



Pétrole

Date de publication :
10 janvier 2016

Cet article est issu de : **Énergies | Ressources énergétiques et stockage**

par **Christine TRAVERS, Eric TOCQUÉ**

Mots-clés

transport | Exploration |
Production | Raffinage |
Petrochimie | Transition
énergétique

Résumé Le pétrole couvre actuellement 32,2 % des besoins en énergie de la planète et la production mondiale de pétrole brut en 2013 s'est établie à 4030 millions de tonnes. Il satisfait 98 % des besoins en énergie des transports. Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures issu de la transformation de la matière organique. Lorsqu'un gisement de pétrole est découvert, il faut déterminer les volumes en place et estimer la viabilité économique du projet. La mise en production s'effectue au travers de puits forés depuis la terre (onshore) ou la mer (offshore). Les zones géographiques de production de pétrole étant le plus souvent éloignées des zones de consommation, le pétrole est ensuite acheminé par pipelines ou par bateau vers des raffineries. [...]

Keywords

transport | exploration |
production | refining |
petrochemistry | energetical
transition

Abstract Presently, petroleum covers 32.2 % of the world's primary energy demand and the worldwide production of crude oil in 2013 was 4030 millions of tons. It satisfies 98 % of energy needs for transport. Petroleum consists of a mixture of hydrocarbons coming from the transformation of organic matter. After the discovery of a field, the volume of oil and the economic feasibility of the project have to be assessed. Oil and gas is produced through on-shore and offshore wells. The geographical zones of oil production are usually far from the zones where the petroleum products are consumed. Petroleum is sent by pipeline or boats to the refineries, where it is transformed into petroleum products (fuels, lubricants, bitumen...) and intermediates for the petrochemical industry. [...]

Pour toute question :

Service Relation clientèle
Techniques de l'Ingénieur
Immeuble Pleyad 1
39, boulevard Ornano
93288 Saint-Denis Cedex

Par mail :

infos.clients@teching.com

Par téléphone :

00 33 (0)1 53 35 20 20

Document téléchargé le : **31/03/2021**

Pour le compte : **7200048087 - ecole normale superieure de lyon // 140.77.246.13**

Pétrole

par **Christine TRAVERS**

*Directrice du centre raffinage, pétrochimie, gaz
IFP School, Rueil Malmaison*

et **Eric TOCQUÉ**

*Responsable du programme énergie et procédés
IFP School, Rueil Malmaison France*

Cet article est la réédition actualisée de l'article [BE 8 520] intitulé « Pétrole » paru en 2008, rédigé par Eric TOCQUÉ, Christine TRAVERS

1. De la matière organique aux pétroles bruts	BE 8 520v2	- 2
2. Exploration et production	—	4
3. Transport et distribution	—	7
4. Raffinage	—	9
5. Pétrochimie et interaction avec le raffinage	—	17
6. Quel avenir pour le pétrole : les grands défis	—	18
7. Conclusion : vers la transition énergétique	—	24
Pour en savoir plus	Doc. BE 8 520v2	

En 2006, le pétrole couvrait 34,4 % des besoins en énergie primaire de la planète, le charbon 26,0 %, le gaz naturel 20,5 %, la biomasse, les énergies renouvelables et les déchets 10,7 %, le nucléaire 6,2 % et l'hydraulique 2,2 %. En 2014, il couvre encore **32,2 % des besoins** alors que les énergies renouvelables progressent lentement. Le pétrole doit son maintien au fait que sous forme liquide, il est facilement transportable et stockable. Il développe, par ailleurs, une énergie délivrée par volume élevée par rapport aux autres énergies. Le pétrole est la **matière première des raffineries** et des complexes pétrochimiques. Le pétrole est aussi utilisé comme combustible pour le chauffage domestique et comme **source d'énergie pour l'industrie**. 50 % du pétrole brut est utilisé par les transports qui dépendent à 98 % du pétrole. La part du pétrole dans les transports tend à augmenter alors que sa part dans la production d'électricité diminue constamment depuis une trentaine d'années. Pour ces applications, d'autres énergies sont aujourd'hui privilégiées. Ce sont le nucléaire, le gaz naturel et le charbon. Les nouvelles énergies renouvelables (solaire, vent, géothermie...), malgré leur intérêt, représentent moins de 1 % de l'énergie consommée. La production mondiale de **pétrole brut en 2013** s'est établie à **4 030 millions de tonnes** [1]. Le pétrole occupe de ce fait toujours l'avant de la scène énergétique et économique mondiale.

1. De la matière organique aux pétroles bruts

Aperçu historique

« Pétrole » est issu de deux mots latins « *petra* » et « *oleum* » et signifie littéralement « huile de pierre ». Dès l'antiquité, il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre. Il était repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il suintait à la surface du sol. Depuis le forage du premier puits destiné à la production de pétrole par le « colonel Drake » en 1859 près de Titusville (Pennsylvanie), le pétrole est devenu le véritable vecteur de la révolution industrielle. Dès les années 1950, il constitue la première source d'énergie dans le monde après avoir détrôné le charbon.

Le pétrole doit son existence à l'enfouissement puis à la transformation de la matière organique issue de végétaux et de micro-organismes. Sa formation peut être décrite au travers de plusieurs étapes et dure des millions d'années.

1.1 Origine et composition de la matière organique incorporée dans les sédiments

1.1.1 Production et dépôt de la matière organique

La première étape est la production, en quantité importante, de végétaux et de micro-organismes (constituant la matière organique hydrocarbonée) dans des zones à forte productivité. Les **organismes aquatiques** sont produits majoritairement en zone côtière sur certaines parties des plateaux continentaux mais aussi dans les régions antarctiques et arctiques et enfin dans les zones aval des courants froids (côtes occidentales d'Afrique et d'Amérique du sud). Les **végétaux supérieurs terrestres** s'accumulent sur place ou sont apportés par les deltas dans des environnements très productifs tels que les zones actuelles de forte productivité primaire que sont la ceinture tropico-équatoriale (forêt et savane), les zones tempérées (forêts) et les régions subboréales (forêts et stepes). Les **bactéries**, quant à elles, sont abondantes dans les régions où la matière organique est disponible comme source de nourriture.

À leur mort, les végétaux et les micro-organismes sont emportés vers les bassins sédimentaires où ils se déposent. Ils sont facilement recouverts de petites particules de minéraux qui limitent l'accès aux bactéries et ajoutent un effet de ballast. Cette action freine les phénomènes de dégradation et accroît les chances de préservation de la matière organique.

1.1.2 Remplissage du bassin sédimentaire et enfouissement

Le bassin sédimentaire se remplit progressivement de roches riches en matière organique accompagnée d'autres types de sédiments tels que des argiles, des sables, du calcaire ou du sel massif. Ce phénomène d'accumulation s'accompagne généralement, du fait des mouvements tectoniques et du poids grandissant des dépôts, d'une déformation et d'un enfouissement progressif de la croûte sous-jacente [5]. Cela accentue la dépression initiale, tout en permettant la poursuite du remplissage sédimentaire, qui peut atteindre plusieurs kilomètres. Les couches de sédiments s'enfon-

cent et se consolident, se transformant peu à peu en roches sédimentaires. Ce processus s'étale sur plusieurs dizaines ou centaines de millions d'années, à raison de quelques millimètres de sédiments accumulés par an. Les sables évoluent vers des grès et les argiles vers les argillites. La roche sédimentaire (le plus souvent argileuse, carbonatée ou marneuse) est qualifiée de « roche mère » si la matière organique qu'elle contient représente au moins 2 % de sa masse. C'est la maturation de cette roche mère qui conduit à la production de pétrole.

1.1.2.1 Diagenèse et formation du kérogène

Sous l'action des bactéries, de la montée en température et en pression, dans des milieux pauvres en oxygène, les sédiments et la matière organique qu'ils contiennent sont soumis à une étape importante pour la formation du pétrole appelée **diagenèse**. Cette diagenèse est marquée par la consolidation sédimentaire, la production de méthane biogénique, la transformation de la matière organique en kérogène et l'incorporation du soufre. Elle implique la conversion des lipides, protéines et carbohydrates, et de la lignine pour former le **kérogène** qui est un mélange de macromolécules constitué de noyaux cycliques condensés liés par des liaisons chimiques. La diagenèse se déroule classiquement à une profondeur inférieure à 1 000 m, et à une température inférieure à 50 °C. La totalité du kérogène présent dans les sédiments est de l'ordre de 10^{16} t, c'est-à-dire 1 000 fois environ les ressources ultimes en fuel fossile [6]. En termes d'exploration pétrolière, les **roches mères sont considérées comme immatures** à ce stade (cas des schistes bitumineux).

La teneur en soufre du kérogène est acquise au cours des tout premiers stades de son évolution (diagenèse précoce). Un kérogène sera riche en soufre, sous l'action des bactéries sulfato réductrices, si il est fossilisé en milieu marin anaérobie (formation d' H_2S et de polysulfures).

1.2 Genèse du pétrole et accumulation dans les réservoirs

1.2.1 Formation du pétrole

À l'issue de la diagenèse, la roche mère et le kérogène qu'elle contient continuent à s'enfouir typiquement à la vitesse de 50 m par million d'années. Ils supportent un accroissement en température de 25 à 30 °C et en pression de 20 à 30 bar par kilomètre [7]. Quand la roche mère atteint une profondeur et une température plus élevée (environ 100 °C), cela conduit à un craquage thermique et à un réarrangement progressif du kérogène. Un premier craquage aboutit à la formation du bitume puis un second à la formation du pétrole. Quelques hydrocarbures se forment aussi directement à partir du kérogène. L'intervalle de profondeurs où la roche mère produit des hydrocarbures liquides s'appelle la « **fenêtre à huile** », c'est l'étape de la **catagenèse**. Pendant la catagenèse, on observe une génération continue de gaz humides (gaz hydrocarbures contenant 1 à 5 atomes de carbone : C_1 à C_5) parallèlement à la formation du pétrole.

Pour produire du pétrole en quantités significatives, ce processus doit agir sur la matière organique pendant des millions, voire des dizaines de millions d'années, car il s'agit d'un processus cinétique. Le phénomène impliqué est celui du « **craquage** » qui, sous l'action de l'énergie thermique, se traduit par la rupture de liaisons chimiques produisant des espèces chimiques de tailles de plus en plus petites : les macromolécules caractérisant la matière organique initiale « solide » sont scindées en des molécules plus petites constituant un liquide, le **pétrole**, et la température augmentant, celles-ci sont elles-mêmes réduites en des molécules encore plus petites constituant le **gaz**. Pendant la catagenèse, on observe une prédominance des hydrocarbures de masses moléculaires moyennes à basse, tout particulièrement des **n et iso-alcanes**.

1.2.2 Migration du pétrole

Lorsque la température et l'enfouissement continuent de croître, les productions d'huile et de gaz augmentent et permettent de développer un réseau continu entre les gouttelettes de micropétrole grâce à la différence de pression entre la roche mère et la roche réservoir. Les hydrocarbures sont alors expulsés de la roche mère vers des roches de porosité et de perméabilité supérieure, indifféremment vers le haut ou vers le bas, lors de la migration primaire. Au cours de la migration « secondaire », le pétrole et le gaz ainsi expulsés de la roche mère se déplacent d'une manière ascendante en raison de leur masse volumique plus faible que celle de l'eau (poussée d'Archimède) les conduisant progressivement vers la surface du bassin en suivant le système de drains, et cela jusqu'à ce qu'ils rencontrent éventuellement un piège où ils vont s'accumuler et créer un gisement de pétrole (figure 1). Un piège est constitué d'une roche « réservoir » et d'une « roche couverture ».

1.2.3 Roche réservoir

La roche-réservoir est caractérisée par une porosité et une perméabilité permettant à la fois l'accumulation de quantités importantes de pétrole mais aussi une aptitude à la mobilité. De ce point de vue, un grès composé de gros grains arrondis de taille plus ou moins uniforme est une roche-réservoir idéale. Si les grains sont de taille variable, la roche est moins poreuse et sa perméabilité probablement plus faible. Il s'agit de roches dont la porosité se situe dans une gamme large qui peut aller de 5 à 30 % du volume de la roche alors que la perméabilité s'étend typiquement de 0,005 darcy à quelques darcys. Les roches fracturées (aussi roche-réservoir) ou les failles, qui recoupent les séries sédimentaires en les déplaçant, peuvent également jouer le rôle de drains pour les fluides pétroliers.

