring the properties of the final product into conformity with the specifications in effect. Generally, one obtains a selectivity of about 30% paraffinic naphtha, an excellent steam-cracking feedstock (petrochemicals), for 70% diesel with a very high cetane number and no impurities, because it is composed only of paraffinic molecules (Table 1).

The current status of coal liquefaction technologies

Fig. 1 - Basic diagram of an indirect coal liquefaction unit (ICL)

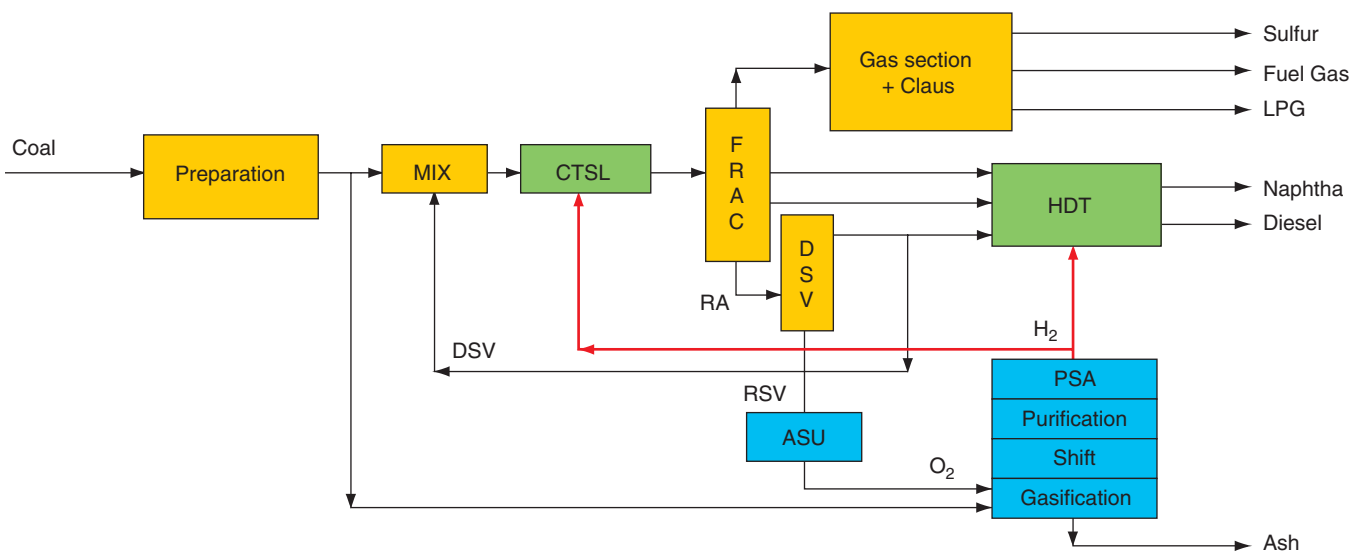


Source: IFP/Economic Studies Division

Table 1

	Coal (bituminous/ sub-bituminous)	DCL diesel (post HDT)	DCL diesel (post HDK)	ICL diesel	Diesel Europe
% H (%wt)	4.5/5.0	13.0/13.5	13.5/14.0	15	About 13.5
Specific gravity at 15°C		0.860/0.870	0.820/0.830	0.770-0.780	0.820 < d < 0.845
Cetane number		40-45	50-55	> 65	> 51

Fig. 2 - Basic diagram of a direct coal liquefaction unit (DCL)



Source: IFP/Economic Studies Division

The current status of coal liquefaction technologies

Direct coal liquefaction (DCL)

This process is only used with bituminous and sub-bituminous coals, which represent about 80% of current reserves (Figure 2).

