

Les produits lourds pétroliers

Tous les scénarios établis par l'Agence internationale de l'énergie (IEA) prévoient une augmentation de la demande énergétique dans les vingt prochaines années. Dans ce contexte, les énergies fossiles (gaz, pétrole et charbon) resteront prépondérantes pour satisfaire les besoins énergétiques de la planète. Malgré la baisse de la consommation des véhicules, le développement de nouvelles technologies de motorisation et les économies d'énergie, la demande en produits dits légers que constituent les bases d'élaboration des carburants pour le transport (essence, carburacteur et gazole) va rester importante et continuer à croître, surtout dans les pays émergents. Pour obtenir de tels produits aux spécifications en vigueur ou à venir, calquées sur celles existant aujourd'hui en Amérique du Nord, en Europe et dans certains pays d'Asie/Océanie, le raffineur a intérêt à traiter un pétrole dit léger (*figures a et b*), peu dense, contenant une proportion importante de coupes essence, carburacteur et gazole. Toutefois, la raréfaction de ces pétroles légers à travers le monde nécessite déjà la production de pétroles plus lourds, non conventionnels, dont l'aspect est très similaire aux bitumes routiers classiques qui recouvrent nos routes (*figure c*), et contenant une portion bien plus faible d'espèces chimiques entrant dans la composition des carburants précédemment cités. L'exploitation et la nécessaire transformation de ces bruts lourds au cours du raffinage vont se heurter à de nombreuses difficultés industrielles qui nécessitent des développements technologiques innovants.

La définition des différents bruts pétroliers est basée sur un grandeur, dénommée degré API, définie en 1921 par l'American Petroleum Institute (API) suivant la formule :

$$\text{Degré API} = (141,4/d) - 131,5$$

où d est la densité du brut. On constatera que plus un brut est dense, plus le degré API sera faible. On peut ainsi classer les différents types d'huiles (ou bruts) en fonction de leur degré API : *brut léger* : degré API > 31,1, soit une densité < 0,87 ; *brut moyen* : $22,3 \leq \text{degré API} \leq 31,1$, soit une densité de 0,87-0,92 ; *brut lourd* : degré API < 22,3, soit une densité > 0,92.

À côté du degré API, un autre paramètre est très important pour caractériser un brut lourd : sa viscosité. Comme les bitumes routiers qui nous sont familiers, ces produits sont très visqueux et coulent très difficilement à température inférieure à la centaine de degrés. Les bruts lourds sont également définis comme ayant une viscosité supérieure à 10 000 centipoises (cP) (pour mémoire, celle de l'eau est de 1 cP). Parmi les bruts lourds, une classification plus précise a été établie, incluant degré API et viscosité :

- *huile lourde* : degré API > 10 et viscosité < 10 000 cP. Cette huile est supposée couler dans les conditions du gisement (ou réservoir) pétrolier (température élevée) ;

- *huile extra-lourde* : degré API < 10 et viscosité mesurée dans les conditions du réservoir (*in situ*) < 10 000 cP. Pour ce type de produit, la mobilité de l'huile est considérée comme réduite ;

- *bitume naturel*, souvent constitué de brut mélangé à du sable, ou également dénommé sables bitumineux, avec degré API < 10 et viscosité *in situ* > 10 000 cP, ce qui conduit à un écoulement pratiquement impossible (*figure d*).

Rappelons que tous les pétroles que nous connaissons de par le monde ont une origine commune résultant de la transformation thermique sur une très longue période (plusieurs centaines de millions d'années) de matière organique de végétaux et d'organismes vivants qui ont été progressivement enfouis dans des couches sédimentaires constituant la « roche mère ». Le fluide pétrolier qui apparaît dans cette roche mère, résultat de ces transformations, va en partie migrer du bassin sédimentaire (roche mère) vers une sorte de piège qui constituera le gisement ou réservoir qui est aujourd'hui exploité pour extraire le brut. Ce gisement est physiquement constitué par une roche, plus ou moins perméable, dont les pores sont occupés par le fluide pétrolier.