Nota : le darcy (D) est une unité de perméabilité

$$1 D = 9,87 \times 10^{-13} m^2$$

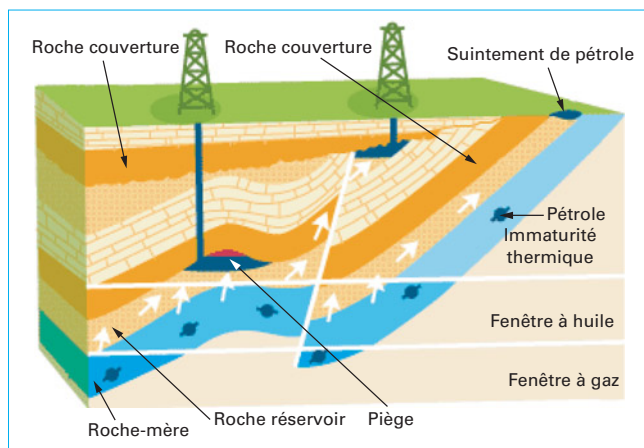


Figure 1 – Schéma d'un système pétrolier simple (doc. IFPEN)

1.2.4 Roche couverture

La roche couverture doit se situer à l'aplomb des drains. C'est une roche non perméable aux hydrocarbures (argile, sel massif, anhydrite...) et avec une géométrie en trois dimensions, permettant à une quantité importante de pétrole de s'y accumuler.

1.2.5 Pièges

On distingue deux grands types de pièges (figure 2) :

- les **pièges structuraux** (dôme, anticlinal allongé, piège sur faille, dôme de sel) qui sont constitués par des déformations souples (plis) ou cassantes (failles) des roches ;
- des **pièges stratigraphiques** (variation de faciès, lentilles, biseaux) qui mettent en jeu la nature des roches.

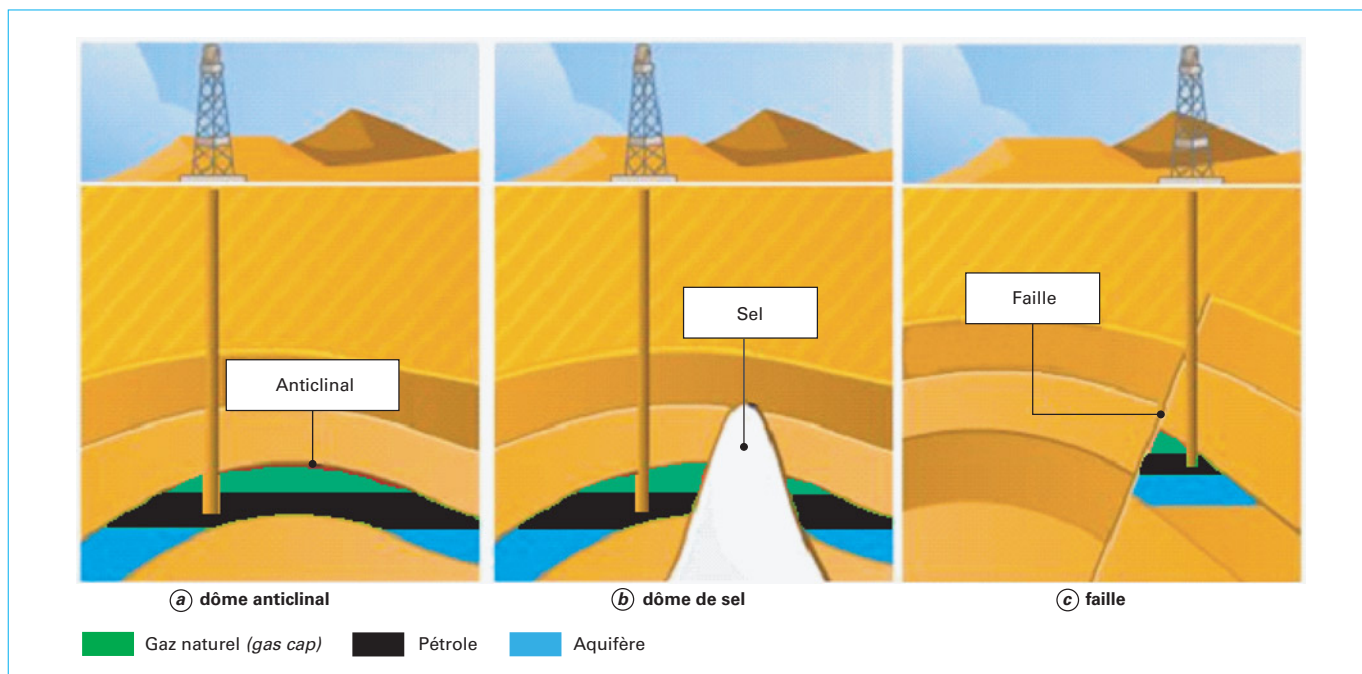


Figure 2 – Principaux types de pièges à hydrocarbures (doc. Total – Planète Énergies)

Les **dômes de sels** sont des structures géologiques particulières qui combinent souvent les deux types de pièges car elles présentent un environnement avec des variations stratigraphiques importantes et causent des déformations notables aux roches encaissantes.

Le pétrole et le gaz non retenus par des pièges ou s'échappant de pièges, dont la couverture est insuffisamment étanche, finissent par atteindre la surface. Ces **suintements** (indices de surface) se rencontrent dans la plupart des provinces pétrolières où les phénomènes naturels de formation et de migration du pétrole sont actuellement actifs et sont une indication sur la possible présence en profondeur d'un gisement. Dans certains cas, cette arrivée de pétrole à faible profondeur aboutit à la mise en place d'énormes accumulations superficielles imprégnant les roches affleurantes. C'est le cas des sables bitumineux de l'Alberta au Canada ou de la ceinture bitumineuse de l'Orénoque au Vénézuéla. Les huiles qui atteignent ainsi la surface ou qui s'accumulent à de faibles profondeurs sont dégradées par des bactéries, ce qui les rend très visqueuses. C'est ce phénomène d'altération par les bactéries à faible profondeur, transformant du pétrole fluide en pétrole visqueux et en bitume qui est à l'origine des réserves de « **pétrole lourd** » encore appelé « **pétrole non conventionnel** » de la planète.

1.2.6 Métagenèse

Pour les températures supérieures à 150 °C, la roche mère rentre dans la **fenêtre à gaz** ou **metagenèse**. L'huile brute est considérée comme instable à ces températures. Les molécules organiques (kérogène, huile, gaz) donnent naissance à la fois à de petites molécules riches en hydrogène (gaz), et à des molécules plus lourdes, déficientes en hydrogène (pyrobitumes).

Le pétrole, mélange complexe de molécules organiques, est thermodynamiquement instable dans un grand nombre de conditions géologiques. Par conséquent, il va continuer à se transformer et à évoluer que ce soit dans la roche mère dont il est issu ou dans le réservoir dans lequel il est piégé. Les hydrocarbures peuvent continuer à évoluer thermiquement si l'histoire d'enfouissement du réservoir le permet ou subir des altérations biologiques (biodégradation par les bactéries) physiques (desasphaltage, lessivage) ou chimiques (réduction thermique des sulfates).

2. Exploration et production

2.1 Prospection

En exploration, les géologues pétroliers recherchent les composantes nécessaires à la formation d'un gisement, c'est-à-dire, une **roche mère**, une **roche réservoir** et un **piège**. L'exploration débute par l'étude géologique d'une région avant de mener des études plus détaillées des structures. Différentes techniques sont utilisées, certaines anciennes, d'autres très sophistiquées. Malgré les avancées technologiques récentes, aucune méthode ne garantit le succès et l'exploration reste incertaine tant que des puits n'ont pas été forés et testés.

2.1.1 Indices de surface

2.1.1.1 Suintements

La recherche de suintements de surface est une technique toujours utilisée par les explorateurs, notamment pour la prospection en mer profonde. Cependant, cette méthode a rapidement montré ses limites pour la détection de gisements de pétrole. Si ces « indices de surface », signalent effectivement la présence de pétrole dans le sous-sol, ils ne sont pas garants de l'existence de gisements exploitables et surtout ne permettent pas de les localiser.

2.1.1.2 Observations géologiques

Les géologues recherchent, à partir des affleurements (roches du sous-sol mises à nu par érosion ou par l'activité humaine – construction de routes, carrières) l'alternance de roches poreuses et de roches perméables. Ils recherchent aussi des structures spécifiques telles que les anticlinaux. Les anticlinaux sont l'un des principaux types de pièges à hydrocarbures et certains peuvent être reconnus par de simples observations géologiques de surface. Ces observations ont permis des découvertes spectaculaires, notamment au Moyen-Orient où 90 % des pièges des très gros gisements sont de ce type. Progressivement, d'autres cibles ont été identifiées telles que les pièges contre-failles, les dômes de sel, les discordances et les biseaux stratigraphiques, souvent impossibles à reconnaître sans moyens d'investigation directs du sous-sol.

2.1.1.3 Roches mères

Les géologues recherchent aussi la présence de roches mères. L'analyse du kérogène, associée à une histoire géologique, permet d'estimer la qualité et la quantité d'huile et de gaz qui sont susceptibles d'être générés [6]. Ces données revêtent une importance capitale en exploration pétrolière.

2.1.2 Étude du sous-sol

L'observation de surface à elle seule ne peut pas fournir la géométrie des structures en sous-sol. Cette étude du sous-sol est possible depuis les années 1960 en utilisant des techniques de géophysique. Ces techniques donnent accès à différentes informations sur le magnétisme, la résistivité, le potentiel électrique des roches, la pesanteur (microgravimétrie), ou le temps de parcours des ondes sonores (sismique). Chacun de ces paramètres varie en fonction de la nature du terrain. Néanmoins, la technique la plus utilisée pour la recherche pétrolière est la **sismique** car elle permet d'obtenir une vue en trois dimensions de l'empilement des couches sédimentaires ainsi que de leur géométrie et donc d'identifier les pièges potentiels.

La sismique consiste à envoyer des **ondes sonores** dans le sol en provoquant artificiellement de légers ébranlements à la surface du sol (le plus souvent à l'aide de camions munis de lourdes plaques vibrantes) ou en mer (canons à air provoquant des ondes de choc par la détente de gaz comprimés). Les ondes émises se propagent dans le sous-sol. Lorsqu'elles rencontrent des discontinuités dans les propriétés des roches traversées (par exemple, au niveau d'interfaces entre couches sédimentaires), une partie d'entre elles va se réfracter et une autre se réfléchir vers la surface où elles sont enregistrées par des récepteurs : géophones à terre et hydrophones en mer. Le traitement des signaux reçus permet alors de restituer une image de volumes de terrain (sous-sol) en trois dimensions (appelés « blocs 3D »). Cette image, construite à partir des temps de parcours des ondes doit alors être transformée en une image exprimée en distance. C'est ce que l'on appelle la **migration temps-profondeur**.

Il faut cependant avoir conscience qu'aucune de ces images n'est parfaite car le traitement des signaux demande des informations, qui sont souvent partielles, et des hypothèses, quant aux propriétés des roches traversées et à l'inclinaison des couches. La qualité de l'image va s'améliorer au cours de l'exploration d'un bassin, en parallèle avec une meilleure connaissance de sa géologie. Cela explique que des retraitements périodiques soient souvent nécessaires.

2.2 Forage

2.2.1 Principe de prospection

Lorsque les études concluent à la présence probable d'hydrocarbures, des forages de prospections sont réalisés. C'est une décision lourde de conséquences économiques pour une entreprise

pétrolière, surtout lorsque les cibles se trouvent à des profondeurs importantes ou dans des zones très inhospitalières (Sibérie, zones arctiques ou désertiques, *offshore* profond et ultraprofond). Les forages constituent l'investissement le plus conséquent dans la recherche d'un gisement d'hydrocarbures. Le coût du forage peut aller de 1 million d'euros dans le bassin de Paris à 100 millions de dollars pour des opérations se déroulant par 2 000 m de fond au large de l'Angola. Pour cette raison, la prise de décision d'un forage doit être réalisée avec le maximum d'informations favorables, même si une part de chance demeure : le pourcentage de succès était d'environ un puits productif sur sept puits forés en 1990 et un sur trois en 2014 à l'échelle mondiale (il existe une grande disparité entre les régions). Le ou les forages permettent :

- de vérifier les hypothèses des géologues et des géophysiciens quant à la présence d'hydrocarbures ;
- de préciser la stratigraphie (succession exacte des couches sédimentaires) ;
- de réaliser des observations capitales pour comprendre la géologie exacte de la zone et optimiser l'emplacement d'autres sondages.

À terre, pour atteindre une profondeur de 3 000 m, les équipes de foreurs travaillent pendant deux à trois mois, suivant la nature des roches traversées. Elles se relaient nuit et jour, la progression du forage s'effectuant à un rythme moyen de quelques mètres à l'heure.

En cours de forage, différentes techniques permettent de caractériser la nature des couches géologiques traversées. Les mesures sont réalisées pour caractériser la porosité, la perméabilité, les saturations en fluide ainsi que les limites des zones intéressantes. Tout d'abord, des études sont menées sur les carottes remontées à la surface mais aussi sur les débris de roches remontés avec les boues de forage. Un outil de diagraphie peut aussi être descendu dans le puits. Cet outil, constitué de différentes sondes peut mesurer de nombreux paramètres tels que la lithologie, la résistivité, la porosité, la saturation. Le traitement de ces données contribue, d'une manière déterminante, à la reconstitution de la colonne lithologique et des propriétés pétrophysiques des roches, comme par exemple la porosité, si précieuse pour identifier les niveaux susceptibles de jouer le rôle de réservoir. Ils permettent également de reconnaître les intervalles dont la porosité contient des hydrocarbures. Ces intervalles, lorsqu'ils sont localisés, sont alors isolés et font alors l'objet d'un test de production qui seul permet de décider si il s'agit véritablement d'un gisement exploitable.