The coal is first ground to a powder then mixed with the vacuum Gasoil (VGO) generated at the unit (hydrogen donor). It then goes to hydrocracking, generally two reactors. After product separation and partial hydrotreatment, the bulk of the VGO is sent back to the reactor whereas the diesel (generally mixed with naphtha), which has naphthoaromatic characteristics, is sent either to severe hydrotreatment (HDT) or hydrocracking (HCK) to bring it into conformity with the specifications in effect (especially those applicable to the cetane number and specific gravity). The hydrogen needed for the reaction is supplied by a coal gasification unit or produced from natural gas by means of steam reforming, depending on local availabilities and the cost of raw materials.

The hydrotreated naphtha can be used as a steam-cracking feedstock for petrochemicals or sent to a catalytic reforming unit to produce a component of gasoline.

Comparing the performance of these two processes

The main difference resides in the quality of the diesel produced:

- The direct method yields a diesel with naphthenic characteristics, even after relatively advanced hydrogenation (or even hydrocracking), it has a high specific gravity and a cetane number below European standard. A hydrocracking step would have to be added to raise the cetane number to the required level. This would significantly decrease diesel output and significantly boost investment.
- The indirect process does the reverse. It yields a product that is purely paraffinic, thus clearly above standard, but the market does not really account for the value-add of this "overquality".

We might mention that IFP is the only licensor for both direct and indirect liquefaction technologies.

These two liquefaction processes differ in terms of product quality: one yields a product that is below standard and the other a product that is above standard. Since they are complementary, some projects under review may combine the direct and indirect processes. The idea is to blend naphthenic and paraffinic diesel to get closer to the targeted specifications while avoiding overquality. In the Philippines, a project of this type is in the planning.

We should note that hydrogen content is of key importance in the liquefaction of coal (Table 1).

Owing to its hydrogen-poor composition, coal cannot be used to produce commercial-grade diesel unless hydrogen is added in massive quantities. When coal is the only available source of primary energy (e.g. when the facility is located next to a mine), the necessary hydrogen can be supplied by ensuring the gasification of sufficient quantities of additional coal.

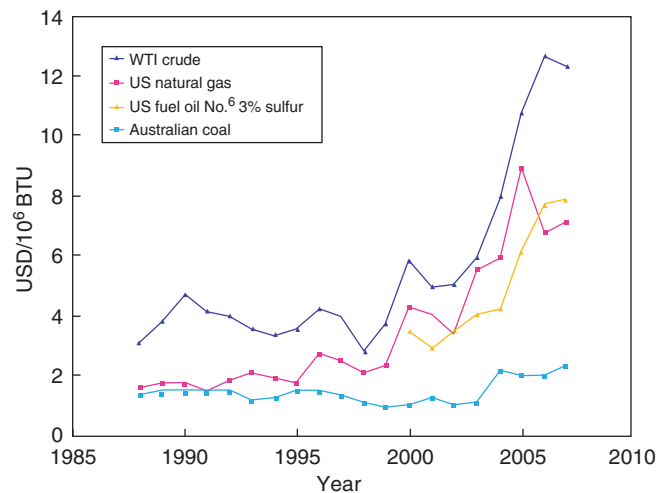
Economic performance

Let's assume that this type of facility can generate the hydrogen it needs from local coal. Normally, its naphtha and diesel output would be:

- DCL process: 3.5 bbl/ton of organic coal material ("moisture and ash free" or MAF coal).
- ICL process: 2.5 bbl/ton of MAF coal.

For this coal technology, economic performance depends heavily on the price of this coal, which is still relatively inexpensive compared to other energy sources and largely independent of the crude price, as illustrated Figure 3.