On parle beaucoup actuellement d'exploitation possible de schistes bitumineux ; il s'agit de roches mères qui n'ont pas subi la transformation thermique suffisamment poussée pour permettre la formation d'huile et de gaz pouvant migrer vers le gisement. Ces schistes sont des solides riches en matière organique qui n'est pas une huile minérale. Ils ne sont pratiquement pas exploités et nécessiteraient des traitements à haute température pour réaliser artificiellement et rapidement (de l'ordre de l'heure) la transformation thermique qui a lieu naturellement à beaucoup

plus basse température pendant une longue période dans le bassin sédimentaire, fournissant ainsi une huile de schiste liquide.

Mais pourquoi existe-t-il des huiles légères et des huiles lourdes ? Ces dernières sont le résultat d'une altération biologique (biodégradation) de l'huile initialement formée par un ensemble de bactéries. L'huile étant constituée par un ensemble très large de molécules hydrocarbonées de structure et de masse moléculaire très variées, les bactéries vont attaquer plus spécifiquement les petites molécules et provoquer ainsi un allourdissement de l'huile en place, plus riche en entités de poids moléculaire élevé et à tendance plus aromatique (résines et asphaltènes).

L'importance des bruts lourds, qui regroupent huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes naturels (sables bitumineux), est considérable. On estime actuellement les réserves à 5 000 milliards de barils (1 baril = 159 L), soit l'équivalent des ressources restantes en bruts conventionnels (légers et moyens). Environ 75 % de ces ressources sont localisés en Amérique du Nord (Canada) et en Amérique du Sud (Venezuela). On comprend alors aisément les enjeux liés à leur utilisation, tant aux niveaux de la production (gisement pétrolier), du transport que du raffinage pétrolier.

La production des huiles lourdes

La production des huiles lourdes se heurte en premier lieu à l'écoulement très difficile des huiles en place dans les conditions du gisement (plusieurs dizaines de °C). Classiquement, la production d'un gisement pétrolier est assurée par la différence de pression entre le gisement et la surface. Au cours de la production, le gisement « se vide » et la pression tend à décroître, limitant ainsi le débit en surface d'huile récupérée. Dans le cas des huiles lourdes, ce phénomène, joint à la haute viscosité du produit, va très vite imposer la mise en place d'une aide à la production (EOR : « enhanced oil recovery »). On estime que sans cette aide, on ne peut guère extraire plus de 10 % de l'huile en place dans le gisement. De nombreuses techniques ont été développées et font toujours l'objet de travaux de recherche afin d'augmenter ce niveau de production. La première approche peut consister à pomper l'huile pour la soutirer du gisement à l'aide d'installations très couramment visibles à terre dans les zones d'exploitation pétrolière. Une avancée technologique majeure, qui a permis des gains importants de productivité des gisements d'huile, a été le développement du forage horizontal. Il devient ainsi possible, en creusant différentes branches (ou drains) plus ou moins horizontales et multi-directions, d'atteindre différentes zones du gisement et collecter ainsi une fraction plus importante d'huile en limitant l'impact des installations de surface.

Un des objectifs recherchés est de réduire la viscosité de l'huile pour faciliter son déplacement. On injecte alors dans le gisement un fluide chaud qui peut être de la vapeur d'eau, par injections éventuellement cycliques, ou des hydrocarbures légers qui, mélangés à l'huile, vont permettre de baisser la viscosité. Un couplage des technologies de forage horizontal et d'injection de vapeur a permis des gains de productivité substantiels. Dans cette technologie (SAGD : « steam assisted gravity drainage », drainage par gravité avec injection de vapeur), de façon schématique, deux puits horizontaux sont creusés, l'un situé au-dessus de l'autre, le puits supérieur va servir de puits injecteur pour la vapeur et le second servira à récupérer l'huile par gravité. L'injection d'eau n'est pas très efficace du fait des différences de



Figure 1 - Illustration de l'aspect et des propriétés d'écoulement des bruts.

viscosité entre l'eau et l'huile. Pour améliorer la récupération, on est amené à ajouter des polymères à l'eau pour la rendre plus visqueuse. Une autre façon de « chauffer l'huile en place » est de brûler une faible partie de l'huile pour dégager de la chaleur, ce qui va permettre de fluidifier le pétrole avoisinant ; ce procédé est appelé la combustion *in situ*. On peut également mentionner l'utilisation de gaz carbonique (CO₂), connu pour être très soluble dans les huiles lourdes, permettant par là même une réduction de viscosité.