Si les forages de prospection ont mené à la découverte de pétrole, plusieurs forages complémentaires sont réalisés pour délimiter la taille du gisement et estimer la quantité de pétrole en place. Les résultats obtenus permettent de valider la viabilité économique du projet. Avant d'exploiter commercialement le gisement, le pétrolier doit développer le champ : équipement, mise en production et évacuation du pétrole. La profondeur des forages pétroliers varie de quelques centaines de mètres de profondeur à 9 000 m.

2.2.2 Appareil de forage

L'appareil de forage est constitué d'une tour métallique appelée **derrick**, servant à introduire verticalement dans le sol des **tiges creuses** vissées bout à bout. La hauteur du derrick est d'environ 45 m, cela permet la manœuvre et le stockage des tiges de forages. Au bout de ces tiges, le **trépan** – en acier très dur – attaque la roche.

Le forage est réalisé en deux ou trois phases.

– La première phase consiste à mettre en place une **colonne de surface** destinée à retenir les terrains peu consolidés, à protéger les nappes phréatiques et à servir de support à la tête de puits. Sa profondeur peut atteindre 1 000 m.

– La seconde phase est la mise en place, si nécessaire, d'une **colonne technique** pour isoler les couches ou fluides susceptibles

d'empêcher la poursuite du forage, par exemple des terrains éboulements, des zones contenant des fluides à forte pression.

– Enfin, la dernière phase consiste en l'installation de la **colonne de production** à l'intérieur de laquelle est descendu un tube de collecte des hydrocarbures ou *tubing*.

Les tubes qui constituent les colonnes sont généralement des tubes en acier à haute résistance de 10 à 14 m de long. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre et leur diamètre peut varier de 20 pouces (508 mm) à 4,5 pouces (114 mm). Le diamètre des tubes diminue avec la profondeur.

2.2.2.1 Outil de forage

Le forage est réalisé par un outil (ou **trépan**) à molette denté ou à picots sur lequel on appuie et que l'on fait tourner à une vitesse maximale de 200 tr/min. La rotation de l'outil est réalisée :

- soit depuis la surface par une table de rotation ou par la tête d'injection motorisée ;
- soit au fond par une turbine ou par un moteur de fond.

Le poids sur l'outil est assuré par la masse des tubes de forages, auxquels il est possible d'ajouter des tubes très épais appelés masses-tiges. Les débris de roches produits lors du forage sont remontés à la surface par les **boues de forage** constituées d'un mélange d'eau et d'argile. Ces boues sont injectées par l'orifice du trépan. Les boues sont tamisées en surface. Les débris sont collectés par les géologues et analysés alors que la boue est renvoyée dans le circuit. Ces boues permettent aussi :

- de maintenir les déblais en suspension après arrêt de la circulation ;
- de maintenir les parois du trou grâce à la pression exercée latéralement ;
- de retenir sous pression les fluides contenus dans la roche et donc d'empêcher la venue de fluides à l'intérieur des puits.

Elles permettent aussi de refroidir l'outil de forage et de nettoyer le front de taille. La préparation de la boue est adaptée aux terrains rencontrés et peut être additivée dans le but de la fluidifier, d'augmenter sa masse volumique ou de diminuer son filtrat.

2.2.2.2 Types d'appareil

Les forages peuvent être terrestres ou marins.

D'une manière générale, les engins de forage sont prévus pour forer jusqu'à 4 500 à 5 000 m et pèsent 1 000 t.

Pour être déplacé, l'**engin de forage terrestre** est soit facilement démontable et transportable par camions remorques, soit placé sur des chenilles pour être déplacé d'un bloc.

Pour les forages marins, ce sont essentiellement la profondeur de la tranche d'eau et les conditions météorologiques et océanographiques qui conditionnent le type d'appareil *offshore* utilisé (figure 3).

2.2.3 Puits

Différents types de puits peuvent être utilisés : puits verticaux, puits horizontaux, puits multidrains.

Les **puits verticaux** sont les plus faciles à réaliser et donc les moins coûteux. Ils sont réalisés lorsqu'il est possible de positionner l'appareil de forage à l'aplomb de la zone à atteindre. Les **forages « déviés »** sont utilisés lorsque le gisement se trouve sous un lac ou sous un relief ardu. L'opération suivant le forage est la **complétion du puits** qui fait le lien entre le forage et la production des hydrocarbures. Un **tubage de production** est placé dans le puits. En surface, le puits se termine par un « arbre de Noël » constitué de plusieurs vannes de régulation de débit et de sécurité.

Lorsque les forages de prospection et les tests de puits ont permis de définir les quantités d'hydrocarbures en place, la décision peut être prise de mettre en production le gisement. Les puits de développement sont disposés de manière à optimiser la récupération du

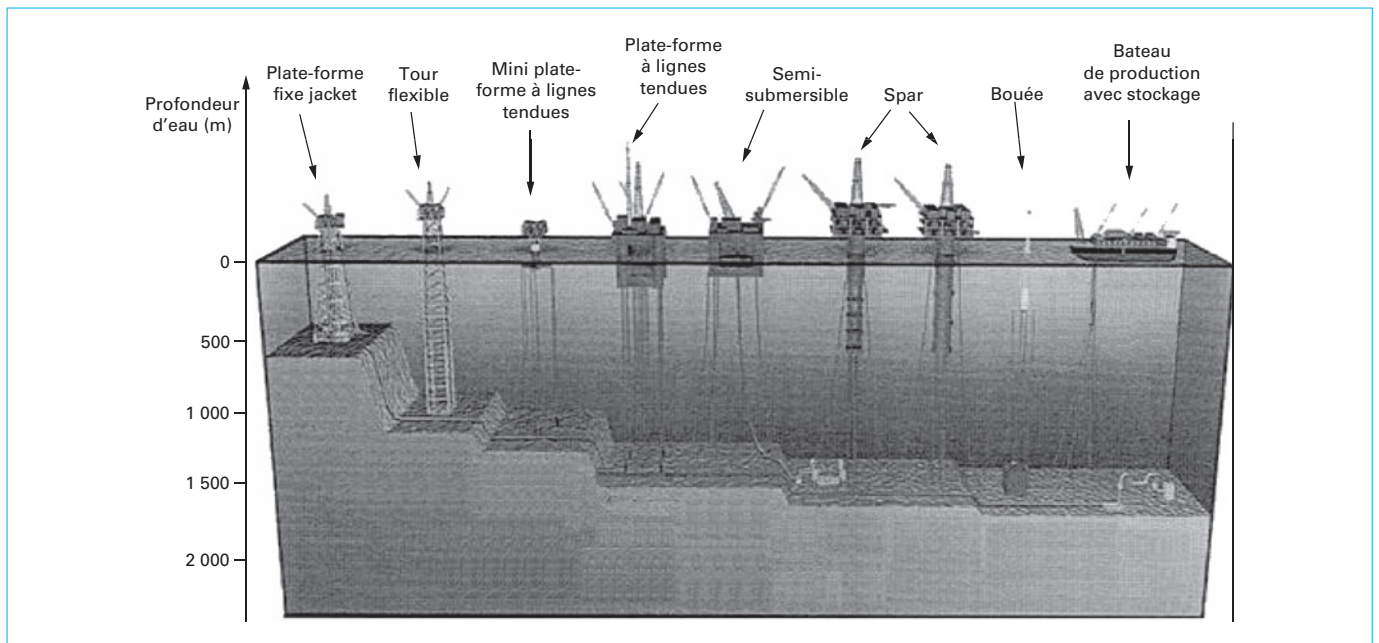


Figure 3 – Plates-formes de forage et de production en mer (doc. IFP-Training)

pétrole en place. Les données géologiques, les caractéristiques de la roche réservoir, l'étude des fluides et de leur comportement ainsi que les tests de puits permettent d'estimer la quantité totale de pétrole qu'il est possible de produire. La production quotidienne, le nombre de puits et leur localisation pour une production optimale ainsi que la fréquence des interventions sur les puits sont également évalués.

2.3 Production

2.3.1 Pétrole terrestre

Concernant le pétrole terrestre, le gradient de pression entre la roche réservoir et le sommet du puits est, en général, suffisant pour acheminer *via* le puits de production, le pétrole jusqu'à la surface. Par cette technique de **récupération « primaire »**, 15 à 20 % du pétrole en place peuvent être produits. La pression du gisement diminue progressivement avec l'exploitation. Cette chute de pression peut s'accroître s'il n'y a pas de source d'énergie telle que le *gas cap* (chapeau de gaz), un aquifère actif ou l'expansion de gaz dissous.

Pour améliorer le taux de récupération, le recours à des techniques de **récupération secondaire** est possible. Lorsque la pression n'est plus assez élevée, la chute de pression peut être compensée en injectant de l'eau à la partie inférieure du gisement ou du gaz à la partie supérieure de manière à mieux extraire le pétrole de la roche réservoir. On peut ainsi récupérer entre 15 et 20 % supplémentaires et donc, au total environ 30 à 35 % de l'huile contenue dans le réservoir.

Pour aller au-delà, différents procédés, dits de **récupération assistée** ou EOR (*Enhanced Oil Recovery*) peuvent être utilisés. Ce sont des technologies plus complexes telles que l'injection dans le réservoir de CO₂, voire d'azote, de solvants miscibles (hydrocarbures légers) ou chimiques (polymères organiques), de vapeur. Ces techniques sont actuellement les plus utilisées, notamment pour la production des pétroles lourds voire extra-lourds. Le taux global de récupération peut atteindre 40, voire 50 % de l'huile en

place. Dans le cas d'huiles lourdes, la pratique de l'injection d'hydrocarbures légers (huiles lourdes du Vénézuéla) ou le réchauffement « *in situ* » de l'huile par de la vapeur d'eau, par exemple SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), tend à se répandre.

Les différences entre les gisements sont conséquentes. Ainsi, les États-Unis produisent 350 millions de tonnes par an avec 500 000 puits alors que le Moyen-Orient en produit 3 fois plus avec environ 3 000 puits. Tout cela montre combien la gestion d'un gisement est délicate. Elle est confiée aux « ingénieurs de réservoir » qui ont à leur disposition des outils puissants de simulation du déplacement des fluides.

2.3.2 Pétrole marin

Le pétrole marin représente aujourd'hui environ 22 % des réserves totales de pétrole.

L'exploitation du pétrole sous-marin s'est considérablement développée ces dernières années. Longtemps cantonnées aux mers calmes et peu profondes (côtes du Golfe du Mexique, Mer Caspienne, Golfe Arabo-Persique), l'exploration et la production se sont étendues, dans les années 1980-1990, vers les grands fonds, notamment dans le Golfe du Mexique, au large de l'Afrique de l'Ouest et du Brésil, puis beaucoup plus récemment vers les ultra-grands fonds.

À titre d'exemple, le record de production correspondait à 300 m de tranche d'eau en 1978, 500 m en 1980, 1 000 m en 1994, 2 000 m en 2002 et plus de 3 300 m en 2013.

En termes d'opérations et de sécurité, cette conquête des grands fonds a nécessité d'impressionnantes prouesses conceptuelles, technologiques et logistiques en particulier pour :

- améliorer le taux de succès des forages d'exploration dont le prix est extrêmement élevé ;
- concevoir et construire des plates-formes adaptées aux conditions de haute mer ;
- effectuer des opérations de forage ;

- gérer automatiquement des têtes de puits sous-marines télécommandées depuis la surface ;
- mettre en place des réseaux de collecte efficaces et optimisés au fond de la mer et les maintenir ;
- assurer une production en continu ;
- enfin, acheminer les hydrocarbures vers les sites de raffinage ou d'exportation.

En règle générale, après une période de production de 15 à 30 ans typiquement, les limites économiques sont atteintes. Les installations de production sont démantelées et le site est réhabilité.

2.3.3 Réserves d'hydrocarbures

Dans le domaine pétrolier, les réserves d'hydrocarbures sont classées en trois catégories :

- les réserves en place prouvées ;
- les réserves en place probables ;
- les réserves en place possibles.

Dans l'industrie, elles sont respectivement connues sous le nom 1P, 2P et 3P, voire P90, P50 et P10 car elles ont 90, 50 et 10 % de chance d'être mises en production. Ce classement est établi sur la base des technologies actuelles, des prix actuels et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours.

Les **réserves prouvées** sont « raisonnablement certaines » d'être produites, elles sont situées dans des zones traversées par des puits.