Fig. 3 - Price of fossil energies (per unit of energy)



Source: IFP based on annual data published by Platts

Figure 4 gives an estimation of the rate of return on investment (after tax) for a large ICL unit, as a function of the reference crude price (Brent). The difference between curves indicates the influence of the coal price on unit profitability. This type of facility should be located at the mine to avoid the cost of shipping coal, which is much more expensive to ship than finished products (liquid). For industrially demonstrated liquefaction processes, the estimated investment is USD 110,000 per barrel per day for the finished product

The current status of coal liquefaction technologies

(base: USA early 2007). For instance, a facility with a capacity of 50,000 bbl/d represents an investment of more than 5 billion dollars, roughly equivalent to the cost of a complete oil refinery producing three times more motor fuel. The reduction of investment costs per barrel, especially by increasing the size of installations, is one of the most important ways to achieve progress for this technology. We might recall that the recent increase in the price of steel (up 80% in 4 years) has had a substantial impact on the economics of CtL technology as well as other technologies including GtL and refining. It has been estimated that, using current processes, the threshold of profitability for USD 20/ton coal may be reached for a crude price of about USD 70/bbl, a figure that has been largely exceeded on the spot market in 2007. The cost of USD 20/ton of coal is attained at top-performing mines, but it remains well below international prices. That's why, initially, projects like this will only be of interest to countries that not only possess coal resources in abundance but are also seeing high domestic demand for liquid motor fuels.

The economic performance reported for direct liquefaction is comparable to that of indirect liquefaction.

Greenhouse gas emissions generated by CtL technologies

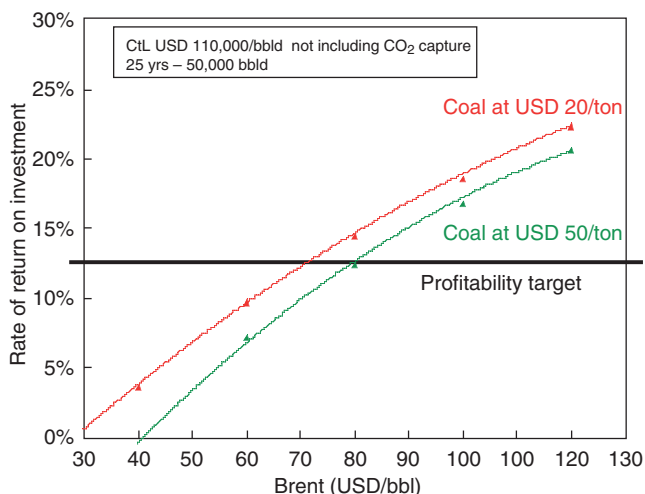
It would not be realistic to discuss coal liquefaction without any reference to greenhouse gases (Figure 5). Total well-to-wheel emissions for the ICL stream correspond to about 230% of the emissions generated by conventional diesel (oil). In other words, less than half of the carbon contained in the coal ends up in the

fuel tank of the vehicle. Most of it is converted into CO₂ at the liquefaction plant, especially during the hydrogen production stage, added to correct the H/C ratio of the coal. This ratio is low compared to that required to produce diesel. In the production of petroleum products, one should note, more than 90% of the carbon present in the oil ends up in the tank. Obviously, this amount of "excess" pollution is unacceptable at a time when the international community has prioritized the reduction of greenhouse gases (GHGs). It is generally accepted that it will not be possible to develop ICL technology to any significant extent unless it integrates carbon capture and storage (CCS), or uses hydrogen produced externally to the unit by sources that do not emit GHGs. The few exceptions are projects announced in developing countries that did not sign the Kyoto Protocol. At ICL units based on gasification, CO₂ capture can take place in relatively favorable economic conditions, thanks to the high pressure and high CO₂ concentrations found at the absorber. Under these conditions, the well-to-wheel performance comes much closer to that of conventional diesel (but is still slightly more unfavorable with 125% of carbon emissions).