Dans le cas des sables bitumineux, localisés à proximité de la surface du globe, l'extraction est d'abord minière à l'aide de pelleteuses et de camions gigantesques, ces derniers pouvant tracter un chargement de près de 400 t. La quantité d'huile contenue dans ce matériau de base varie de 10 à 12 % en volume. L'extraction de l'huile est réalisée par ajout d'eau chaude, puis injection d'air. Il se forme alors une mousse en surface qui est récupérée, contenant un mélange d'huile et d'eau en proportion sensiblement équivalente, le sable ayant été séparé par gravité. Un traitement thermique de cette mousse permet d'éliminer l'air et l'eau et l'huile lourde très visqueuse subit avant commercialisation un traitement spécifique (« upgrading »), permettant en particulier d'améliorer ses propriétés pour être transportée plus aisément par oléoduc (brut synthétique).

Le transport des huiles lourdes

Une fois les huiles lourdes extraites du gisement, elles doivent être acheminées vers les raffineries qui vont permettre l'extraction des produits de base intéressants (essences, carburateurs, gazoles...) et la transformation des fractions non directement valorisables. La difficulté est encore principalement liée à leur forte viscosité et la faible concentration en produits légers. Le transport en pipelines n'est généralement pas directement réalisable et nécessite des traitements additionnels. Comme précédemment cité, le chauffage du pipe peut être une possibilité mais se heurte à plusieurs problèmes concernant le pompage, le maintien de la température sur de longues distances (stations de chauffage), des problèmes de corrosion plus marqués et évidemment le coût. La dilution de l'huile lourde par un solvant plus léger et moins visqueux est un procédé classique souvent employé, le solvant pouvant être finalement recyclé. Toutefois, l'addition sans contrôle préalable d'un solvant peut entraîner des phénomènes de précipitations de la fraction la plus lourde de l'huile, et donc la formation de dépôts, voire le bouchage des installations. L'ajout d'eau pour former une émulsion peut être une alternative pour réduire la viscosité et faciliter l'écoulement, mais casser l'émulsion à l'arrivée peut poser certains problèmes (stabilité). Une technologie séduisante a été également proposée, basée sur un écoulement annulaire (« core annular flow ») : un film d'eau est formé à l'interface paroi du pipe/huile visqueuse à transporter, agissant tel un lubrifiant et permettant ainsi une baisse de la pression de pompage. Enfin, comme mentionné précédemment pour le traitement des huiles de sables bitumineux, un traitement thermique ou thermocatalytique avec ou sans ajout d'hydrogène sur site peut être opéré, modifiant la composition de l'huile et permettant *in fine* un abaissement très important de la viscosité (brut synthétique).

La transformation des huiles lourdes : le raffinage

Du point de vue chimique, les huiles lourdes contiennent, comme tous les produits pétroliers, essentiellement du carbone et de l'hydrogène. Comparativement à des bruts légers, la teneur en hydrogène est plus faible. La structure chimique est ainsi à dominante aromatique, avec des espèces polyaromatiques très diverses et des molécules de haut poids moléculaire (asphaltènes et résines) qui ont tendance à s'agréger dans l'huile, lui conférant ces propriétés de forte viscosité. De plus, d'autres éléments en plus faible concentration sont présents, en particulier le soufre, l'azote et des métaux tels le nickel et le vanadium (quelques centaines de ppm). La première étape que subit un brut entrant dans une raffinerie est la distillation (atmosphérique et sous vide). La quantité de fractions légères (faible masse moléculaire, faible température d'ébullition), facilement valorisable en carburants et autres produits intéressants, est limitée dans une huile lourde, voire presque inexistante dans une huile extra-lourde. Par contre, la fraction lourde (haute masse moléculaire) est abondante et va donc devoir être transformée profondément en fractions légères. C'est le

travail du raffineur qui utilise pour cela différents procédés purement thermiques ou catalytiques avec ajout d'hydrogène : hydroconversion catalytique, hydrotraitement ou hydrocraquage sous forte pression d'hydrogène.