Les **réserves en place probables** sont estimées à partir des études structurales, des diagraphies et des pressions mais sans certitude complète, ce sont des quantités additionnelles de pétrole brut que les informations techniques et géologiques des gisements permettent d'envisager de récupérer.

Enfin, les **réserves en place possibles** sont des gisements aujourd'hui non découverts ainsi que du pétrole dit « non conventionnel » comme les bruts extra-lourds, celui extractible des schistes bitumineux et les sables asphaltiques.

Pétrole sur la scène énergétique internationale

À peu près stable et bon marché pendant près de 100 ans, le prix du pétrole est devenu très volatil depuis les années 1970. Les chocs pétroliers de 1973 et 1980 ont fait passer le prix du baril de 3 à 30 dollars – de l'époque. La fin des années 1980 et les années 1990 ont été marquées par une certaine stabilité des prix autour de 20 dollars le baril. Puis de 1999 à 2008 le prix va passer de 10 à près de 150 dollars le baril, poussé à la hausse par des événements géopolitiques (intervention américaine en Irak) puis par une demande augmentant très vite. Après une chute brutale, le prix va se stabiliser à un peu plus de 100 dollars jusqu'en juin 2014.

En fait dès 2012, les indicateurs sont clairs : potentiellement la production de pétrole est excédentaire. Mais les tensions politiques en Libye, au Nigeria et bien entendu au Moyen-Orient font que le prix du brut reste élevé. Il faudra que Daech, après avoir semblé menacer les champs irakiens, se retire de quelques kilomètres et que la production de pétrole de schistes aux États-Unis confirme sa vitalité pour que le prix du pétrole entame une rapide dégrue.

La chute du prix du pétrole, qui entraîne celle des prix du gaz et du charbon est l'événement marquant de 2015. Le baril de pétrole qui valait 115 dollars en juin 2014 tombe à 45 dollars en janvier 2015 avant de se stabiliser vers 60 dollars depuis la fin du premier trimestre 2015. Les prix du gaz et du charbon ont également fortement baissé.

3. Transport et distribution

Après extraction, le pétrole est conduit vers des installations de traitement et de stockage.

L'essentiel du transport des pétroles bruts et des produits pétroliers s'effectue :

- soit dans des canalisations dédiées, les **pipelines** ;
- soit dans des navires-citernes spécifiques, les **pétroliers**.

Les principaux flux pétroliers dans le monde sont présentés sur la figure 4.

Les quantités transportées sont exprimées soit en barils (1 baril US = 42 gallons US = 158,984 L) soit en tonnes. Selon la nature et l'origine des différents pétroles bruts, 1 t de pétrole brut représente un volume variant de 6,5 à 7,9 barils.

3.1 Transport maritime

Durant l'année 2015 [1], plus de 1 876 milliards de tonnes de pétrole brut et environ 897 millions de tonnes de produits pétroliers raffinés ont transité à travers les océans et les mers du monde entier sur des navires pétroliers. Le mode de transport maritime a un prix de revient faible, présente une grande souplesse et n'est pas dépendant des aléas politiques. Les navires peuvent adapter leurs trajets en fonction de la demande, transporter différents types d'hydrocarbures et répondre à la demande saisonnière en variant leurs capacités.

Pour le transport du pétrole brut, les **pétroliers** développent des capacités très variées allant de 10 000 t à plus de 320 000 t et peuvent, pour la plupart traverser le canal de Suez et le canal de Panama. La flotte pétrolière mondiale en 2014 était constituée de 5 818 pétroliers et comptait 52 navires de plus de 320 000 t de capacité. Le pétrolier est divisé en compartiments (citernes) à la fois pour les raisons de solidité et de stabilité mais aussi pour limiter la quantité de pétrole qui s'échapperait si une citerne venait à se percer. Il faut donc le propulser, le manœuvrer, l'accoster mais aussi le charger, le décharger, le nettoyer et ce en toute sécurité puisque la cargaison est un combustible. Il faut aussi le faire sans polluer.

Les normes internationales en termes de sécurité imposent que les nouveaux navires mis en service soient tous équipés d'une double coque.

Bien que ce mode de transport soit très fiable, quelques naufrages tels que l'Amoco Cadiz, l'Exxon Valdez, le Torrey Canyon ou plus récemment le Prestige ou l'Erika ont marqué les esprits et l'opinion publique est extrêmement sensible aux phénomènes de pollution de la mer. De nombreux efforts sont réalisés pour éviter les accidents.

3.2 Transport par pipeline

Les pipelines permettent le transport des pétroles bruts et des produits pétroliers depuis les régions de production jusqu'aux zones de consommation. Les pipelines sont composés de tubes, soudés les uns aux autres, d'un diamètre de quelques dizaines de centimètres à plus de 1 m.

Principaux pays producteurs

Les zones géographiques de production de pétrole et de gaz sont le plus souvent éloignées des zones de consommation. Ce déséquilibre engendre le transfert de très importantes quantités de pétrole brut, de produits pétroliers et de gaz naturel depuis les zones de production vers les zones de consommation. Pour équilibrer l'offre et la demande, d'énormes quantités de pétrole brut et de produits pétroliers sont ainsi échangées chaque année et transitent à travers la planète.

Le **Moyen-Orient**, qui détient les deux tiers des réserves de brut – pour l'essentiel situées en Arabie Saoudite, Iran, Irak, Koweït et Émirats Arabes-Unis – et plus de 40 % des réserves de gaz de la planète est au centre des enjeux géopolitiques de l'énergie. Cette région ne produit qu'un quart du pétrole extrait chaque année de notre planète mais joue un rôle clé.

L'**Arabie Saoudite**, longtemps principal producteur de brut de la planète peut contrôler le prix avec ses alliés, Koweït, Émirats Arabes Unis et Qatar. C'est la décision de l'Arabie le 27 novembre 2014, lors de la réunion semestrielle de l'OPEP, de maintenir sa production – alors qu'une diminution des quotas aurait pu être permis de refaire partir à la hausse le prix du brut – qui a contribué à la stabilisation des prix à un niveau faible. L'Arabie Saoudite, face à l'incontournable progression de la production de pétrole de schistes aux États-Unis a clairement affiché sa politique de défense de ses parts de marché.

La **Russie** était, dans les années 1980, le premier producteur mondial de pétrole. Mais cette production a diminué de moitié après le démantèlement de l'URSS. Il faudra attendre 1998, la dévaluation du rouble (qui redonne toute sa compétitivité à l'industrie russe) et les prix élevés du pétrole pour que l'extraction commence à augmenter. La production a quasiment doublé mais elle semble atteindre un plateau. La Russie ne cherche pas à influencer le marché.

Outre l'Azerbaïdjan, plusieurs pays d'**Asie Centrale** jouent un rôle important du fait de leurs ressources en hydrocarbures. Le Kazakhstan est riche en gaz et surtout en pétrole. Le Turkménistan est très riche en gaz. L'Ouzbékistan produit et exporte un peu de gaz et de pétrole. Le problème majeur pour ces trois pays – dont les exportations vont augmenter – est celui de l'évacuation de leur production vers les marchés consommateurs. Des canalisations existent et de très nombreux projets ont été envisagés. L'Asie deviendra progressivement un débouché important, en particulier pour le gaz.

Le **Venezuela** devient un exportateur de pétrole vers 1920 et le premier exportateur mondial dans les années 1930. Dans un contexte de raréfaction des réserves de pétroles bruts conventionnels, le Venezuela pourrait redevenir acteur majeur du fait de ses réserves considérables en pétroles bruts extra-lourds (bruts non conventionnels). Le Venezuela affiche les plus importantes réserves de brut de la planète. Mais les difficultés économiques et l'appauvrissement du pays, qui n'a jamais su se défaire de sa dépendance au pétrole, la difficulté et le coût d'exploitation des bruts extra-lourds expliquent que le Venezuela avec des réserves prouvées supérieures à celles de l'Arabie, ne produit que le quart de la production saoudienne. En **Amérique Latine**, le Mexique, la Colombie et le Brésil jouent et joueront un rôle important dans la production mondiale.

L'**Afrique** ne possède qu'une fraction limitée des réserves mondiales de pétrole (7,6 %) et de gaz (7,6 % également). L'Afrique du Nord (Algérie, Libye, Égypte) et l'Afrique de l'Ouest (Nigeria et Angola surtout) se partagent à peu près également ces réserves.

Principaux pays producteurs (suite)

La production africaine de brut – environ 9 % du pétrole mondial permet au continent d'être un exportateur important de brut car la consommation locale reste faible. La consommation d'énergie par habitant est en effet limitée. La moyenne du continent est d'ailleurs trompeuse car l'Afrique du Sud à elle seule consomme 30 % de l'énergie utilisée en Afrique et le niveau de développement supérieur de l'Afrique du Nord fait que la consommation en Afrique sub-saharienne est extrêmement faible. La consommation d'énergie par tête dans le Sahel est de l'ordre de quelques pourcents de la consommation d'énergie par habitant aux États-Unis ou en Europe – en ne tenant pas compte, il est vrai, du bois de feu qui reste souvent la première source d'énergie dans le Sahel.

Pays consommateurs

Les États-Unis restent, de très loin, le plus important consommateur d'énergie dans le monde. Disposant de réserves importantes de pétrole, de gaz et de charbon, ils figurent parmi les principaux producteurs mondiaux de chacune de ces énergies. Leur consommation de pétrole représente le quart de la consommation mondiale. Jusqu'en 2005, les États-Unis importaient des quantités croissantes de pétrole : plus de 14 millions de barils par jour (les 2/3 de leur consommation, une quantité supérieure à la production de la seule Arabie Saoudite, alors plus gros producteur de brut de la planète). Ces importations se sont considérablement réduites avec une légère baisse de la demande de pétrole et surtout un développement considérable de la production de pétrole de schistes qui atteint 5 millions de barils par jour et pourrait encore progresser. Les États-Unis n'importent plus qu'environ 7 millions de barils par jour, pour l'essentiel du Canada et du Mexique, voisins immédiats et fournisseurs naturels, mais également du Venezuela et de l'Arabie Saoudite. Les pays d'Afrique de l'Ouest, sollicités par les États-Unis pour remplacer le Moyen-Orient (jugé moins fiable après les attentats du 11 septembre) comme principale source d'approvisionnement, n'exportent plus de pétrole vers les États-Unis et doivent rediriger leurs exportations vers l'Asie.

La situation de l'**Europe** reste caractérisée par une consommation d'énergie très importante et une forte dépendance vis-à-vis à l'étranger. L'Europe consomme 650 millions de tonnes de pétrole – dont plus de 70 % sont importés – et près de 600 milliards de mètres cubes de gaz (450 millions de tonnes équivalent pétrole) – importés également à plus de 70 % (en n'incluant pas la Norvège dans l'Europe).

L'**Asie** est désormais la zone qui consomme le plus d'énergie dans le monde. C'est également la zone où la consommation augmentera le plus vite dans les prochaines années. Mais les ressources – sauf en charbon – sont limitées. La dépendance vis-à-vis des importations d'hydrocarbures, en particulier depuis le Moyen-Orient est un point clé de la région. La taille du continent, l'ampleur des besoins, le manque de ressources en hydrocarbures posent des problèmes majeurs. L'axe traditionnel de la politique pétrolière, donc énergétique, qui relie Riyad et Washington pourrait se déplacer vers Pékin.

Une **canalisation enterrée** est la solution la plus adaptée pour le transport massif d'hydrocarbures et limite les risques de pollution par rapport aux transports maritimes. Les hydrocarbures sont transportés sous pression, maintenue par des stations de pompage installées à intervalles réguliers. Ce type de transport est privilégié dans les pays où les distances sont importantes tels que les États-Unis ou la Russie. Il existe plusieurs centaines de milliers de kilomètres d'oléoducs dans le monde.