Planned projects

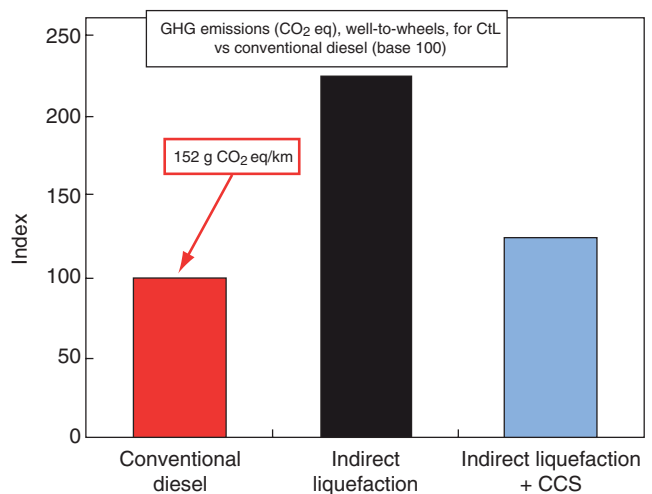
In the last two or three years, a number of coal liquefaction projects have come under review, either because this technology has become more profitable as the price of crude oil rises, or because it fits into strategies to guarantee a supply of energy. All of these projects are at different stages of the decision-making process and not all of them will be built.

Fig. 4 - Economic performance of coal liquefaction



Source: IFP/Economic Studies Division based on Q1 2007

Fig. 5 - LCA for ICL technology



Source: Well-to-wheels study JRC EU CAR CONCAWE 2006

The current status of coal liquefaction technologies

China is to bring the Shenhua DCL unit (20,000 bbl/d) onstream in 2008 and expand its capacity to 50,000 bbl/d by 2015. It has announced other large projects as well. All in all, it plans to add 700,000 bbl/d in capacity (direct and indirect processes) by 2020.

In the Philippines, H&WB Corp. has announced a project for a hybrid production unit (60,000 bbl/d) combining direct and indirect coal liquefaction technologies.

Sasol is looking to increase capacity by 80,000 bbl/d, either in South Africa or India.

In the United States, at least six coal liquefaction projects are in the works (aggregate capacity: nearly 150,000 bbl/d). Some have already reached the stage of filing for official approval, while others have not got beyond the feasibility study.

The sum of these capacities converges with data published by the International Energy Agency, which estimates that world capacity for the production of liquefies will reach 750,000 bbl/d by 2030, mainly in China (source: IEA, World Energy Outlook 2006).

Given the crude price hikes of recent years and greater awareness that the production of petroleum is probably peaking, various governments and companies are considering large-scale coal liquefaction projects. This situation is very different from that of the fifties when, as in the case of South Africa, a country would only develop significant capacity if warranted by particular geopolitical circumstances. Moreover, liquefaction technologies have recently reached economically acceptable thresholds of profitability. All the same, it is highly probable that liquefaction capacity will long remain marginal compared to that of oil: 750,000 bbl/d

represents less than 1% of world refining capacity, or the equivalent of four medium-sized refineries.