Le procédé thermique *a priori* le plus simple est appelé viscoréduction. Comme son nom l'indique, il a pour objet de réduire la viscosité. Il s'agit de traiter le produit à haute température (450 °C) ; on obtient alors une fraction enrichie en hydrogène, de qualité assez médiocre (base pour carburants) et par conséquent une fraction plus lourde, plus pauvre en hydrogène et très visqueuse. Un autre procédé purement thermique, très souvent utilisé industriellement, est le procédé de « coking » ou cokéfaction. On produit alors du coke, qui peut en tant que combustible solide remplacer le charbon, et des fractions plus légères, bases futures pour carburants. Les produits issus des procédés thermiques sont de qualité médiocre et doivent être transformés en faisant appel à des procédés utilisant des catalyseurs fonctionnant sous haute pression d'hydrogène à haute température et permettant de réaliser différents hydrotraitements et hydrocraquages. L'objectif principal de ces derniers est de purifier les produits de conversion (élimination du soufre et de l'azote) et de transformer les molécules les plus lourdes en entités plus légères, en particulier par hydrocraquage (rupture liaison carbone-carbone). On comprend ainsi la nécessité d'un apport d'hydrogène pour « cicatrifier » les deux entités formées par cette rupture. L'approvisionnement en hydrogène de ces unités d'hydrotraitement et d'hydrocraquage est un problème économique important du raffinage pour convertir efficacement ces huiles lourdes dans le futur. L'utilisation d'un catalyseur permet de promouvoir les réactions chimiques spécifiques, autres que purement thermiques, telles l'hydrogénation des cycles aromatiques, l'élimination des éléments soufre et azote – rupture C-S, C-N, on parle d'hydrodésulfuration (HDS) et d'hydrodésazotation (HDN) –, élimination des métaux – Ni, V, poisons de catalyseurs, on parle d'hydrodémétallisation (HDM). Les catalyseurs utilisés sont des matériaux de haute surface spécifique constitués par un support sur lequel est déposée une phase active, en général à base de sulfures métalliques. Ils font l'objet de recherches approfondies pour améliorer leurs performances industrielles, diminuer leur coût et leur empreinte environnementale.

Les problèmes environnementaux

La prise de conscience des enjeux environnementaux va s'accompagner d'une régulation plus stricte de l'exploitation et des traitements des huiles lourdes. La pression environnementale sur les territoires est plus sensible lors de l'exploitation de bruts lourds que pour celle de bruts conventionnels (plus de puits forés, consommation d'eau...). Le paysage naturel peut être profondément modifié, particulièrement pour l'exploitation des sables bitumineux. La « restauration » de ce paysage demeure un problème important. La gestion des résidus solides, de l'eau injectée, doit être prise activement en considération. Les huiles lourdes sont plus fortement concentrées en soufre, en azote et en métaux que les huiles conventionnelles. Il faudra donc éliminer une quantité plus importante de ces contaminants pour obtenir *in fine* des produits aux spécifications voulues avec pratiquement plus aucune impureté (gazoles, teneur maximale en soufre de 10 ppm en Europe). Ceci impose une utilisation des unités de raffinage dans des conditions plus sévères, entraînant des consommations énergétiques et en hydrogène accrues, et donc des émissions de gaz à effet de serre (CO₂) qu'il faut contrôler et réduire. Il en est de même pour les phases d'extraction des huiles, l'injection de vapeur étant très consommatrice d'énergie. Dans ce contexte, les technologies de captage et de stockage du CO₂ en profondeur peuvent s'avérer intéressantes.

Pour en savoir plus

- *Heavy crude oils – From geology to upgrading, An overview*, A.Y. Huc (éd.), IFPEN Publications, Éditions Technip, 2011.
- *Geochemistry of fossil fuels – From conventional to unconventional hydrocarbon systems*, par A.Y. Huc (éd.), IFPEN Publications, Éditions Technip, 2012.
- Boy de la Tour X., *Le pétrole : au delà du mythe*, Éditions Technip, 2004.
- www.ifpenouvelles.fr/espace-decouverte-mieux-comprendre-les-enjeux-energetiques/les-cles-pour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole#11

Cette fiche a été préparée par **Didier Espinat** (didier.espinat@ifpen.fr), directeur expert, et **Alain Quignard**, expert et chef de projet conversion, IFP Énergies nouvelles, Rond-point de l'Échangeur de Solaize, BP 3, F-69360 Solaize. Les fiches « Un point sur » sont coordonnées par un comité éditorial mené par Jean-Pierre Foulon, Véronique Nardello-Rataj et Michel Quarton (contact : bleneau@lactualitechimique.org).