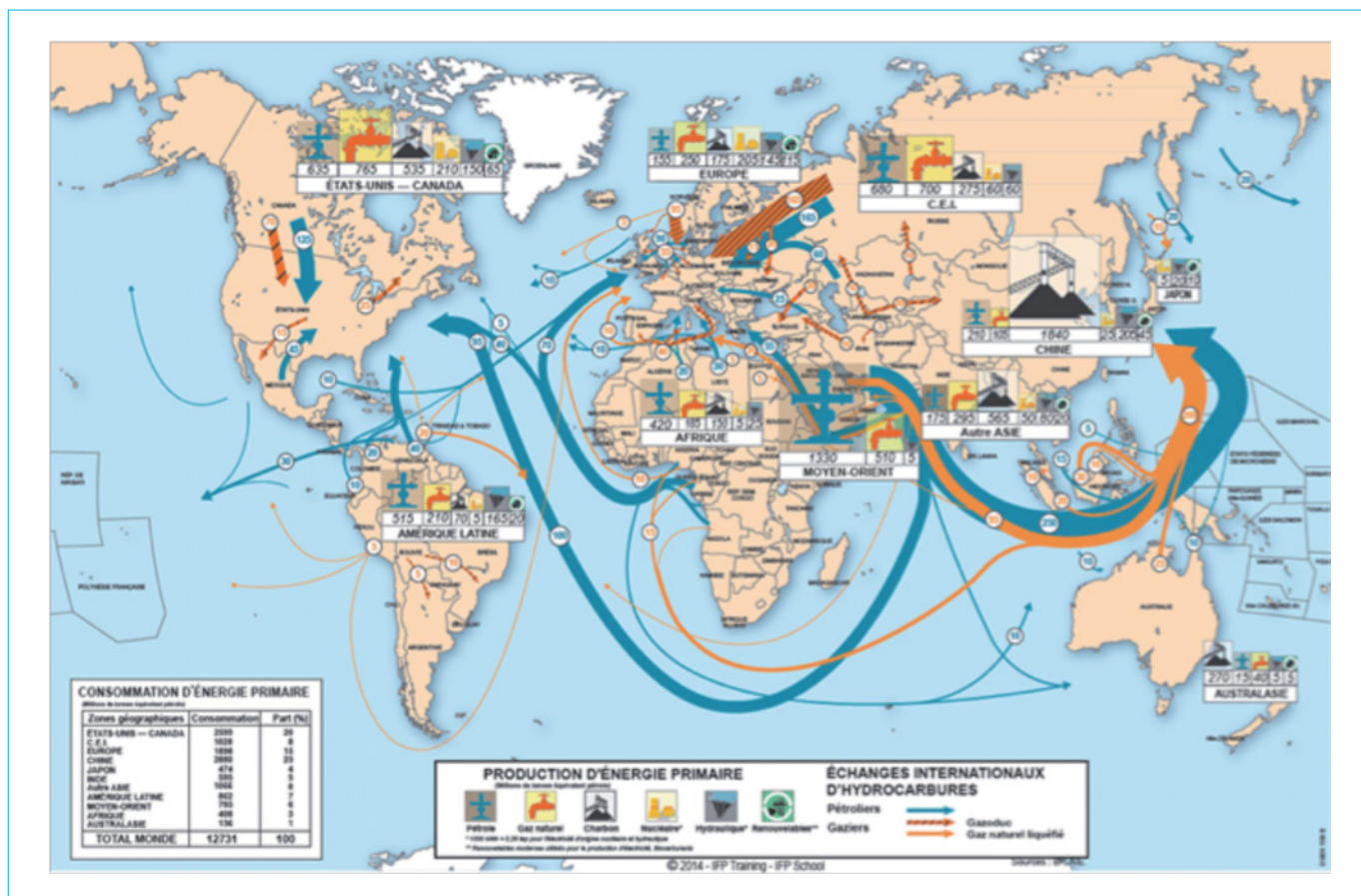


Figure 4 – Principaux flux pétroliers dans le monde (millions de tonnes) (doc. IFP-Training d'après BP Statistical Review, CEG et AIE)

Il existe aussi des pipelines sous-marins comme ceux traversant la Méditerranée entre l'Afrique du Nord et l'Europe. C'est un mode de transport très sûr mais on sait mal lui faire franchir les mers profondes et, lorsque les profondeurs sont faibles, la construction demeure difficile et coûteuse. La lourdeur de l'investissement nécessite par ailleurs l'assurance que le flux sera constant sur plusieurs dizaines d'années. Ce moyen de transport traverse des zones pétrolifères qui sont épisodiquement sujettes à des troubles politiques. Aussi, il arrive que l'utilisation de certains oléoducs soit paralysée, voire leur construction inachevée. Le transport par pipeline offre moins de souplesse que le transport maritime qui permet à tout moment et selon les circonstances de dérouter un navire et de profiter ainsi d'opportunités plus favorables pour la valorisation de sa cargaison.

4. Raffinage

Le **raffinage** est l'ensemble des opérations qui permettent de transformer le pétrole brut en produits pétroliers d'utilisation courante.

La connaissance de la composition d'un pétrole brut est importante pour le raffineur, car elle lui permet d'optimiser le choix du pétrole brut ou du cocktail de pétroles bruts qu'il utilisera afin de

produire, de manière la plus économique possible, les produits pétroliers demandés par le marché avec l'outil de raffinage dont il dispose.

4.1 Composition des pétroles bruts

Les pétroles bruts se présentent sous la forme de liquides plus ou moins visqueux qui sont essentiellement constitués d'hydrocarbures de volatilité et de nature chimique variées (figure 5) [13]. La composition des pétroles est très variable et dépend du type de matière organique présente au moment du dépôt ainsi que de la maturité de l'huile et de son histoire géologique.

4.1.1 Hydrocarbures

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole brut renferment de 1 à plus de 50 atomes de carbone et présentent une large gamme de volatilité. À pression et température ambiantes, ils sont :

- à l'état gazeux quand la chaîne carbonée contient 4 atomes au plus (C_1 à C_4) ;
- à l'état liquide de C_5 à C_{16} ;
- à l'état solide au-delà.

On peut les regrouper par « familles » :

- les hydrocarbures saturés ;
- les hydrocarbures naphthéniques ;
- les hydrocarbures aromatiques.

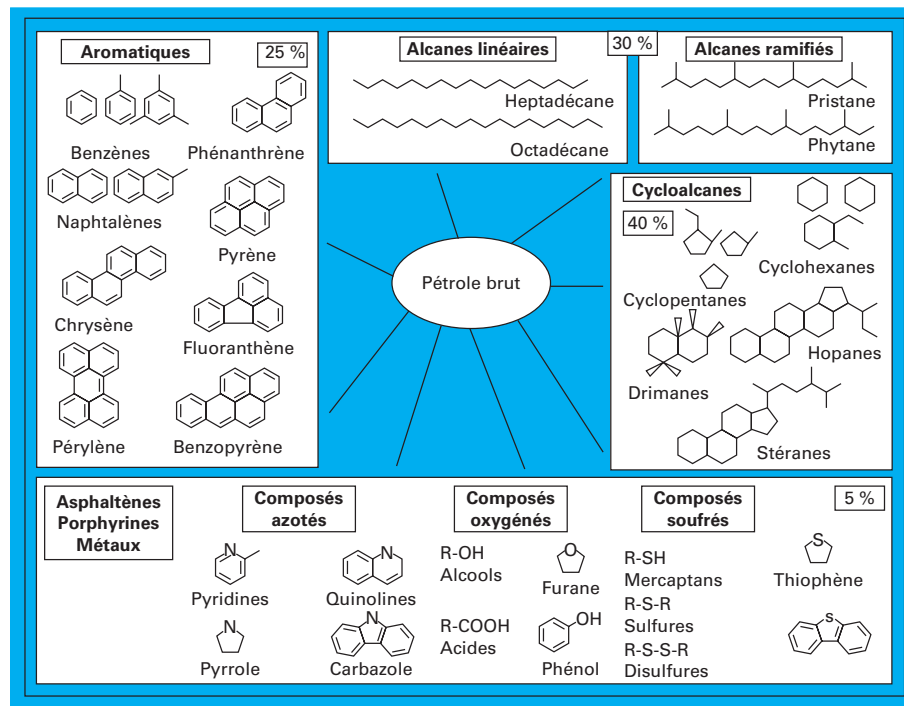


Figure 5 – Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts [13]

Ces familles présentent des structures moléculaires bien identifiées qui leur confèrent un certain nombre de propriétés mises à profit lors de leur utilisation en tant que produits pétroliers.

Les **hydrocarbures saturés** sont constitués de paraffines ou alcanes. Les **paraffines normales ou n-paraffines** forment des chaînes linéaires. Les **isoparaffines** renferment des chaînes branchées. Les paraffines qu'elles soient normales ou iso sont largement représentées dans les gaz naturels, les pétroles bruts et les produits pétroliers commerciaux. La structure de la chaîne des atomes de carbone leur confère toutefois des propriétés assez différentes. Les isoparaffines se distinguent des n-paraffines par leur tenue au froid et par leur comportement à la combustion dans un moteur essence ou diesel.

Les **hydrocarbures naphténiques** ou cycloalcanes se caractérisent par la présence dans leur molécule de cycles saturés qui comportent le plus souvent 5 ou 6 atomes de carbone.

Les **hydrocarbures aromatiques** constituent la troisième grande famille d'hydrocarbures présents dans les pétroles bruts. Ces composés contiennent un ou plusieurs cycles benzéniques. Très

appréciés dans les carburants pour moteur à essence, les aromatiques sont au contraire très néfastes à la qualité des carburants pour moteurs diesel et pour réacteurs d'avions.

À noter que les acétyléniques (composés avec des triples liaisons) et les oléfines (alcènes), autres hydrocarbures insaturés, ne sont pas présents dans les pétroles bruts.

Tous ces hydrocarbures renferment, en plus du carbone et de l'hydrogène (ratio hydrogène/carbone voisin de 1,85 dans l'huile brute), d'autres éléments tels que le soufre, l'oxygène, l'azote, les métaux (Ni et V) considérés comme des impuretés.

Les éléments mineurs (S, N, O), constituent en général moins de 3 % en masse de la plupart des pétroles, ils sont dans la plupart des cas contenus dans les fractions lourdes : *résines* et *asphaltènes*.

Le tableau 1 présente, à quelques exceptions près, la composition atomique type d'un pétrole brut.

Tableau 1 – Composition massique atomique d'un pétrole brut (doc. IFPEN)

C (%)	H (%)	S (%)	N (%)	O (%)	Métaux (%)	Eaux et sédiments (% en volume)	Sels minéraux (%)
83 à 87	10 à 14	0,05 à 6	0,1 à 2,0	0,05 à 1,5	0,005 à 0,015 (dont 75 % nickel et vanadium)	0,1 à 0,6	0,002 à 0,02

4.1.2 Composés soufrés

Les composés soufrés sont présents sous forme :

- d'hydrogène sulfuré (H₂S) en faible quantité ;
- de mercaptans, acides et malodorants ;
- de sulfures non acides, donc non corrosifs et peu odorants ;
- de composés thiocycliques, tels que le thiophène (C₄H₄S) et le benzothiophène (C₈H₆S). Les pétroles bruts, avec une teneur massique en soufre inférieure à 0,5 %, sont qualifiés de doux (BTS). Au-delà de cette teneur, les pétroles bruts sont qualifiés de sulfurés (HTS).

4.1.3 Autres composés

Les autres composés présents dans les bruts sont :

- les composés oxygénés tels que les acides naphthéniques ;
- les composés azotés essentiellement présents dans les fractions lourdes en faibles quantités ;
- les composés organométalliques qui conduisent après agglomération aux asphaltènes riches en aromatiques et en impuretés.

Les pétroles bruts renferment également des impuretés en provenance du gisement ou consécutives au transport. Il s'agit de sédiments (sables, débris divers, eau) et de sels minéraux dont l'essentiel est sous forme de chlorures.

4.1.4 Bruts de référence

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

- le WTI (*West Texas Intermediate*) pour les États-Unis (38° API et 0,3 % S) ;
- le Brent qui est un brut de mer du Nord (38° API et 0,3 % S) pour l'Europe ;
- le Oman/Dubaï (environ 32° API et 2 % S) pour le Moyen-Orient et l'Asie.

Le °API est une unité de qualité courante du pétrole :

$$1^\circ\text{API} = \frac{141,5}{d_A^{15}} - 131,5$$

avec d_A^{15} densité à 15 °C.

4.2 Produits pétroliers

Chaque produit pétrolier doit répondre à un intervalle de volatilité qui est généralement imposé par ses conditions d'utilisation. À chaque produit pétrolier correspond une gamme de volatilité des hydrocarbures qui le compose comme le montre la figure 6.