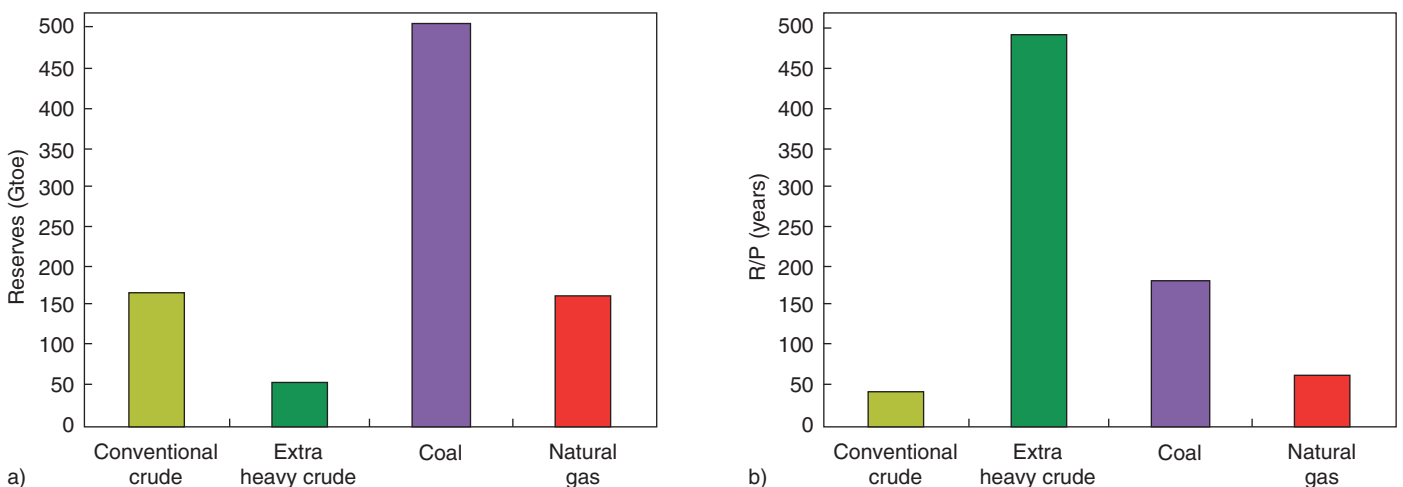
Conclusion: why take an interest in coal liquefaction today?

Many recent studies based on an average scenario for 2006-2030—annual growth of 3.1% (US Department of Energy) and a world population of more than 8 billion by 2030 (the UN)—predict that the number of motor vehicles in circulation worldwide could double by 2030, therefore motor fuel consumption will continue to grow at a high annual rate. One reason among others is the low elasticity of motor fuel demand to the crude price. Of course, trend forecasts do not account for the possibility of changes in individual behavior, government measures to reduce greenhouse gases or the introduction of biofuels or fuel-saving technologies (e.g. hybrid or all-electric propulsion systems). However, it's likely that the basic trend for the next few years will be an increase in world demand for motor fuels.

If that be the case, then coal represents a credible solution as a supplemental source of energy for the transport sector. Coal reserves are still plentiful in terms of volume (nearly 500 billion tons oil equivalent, or 3.5 times the oil reserves) and production (more than 150 years at the present rate).

The present time frame, with the oil price curve intersecting the motor fuels ex-coal curve, may be regarded as a turning point. It can be argued that the CtL technology reached the threshold of profitability for the first time in 2006 and more markedly in 2007. It can be expected to do so in future, if technological advances

Fig. 6 - Hydrocarbon reserves (worldwide)



Source: IFP DEE

The current status of coal liquefaction technologies

make it possible to offset the cost of CO₂ coproduct disposal as well as the problematical increase in investment costs, especially due to the soaring price of steel.

Despite their high production costs and environmental performance, open to criticism, CtL projects will probably emerge in countries that possess abundant coal reserves and import oil on a large scale. In many instances, a country will give higher priority to national security issues (covering a percentage of its energy supply with local resources) than to strictly economic criteria. It is not surprising if China has recently embarked upon CtL projects. China is a net oil importer with vast reserves of coal that can be produced at unbeatably low costs (USD 5/ton at the best mines). Other countries with a similar energy profile may follow suit: projects are under review in the United States, India and the Philippines.

This being said, it's likely that CtL will not be developed on a massive scale in the next 20 years, for two reasons. The first is the prohibitive cost of producing liquefieds from coal purchased at international prices. Second, the technology must compete with the power production sector, which absorbs nearly all of the coal extracted. CtL is only expected to develop to a limited extent and in a few geographic areas.

Still, in light of global warming and knowing that CtL generates GHG emissions "from mine to wheel" that reach all-time highs (230% compared to the conventional petroleum stream), any CtL development, even partial, will have to be integrated with CO₂ capture and storage solutions to help cover world energy demand while minimizing impact on the environment.

*Pierre Marion - pierre.marion@ifp.fr
Final draft submitted in December 2007*