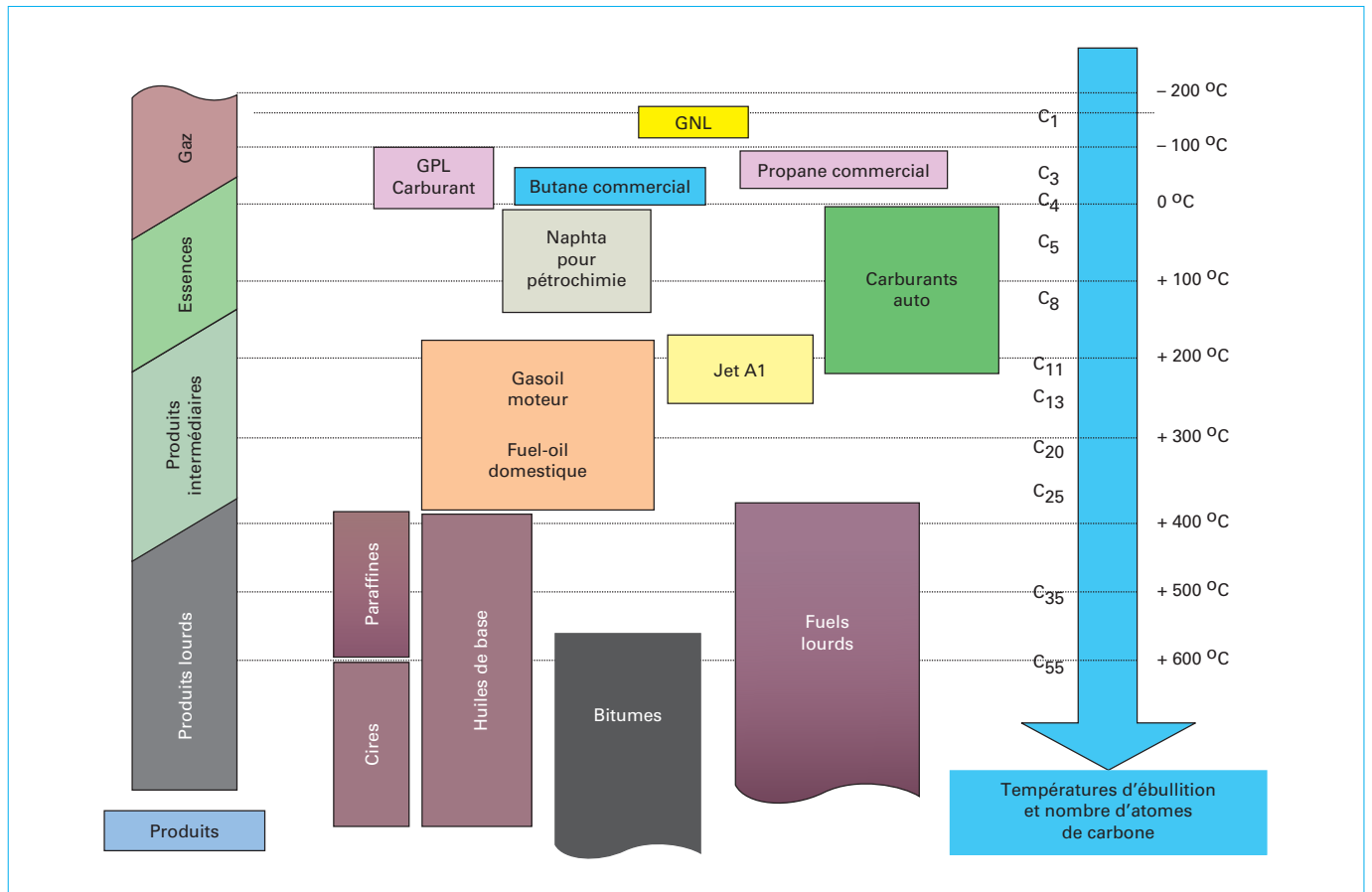


Figure 6 – Différentes coupes pétrolières (doc. IFP-Training)

On regroupe les produits pétroliers en trois grandes catégories :
 – les produits légers : gaz de pétrole liquéfiés GPL (butane et propane), carburants auto (essences) et naphta pour la pétrochimie ;
 – les produits intermédiaires : Jet A1 (aviation), gasoil moteur et fuel-oil domestique (FOD) ;
 – les produits lourds : fuels lourds industriels, bitumes, bases pour lubrifiants.

Les produits pétroliers commerciaux sont caractérisés par des spécifications qui vont déterminer leur mise en œuvre optimale dans leurs conditions d'utilisation. Chaque produit pétrolier doit satisfaire à un grand nombre de spécifications, les plus connues étant par exemple pour l'essence SP95, l'indice d'octane, la teneur en soufre et la teneur en plomb et pour le gasoil, l'indice de cétane et le point d'éclair.

Le premier traitement des pétroles bruts en raffinerie, après le dessalage, consiste en un fractionnement par distillation permettant d'obtenir des coupes pétrolières dont les volatilités sont proches de celles requises pour les produits commerciaux.

Suivant la nature des pétroles bruts, les structures de rendement obtenues après cette distillation sont très différentes comme le montre la figure 7.

Il apparaît clairement qu'un brut léger conduit à un fort rendement en essences et distillat moyen alors qu'un brut lourd conduit essentiellement à des produits lourds.

Les structures de rendements des pétroles bruts ne correspondent pas à la demande du marché des produits pétroliers, en termes de qualité et de quantité. En effet, actuellement la demande est en faveur des coupes légères et intermédiaires au détriment des coupes lourdes.

Le raffinage doit donc :

- convertir les coupes lourdes excédentaires en coupes légères et intermédiaires ;
- améliorer la qualité des différentes coupes pour qu'elles satisfassent aux spécifications de plus en plus sévères des produits commerciaux ;
- se préoccuper des nombreuses contraintes environnementales.

Les opérations de raffinage vont donc permettre de transformer le pétrole brut en produits pétroliers commercialisables grâce à la mise en œuvre de procédés de séparation, de procédés de conversion thermiques et catalytiques, et finalement d'opérations de *blending* au sein de la raffinerie.

4.3 Fractionnement initial des pétroles bruts

4.3.1 Dessalage des pétroles bruts

Le premier traitement subi par le pétrole brut à son entrée dans la raffinerie est un traitement de dessalage, qui permet d'éliminer l'eau et les sels qu'il contient.

Cette présence de sels est liée aux opérations de production et à une éventuelle contamination par de l'eau de mer. Les principaux sels rencontrés sont des chlorures de Na, Mg et Ca. A chaud, les chlorures de Mg et Ca peuvent s'hydrolyser et former en présence d'eau de l'acide chlorhydrique et des hydroxydes. Cette opération va donc permettre de protéger les équipements en aval :

- en limitant l'encrassement par les sels et les particules du train de préchauffe du pétrole brut ;
- en réduisant les phénomènes de corrosion en tête de la colonne de distillation atmosphérique ;
- en limitant l'empoisonnement éventuel des catalyseurs de certains procédés de transformation en aval.

L'opération de dessalage consiste à « laver » le brut par injection d'eau, puis à séparer par décantation l'eau chargée en sels et le brut dessalé.

4.3.2 Distillation

Le fractionnement initial du pétrole brut permet d'obtenir les différentes coupes pétrolières. Il est basé sur le procédé de distillation qui met en jeu les différences de volatilité entre les différents constituants des pétroles bruts.

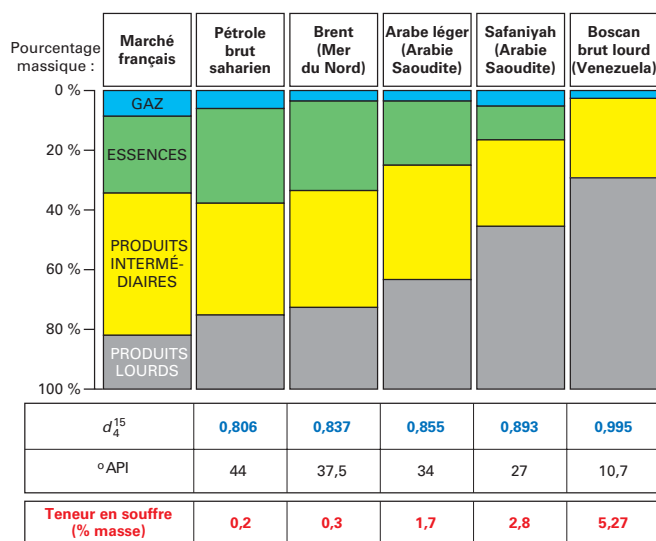


Figure 7 – Rendements en coupes pétrolières de quelques bruts (doc. IFP-Training)

La distillation atmosphérique associée aux colonnes de séparation des gaz et des essences permet la séparation en différentes coupes de la plus légère à la plus lourde :

- gaz combustibles (C₁, C₂) ;
- propane (C₃) ;
- butane (C₄) ;
- essence légère (C₅-C₆) ;
- essence lourde (C₇-C₁₀) ;
- kérosène (C₁₀-C₁₃) ;
- gasoil (C₁₃-C_{20/25}) ;
- résidu atmosphérique (C_{20/25+}).

Dans un grand nombre de raffineries, le **résidu atmosphérique** est envoyé dans une colonne de distillation sous vide afin de poursuivre le fractionnement. Cette colonne fonctionne à pression inférieure à la pression atmosphérique, ce qui permet d'abaisser les températures de distillation pour les rendre compatibles avec la stabilité des hydrocarbures présents dans le résidu atmosphérique et éviter leur dégradation par des réactions de craquage non désirées. Cette distillation sous vide permet d'obtenir des distillats sous vide (C₂₀-C₅₀) et un résidu sous vide (C₅₀₊) appelé aussi

« fond du baril ». Contrairement aux distillats sous vide, le résidu n'est pas vaporisable et concentre la majeure partie des impuretés métalliques (Ni et V) présentes dans le brut, ce qui rend difficile sa valorisation par d'éventuels procédés catalytiques.

Hormis les gaz combustibles qui sont envoyés au réseau fuel gaz de la raffinerie et les GPL (C₃-C₄) directement commercialisables, chacune des coupes issues de la distillation va être envoyée dans un procédé de raffinage afin de produire des produits pétroliers conformes à la demande du marché.

On retrouve dans la raffinerie (figure 8) trois grands types de procédés :

- les procédés permettant d'obtenir des essences à haut indice d'octane : reformage, isomérisation, alkylation ;
- les procédés permettant de convertir les coupes lourdes en coupes plus légères (essence, gasoil) : craquage catalytique, hydrocraquage, viscoréduction ;
- les procédés permettant d'éliminer le soufre des coupes pétrolières : hydrodésulfuration, lavage aux amines, traitement des gaz de queue.

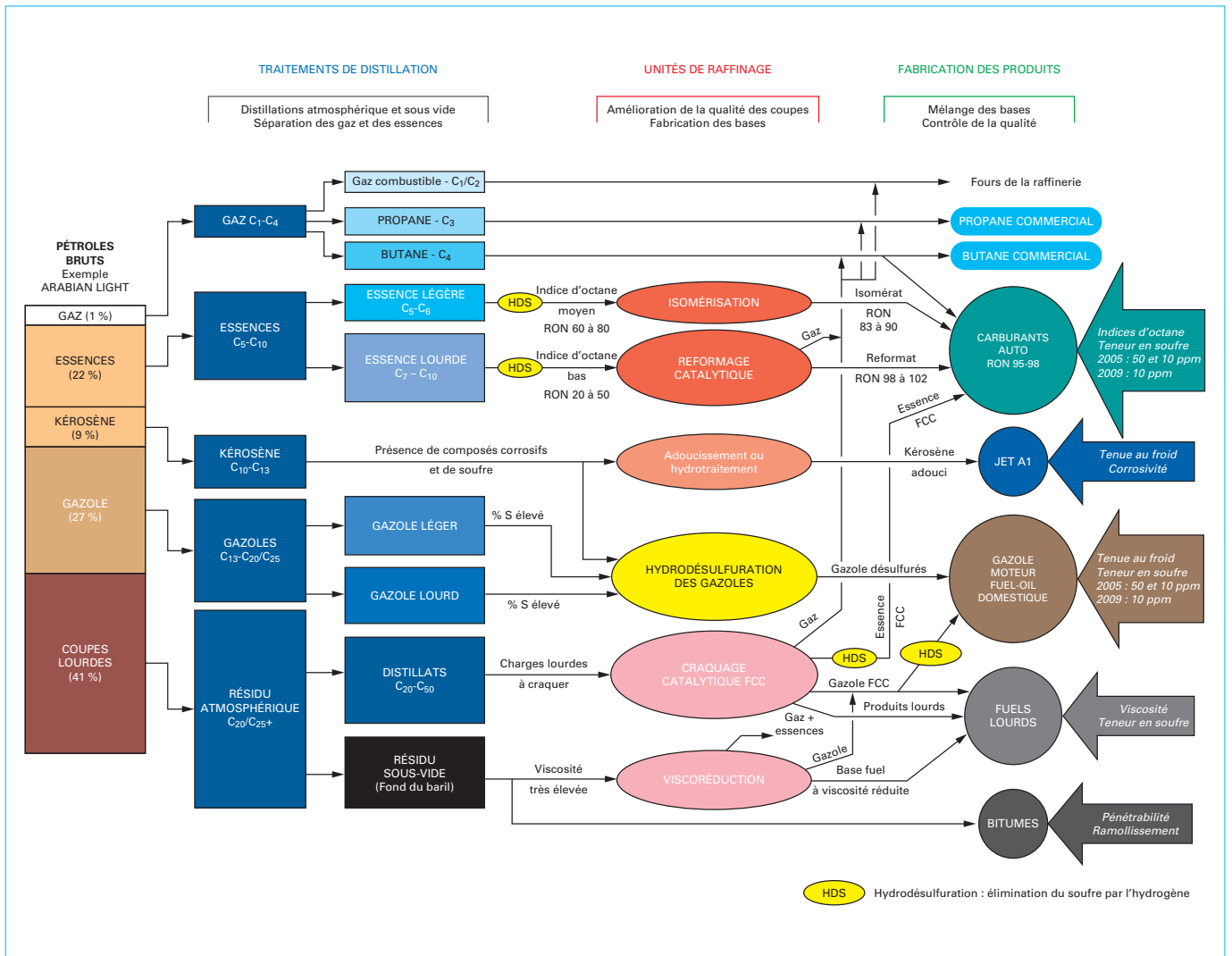


Figure 8 – Schéma simplifié de raffinage (doc. IFP-Training)

Parution : janvier 2016 - Ce document a été délivré pour le compte de 7200048087 - école normale supérieure de lyon // 140.77.246.13

4.4 Obtention d'essences à haut indice d'octane

L'**indice d'octane**, désigné généralement par l'abréviation **RON** (*Research Octane Number*), est une propriété majeure des carburants automobile. Il caractérise l'aptitude du carburant à brûler correctement dans un moteur à allumage commandé. En Europe, la spécification sur le RON des essences est supérieure ou égale à 95.

Une essence est également caractérisée par une autre grandeur : le **MON** (*Motor Octane Number*) qui caractérise également l'aptitude du carburant à brûler correctement mais dans des conditions de fonctionnement différentes [8]. La spécification sur le MON est supérieure ou égale à 85.

La différence entre le RON et le MON est appelée **sensibilité** d'une essence.

Par ailleurs, l'**indice de cétane** mesure la résistance à l'auto-inflammation.

Chaque hydrocarbure pur est caractérisé par son RON et son MON. Ils dépendent essentiellement de leur appartenance à une famille chimique. Ainsi généralement, les paraffines normales ont des indices d'octane faibles, les naphthènes des indices d'octane faibles à moyens alors que les isoparaffines et les aromatiques ont des indices d'octane élevés à très élevés. Ce sont donc essentiellement ces deux dernières familles d'hydrocarbures qui permettent d'atteindre les spécifications en octane des essences.

À l'issue de la distillation et de la séparation de la coupe essence globale, le raffineur dispose de deux coupes essence :

- une **coupe essence légère** qui renferme essentiellement des paraffines normales et dont l'indice d'octane est de l'ordre de 60 à 70 ;
- une **coupe essence lourde** riche en paraffines normales et en naphthènes dont l'indice d'octane est compris entre 20 et 50.

Pour amener ces coupes essences à la valeur d'indice d'octane correspondant à la spécification (RON > 95), il faut transformer par voie chimique les hydrocarbures de faible indice d'octane en hydrocarbures à haut indice d'octane.

Pour ce faire, le raffineur dispose de deux procédés :

- le **procédé d'isomérisation des paraffines**, qui va transformer les *n*-paraffines de l'essence légère en isoparaffines ;
- le **procédé de reformage catalytique** qui va transformer les *n*-paraffines et les naphthènes de l'essence lourde en aromatiques.

Ces deux procédés sont des procédés catalytiques qui nécessitent que les charges soient au préalable débarrassées d'éventuelles impuretés telles que le soufre, l'azote et les métaux afin de protéger le catalyseur.

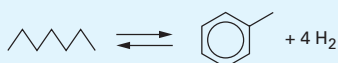
4.4.1 Procédé de reformage catalytique

Les principales réactions mises en œuvre dans le procédé de reformage catalytique sont :

- la réaction de **déshydrogénation** des naphthènes en aromatiques ;



- la réaction de **déshydrocyclisation** des paraffines en aromatiques ;



Ces deux réactions conduisent à des **hydrocarbures de haut indice d'octane** et produisent également des quantités importantes d'hydrogène. En plus de fournir des essences à haut indice d'octane, le reformage catalytique est actuellement l'unique procédé fournissant en **hydrogène** (H_2) l'ensemble des unités de la raffinerie qui travaillent sous hydrogène soit pour éliminer les impuretés des coupes pétrolières (hydrotraitements), soit pour assurer la stabilité du catalyseur des unités en aval (isomérisation...). Par ailleurs, il peut fournir également des aromatiques à la pétrochimie et une coupe légère renfermant de l' C_4 qui peut servir pour la réaction d'alkylation aliphatique.

D'un point de vue thermodynamique, ces réactions sont favorisées à haute température et basse pression, mais ces conditions favorisent les réactions secondaires de craquage et de formation de coke.

Afin de limiter les réactions secondaires, un compromis entre thermodynamique et cinétique doit être trouvé grâce à l'utilisation de catalyseurs performants.

Les **catalyseurs** utilisés pour favoriser la vitesse des réactions du reformage sont des catalyseurs bifonctionnels comprenant une fonction acide et une fonction métallique :

- la fonction acide permet de réaliser les réactions nécessitant l'activation des liaisons C—C (cyclisation...);
- la fonction métallique permet d'activer les réactions nécessitant l'activation des liaisons C—H et/ou H—H (hydrogénation, déshydrogénation...).

La fonction acide est fournie par le support, une alumine gamma additionnée d'un composé halogéné, chlorure, pour optimiser l'acidité, et la fonction métallique par un ou plusieurs métaux déposés à la surface du support.

Les catalyseurs les plus couramment utilisés sont les Pt-Re ou Pt-Sn sur alumine chlorée (1 % en masse de chlore) suivant le procédé.

Il existe essentiellement deux types de procédés :

- le procédé semi-régénératif (lit fixe) ;
- le procédé régénératif (lit circulant) [9].

Le catalyseur couramment utilisé dans le **procédé semi-régénératif** est un catalyseur Pt-Re. L'ajout de Re au Pt permet d'obtenir une plus grande stabilité des performances dans le temps et d'opérer dans des conditions plus sévères qu'avec le Pt seul.

Le **procédé régénératif**, plus récent, permet de maximiser la production d'hydrogène et le rendement en essences à très haut indice d'octane, en travaillant à plus basse pression. Il met en œuvre un catalyseur Pt-Sn qui permet d'accroître la sélectivité des catalyseurs.

Le tableau 2 résume les conditions opératoires et les performances des deux types de procédés.

4.4.2 Procédé d'isomérisation

Le procédé d'isomérisation des paraffines permet de transformer des paraffines linéaires de faible indice d'octane en paraffines branchées présentant des indices d'octane élevés, assez proches pour certains des indices d'octane des composés aromatiques. Plus la paraffine est branchée, plus l'indice d'octane est élevé.

Ce procédé concerne les paraffines à 5 et 6 atomes de carbone constituant la coupe essence légère. L'envoi des paraffines en C_6 à l'unité d'isomérisation est également un moyen pour limiter la teneur en benzène des essences. En effet envoyées au reformage catalytique, les paraffines en C_6 généreraient du benzène, pour lequel la spécification dans les essences est très sévère (< 1 %).

Tableau 2 – Reformage catalytique – Procédé semi-régénératif et procédé régénératif

Conditions opératoires	Procédé	
	Semi- régénératif	Régénératif
Température.....(°C)	470 à 530	500
Pression(bar)	15 à 25	2,5 à 10
Temps de contact(h)	0,5	0,5
H ₂ /HC.....(mol/mol)	3 à 7	2 à 5
Catalyseur	Pt-Re/ Al ₂ O ₃ -Cl	Pt-Sn/ Al ₂ O ₃ -Cl
Durée du cycle	6 à 15 mois	3 à 10 jours
H ₂(% masse)	1,5 à 2	3
Rendement C ₅₊(% masse)	88	92
RON	98 à 100	100 à 105

Le rapport H₂/HC permet de fixer la pression partielle d'hydrogène à une valeur suffisante pour assurer le décokage du catalyseur.

Tableau 3 – Conditions opératoires de l'isomérisation

Conditions opératoires	Pt/Alumine chlorée	Pt/zéolithe
Température.....(°C)	130 à 160	240 à 260
Pression(bar)	20 à 30	20 à 30
Temps de contact(h)	0,5 à 1	0,5 à 1
H ₂ /HC.....(mol/mol)	0,1 à 2	4

Le rapport H₂/HC permet de fixer la pression partielle d'hydrogène à une valeur suffisante pour assurer le décokage du catalyseur.

D'un point de vue thermodynamique, la réaction d'isomérisation est favorisée à basse température et est indépendante de la pression. Elle procède par mécanisme acide, les catalyseurs utilisés sont donc des catalyseurs acides voire super-acides capables de travailler à la plus basse température possible.

Il existe essentiellement sur le marché deux types de catalyseurs.

– Un catalyseur à base de **Pt déposé sur alumine chlorée** (5 à 10 % en masse de chlore), très acide, qui permet de travailler à basse température. Il est très actif mais difficile de mise en œuvre car très sensible aux poisons et, en particulier, à l'eau.

– L'autre catalyseur utilisé est un catalyseur à base de **Pt déposé sur zéolithe**, nettement moins acide, travaillant à une température environ 100 °C plus élevée, donc moins actif que le précédent mais peu sensible aux poisons et très facile de mise en œuvre.

En règle générale, à isocharge, le catalyseur à base d'alumine chlorée conduit à un gain d'octane supérieur de 5 points à celui obtenu avec le catalyseur zéolithique, ce qui en fait le catalyseur le plus vendu actuellement.

Le tableau 3 donne les conditions opératoires.

Le procédé est opéré à pression relativement élevée afin de maintenir une pression partielle d'hydrogène importante à la surface du catalyseur afin d'assurer un « nettoyage » continu de sa surface (décokage par hydrogénation des précurseurs de coke).

Pour augmenter le gain d'octane, on peut utiliser des procédés d'isomérisation avec recyclage des paraffines linéaires non transformées. La séparation n/iso étant effectuée soit par séparation physique, soit par adsorption sur tamis moléculaire. Dans ces conditions, on peut atteindre des gains d'octane entre la charge et

l'isomérisat supérieurs à 20 points, contre 12 à 14 points avec le procédé sans recyclage.

4.5 Conversion des coupes lourdes en coupes plus légères

Comme déjà indiqué précédemment (§ 4.2), il existe un déséquilibre entre les rendements naturels des pétroles bruts et la demande du marché en produits pétroliers. Il convient donc de transformer les coupes lourdes excédentaires, qui ne sont utilisables qu'en tant que fuels, en carburants (essence, kérosène et gasoil). Les unités de raffinage qui réalisent ces transformations sont appelées « **unités de conversion** ». Elles regroupent les unités de craquage catalytique, hydrocraquage, (procédés catalytiques), viscoréduction et cokéfaction (procédés thermiques).

En Europe, les raffineries sont équipées d'unités de **craquage catalytique** et de **viscoréduction** et on assiste, face à la demande accrue en gasoil de bonne qualité, depuis quelques années au développement des unités d'**hydrocraquage**.

4.5.1 Craquage catalytique

Le procédé de craquage catalytique permet de transformer les distillats sous vide (C₂₀-C₅₀) en différentes coupes plus légères. D'un point de vue thermodynamique, la réaction de craquage est favorisée à haute température et basse pression. Elle procède par mécanisme acide. Le catalyseur utilisé est donc un catalyseur acide constitué d'une zéolithe et d'une matrice à base de silice-alumine.

Différentes coupes sont obtenues en sortie de l'unité :

- une **coupe gaz** (C_3-C_4), (15 à 25 % en masse de l'effluent), très riche en oléfines qui peut alimenter, après avoir subi des traitements de purification appropriés, la pétrochimie ou d'autres unités de la raffinerie telles que l'alkylation et l'éthérisation ;
- une **coupe essence** (environ 50 % en masse de l'effluent), riche en oléfines et en aromatiques et chargée en soufre, présentant un RON compris entre 90 et 95 ;
- une **coupe gasoil** (environ 20 à 30 % en masse de l'effluent) de très mauvaise qualité (indice de cétane de l'ordre de 30 pour une spécification de 51) utilisée généralement comme fluxant des fuels lourds ;
- une **coupe slurry (HCO)** (environ 5 à 15 % en masse) ;
- du **coke** (5 % en masse) dont la combustion dans le régénérateur dégage de la chaleur qui sert à vaporiser et craquer la charge au réacteur.

Les conditions opératoires sont les suivantes :

- température : 500 °C ;
- pression : 1 à 3 bar ;
- temps de contact : quelques secondes.

Le catalyseur, sous forme de billes de quelques dizaines de micromètres de diamètre (50 à 70) est mis en œuvre en lit fluidisé, avec une technologie régénérative. Il tourne en permanence du réacteur vers le régénérateur. On parle généralement du **procédé FCC (Fluid Catalytic Cracking)** [9].

En Europe, l'essence de craquage catalytique constitue une grande partie du pool essence. Avec le passage de la spécification de teneur massique en soufre des essences à 50 ppm puis à 10 ppm au 1^{er} janvier 2009, son utilisation telle qu'elle n'était plus possible du fait de sa teneur en soufre élevée. C'est pourquoi, ces dernières années, sont apparues sur le marché des procédés de désulfuration des essences de craquage catalytique tels que le procédé **PRIME G (Axens)** (§ 4.6) qui sont devenus incontournables.

4.5.2 Hydrocraquage

Tout comme le procédé de craquage catalytique, le procédé d'hydrocraquage permet de convertir les coupes pétrolières lourdes et en particulier le distillat sous vide en coupes pétrolières plus légères.

L'hydrocraquage est un procédé d'hydroconversion, qui travaille en présence d'hydrogène et dont le but est de modifier le squelette hydrocarboné des molécules de départ. Cette modification peut être :

- soit une isomérisation sans modification du nombre d'atomes de carbone ; on obtient alors des huiles ;
- soit un craquage avec modification notable du nombre d'atomes de carbone ; on obtient alors des produits plus légers tels que l'essence, le kérosène et le gasoil.

Ces deux réactions procèdent essentiellement par mécanisme acide mais nécessitent l'utilisation de catalyseurs bifonctionnels métal/acide afin d'assurer en plus le décokage du catalyseur. Par ailleurs, certaines molécules difficiles à craquer telles que les aromatiques doivent être hydrogénées au préalable. L'étape d'hydrogénation requiert également une fonction métallique à la surface du catalyseur. Ces catalyseurs doivent être protégés d'éventuels poisons par purification de la charge.

Le procédé d'hydrocraquage comprend donc deux étapes :

- une **étape de purification ou hydrotraitement**, destinée à éliminer essentiellement les composés azotés et le soufre, et mettant en œuvre un catalyseur à base de NiW ou NiMo sur alumine ;
- une **étape d'hydroconversion** destinée à modifier les molécules de la charge, sur un catalyseur constitué de Pd ou NiMo déposé sur un support à base de zéolithe Y.

D'un point de vue thermodynamique, les réactions mises en jeu sont toutes des réactions exothermiques qui sont favorisées à des températures pas trop élevées. Par ailleurs, ce procédé met en œuvre des réactions d'hydrogénation, en particulier des aromatiques et d'hydrocraquage qui nécessitent des pressions partielles d'hydrogène élevées.

Les conditions opératoires sont les suivantes :

- température : 350 à 430 °C ;
- pression : 80 à 170 bar ;
- temps de contact : 0,5 à 3 h ;
- H_2/HC : 600 à 1 800 m^3/m^3 .

On obtient dans ces conditions :

- de l'essence (15 à 25 % en masse) de faible RON (65 à 75) qui est envoyée au reformage catalytique ;
- du kérosène (30 à 50 % en masse) d'excellente qualité ;
- du gasoil (25 à 45 % en masse) d'excellente qualité (indice de cétane > 50, dépourvu de soufre) ;
- une base huile (0 à 25 % en masse) également d'excellente qualité.

Même si certaines unités ont été construites ces dernières années, les raffineries européennes sont encore peu équipées en hydrocraqueurs alors que cette unité permettrait de mieux répondre à la demande croissante de gasoil de haute qualité.

Les principaux freins à la construction de telles unités sont :

- la grande consommation d'hydrogène dans un contexte tendu de disponibilité de l'hydrogène dans les raffineries, qui nécessite souvent la construction d'unités dédiées à la production d'hydrogène telles que le reformage à la vapeur ;
- le coût (investissement, fonctionnement, utilités, catalyseurs...).

4.5.3 Viscoréduction

Le procédé de viscoréduction est également un procédé de craquage de molécules lourdes en molécules plus légères. La charge est principalement constituée du résidu de distillation sous vide. Contrairement au craquage catalytique et à l'hydrocraquage, c'est un procédé thermique qui fonctionne donc sans catalyseur. Son principal objectif est de réduire la viscosité des résidus lourds.

L'économie du procédé est liée à :

- la réduction de la quantité de diluant nécessaire à la fabrication des fuels commerciaux à partir de ces résidus ;
- la diminution de la production totale de fuel dans un marché en régression ;
- la production de produits légers – gaz, essence et gasoil chargés en soufre.

Le procédé se déroule entre 430 et 490 °C, à une pression comprise entre 5 et 12 bar.

Les produits obtenus après viscoréduction sont de qualité médiocre. Ils sont en particulier chargés en soufre et nécessitent des traitements d'hydrodésulfuration sévères pour pouvoir être mélangés au pool des produits. L'essence est par ailleurs envoyée au reformage catalytique pour améliorer son indice d'octane. Une simple hydrodésulfuration du gasoil produit peut permettre, dans certains cas, d'obtenir un produit aux spécifications.

4.6 Élimination du soufre

4.6.1 Hydrodésulfuration

Le soufre présent dans les charges des procédés de raffinage est un poison des catalyseurs. Il convient donc de désulfurer les coupes pétrolières pour :

- purifier les charges avant les procédés catalytiques comme par exemple le réformage et l'isomérisation ;
- respecter les spécifications sur la teneur en soufre des différents produits commerciaux.

Les spécifications sur la teneur en soufre deviennent de plus en plus sévères. Elles sont passées à 10 ppm masse début 2009 pour l'essence et le gasoil.

L'élimination du soufre repose sur le traitement catalytique des coupes pétrolières soufrées en présence d'hydrogène provenant du reformage catalytique. Le soufre est alors éliminé sous forme d' H_2S gazeux qui est séparé de la coupe pétrolière. Ce procédé, dit d'hydrodésulfuration, met en œuvre un catalyseur métallique constitué de CoMo, NiMo ou NiW déposé sur de l'alumine.

Suivant la nature des molécules qui constituent la charge et leur difficulté à être désulfurées, la sévérité du procédé augmente et les conditions opératoires peuvent varier dans une gamme assez large :

- température : 280 à 400 °C ;
- pression d' H_2 : 10 à 200 bar ;
- temps de contact : 0,2 à 5 h.

4.6.2 Lavage aux amines

En sortie de l'unité d'hydrodésulfuration, l' H_2S généré se trouve en mélange avec des hydrocarbures légers. Ce mélange est appelé « **gaz acide** ». Ce gaz acide, qui peut également être produit par d'autres unités de la raffinerie, est traité dans des unités de lavage aux amines permettant, par absorption sélective de l' H_2S , d'obtenir :

- d'une part, un gaz « propre » débarrassé de l' H_2S qui est utilisé comme gaz combustible dans les fours de la raffinerie ;
- d'autre part, de l' H_2S pur qui est transformé par oxydation partielle en soufre liquide et vapeur d'eau dans un procédé appelé procédé Claus.

Dans ce procédé, l' H_2S est transformé à hauteur de 95 % en masse. Le soufre obtenu est de très grande pureté et est utilisé par les industries chimiques consommatrices pour la production d'acide sulfurique, par exemple.

Actuellement, les contraintes d'environnement sont telles qu'il est nécessaire de compléter le procédé Claus par une installation complémentaire ou « traitement des gaz de queue de Claus » qui a pour objet d'épurer les gaz résiduels issus de l'unité Claus avant incinération et rejet à l'atmosphère. À l'issue de cette étape, le taux de récupération du soufre est compris entre 99 et 99,9 % en masse.

5. Pétrochimie et interaction avec le raffinage

5.1 Principe et objectifs

L'industrie pétrochimique est étroitement liée aux hydrocarbures provenant soit du pétrole brut, soit du gaz naturel. Elle est à l'interface entre l'industrie du raffinage du pétrole, l'industrie du gaz naturel et la chimie organique.

Son objectif est double :

- proposer des produits de synthèse substituables aux produits naturels de grande consommation dits « **produits de commodité** » ;
- proposer également des produits de synthèse dotés de propriétés originales complétant les produits naturels dits « **produits de spécialité** ».

Les **produits de la pétrochimie** sont regroupés en différentes familles utilisées dans la vie courante : les plastiques, les fibres, les élastomères, les détergents, les solvants et les engrais.

Ces produits peuvent être scindés en deux groupes :

- les produits que l'on utilise pour leurs propriétés chimiques tels que les engrais, les détergents, les solvants ;
- les produits que l'on utilise pour leurs propriétés mécaniques tels que les plastiques, les élastomères et les fibres.

Tous ces produits sont obtenus en faisant réagir des **molécules dites « de base »** obtenues à partir du pétrole, du gaz, du charbon ou de la biomasse et en mettant en œuvre les réactions de la chimie organique. Les molécules de base doivent être :

- réactives, c'est-à-dire permettre des réactions rapides et sélectives, conduisant à des productivités élevées tout en limitant la formation de sous-produits ;
- abondantes car elles doivent conduire à des produits de forts tonnages (polymères et plastiques) ;
- bon marché pour que les produits soient économiquement compétitifs.

Il existe trois grandes familles de molécules de base : les oléfines, les aromatiques (benzène, toluène, xylènes) et les acétyléniques. Ces molécules doivent être obtenues avec une grande pureté, ce qui nécessite d'installer de nombreuses unités de purification.

Par exemple, en général l'éthylène et le propylène destinés à donner du polyéthylène et du polypropylène, par la réaction de polymérisation, doivent avoir une pureté supérieure à 99,9 %.

Les molécules de base sont produites par la principale unité du complexe pétrochimique : le vapocraqueur, mais proviennent également de la raffinerie. On trouve les oléfines dans les coupes légères du craquage catalytique et les aromatiques dans l'effluent du reformage catalytique.

5.2 Vapocraquage

Le vapocraquage, dont les premières installations datent de 1920 aux États-Unis est le principal procédé générateur d'éthylène, de propylène, de butadiène et autres intermédiaires pétrochimiques de première génération tels que les aromatiques.

Le vapocraquage est un procédé thermique qui consiste à casser les liaisons C—C ou C—H au sein des molécules d'hydrocarbures conduisant à la formation de molécules insaturées (oléfines) et d'hydrogène.

Les réactions de craquage nécessitent un apport important d'énergie thermique et donc un niveau de température élevé. Ces réactions ont lieu dans des fours appelés « **fours de pyrolyse** ».

Les conditions opératoires du vapocraquage sont les suivantes :

- température : > 800 °C ;
- pression : légèrement supérieure à P_{atm} ;
- H_2O /charge : 0,6 t/t ;
- temps de craquage : 0,1 à 0,5 s.

La faible pression et l'injection de vapeur d'eau jouent un rôle de dilution en abaissant la pression partielle d'hydrocarbures et en limitant ainsi la formation de coke dans le four.

On peut craquer une large gamme de charges dans une unité de vapocraquage : éthane, propane, butane, essence légère (naphta), gasoil et distillat sous vide. Les charges les plus courantes étant l'éthane issu du gaz naturel et le **naphta**.

De par le caractère peu sélectif des procédés thermiques, l'effluent de vapocraquage contient de nombreux produits : hydrogène, méthane, éthylène, propylène, butadiène, isobutène, butène-1, aromatiques, fuel très aromatique.

Avec l'éthane comme charge, on obtient des rendements très élevés en éthylène (de l'ordre de 75 %) ; avec le naphta, on obtient de 25 à 35 % d'éthylène, environ 15 % de propylène et 20 à 25 % d'aromatiques.

Les charges les plus utilisées sont le naphta en Europe et l'éthane aux États-Unis. Les nouveaux vapocraqueurs en construction le sont essentiellement dans les pays du Moyen-Orient, producteurs de gaz naturel, et fonctionnent sur charge éthane. Ils produisent une grande quantité d'éthylène même si actuellement la demande se déplace vers le **propylène**.

5.3 Interactions raffinage et pétrochimie

Il existe de nombreuses synergies potentielles entre le raffinage et la pétrochimie. C'est pourquoi ces dernières années, face à la montée du prix des matières premières et à une demande accrue en produits issus de la pétrochimie, on assiste à de nombreux rapprochements entre les raffineurs et les pétrochimistes. En effet, outre les échanges de flux, la mise en commun des utilités, de la logistique, des services généraux, etc. conduisent à une optimisation économique en termes de ressources humaines et financières.

5.3.1 Du raffinage vers la pétrochimie

Divers flux peuvent être acheminés de la raffinerie vers le complexe pétrochimique.

Le **naphta** (ou essence légère) issu de la distillation atmosphérique. C'est la charge la plus utilisée pour alimenter les vapocraqueurs européens. Actuellement, la diminution de la demande en essence en Europe augmente la disponibilité en naphta pour la pétrochimie ; cependant, un prix élevé du pétrole brut n'encourage pas forcément à utiliser du naphta comme charge du vapocraqueur.

Les **oléfines légères**, principalement le propylène et les butènes issus de la coupe légère du craquage catalytique. La demande mondiale en oléfines est telle aujourd'hui, en particulier pour le propylène qu'aucune source ne doit être négligée. Le vapocraquage assure actuellement seulement 55 % de la production globale de propylène. 32 % sont fournis par l'unité de FCC, les 13 % restants sont issus de la déshydrogénation du propane et de la métathèse. En 2009, cette dernière filière ne représentait que 5 % de la production de propylène. Un des défis des années à venir est d'ailleurs de continuer à augmenter la production de propylène en sortie du FCC en particulier par modification du catalyseur et/ou du procédé.

Les **aromatiques** (benzène-toluène-xylènes) issus de l'unité de reformage catalytique. Les spécifications sur le benzène et plus généralement sur les aromatiques dans les essences, ont entraîné une disponibilité plus grande de cette coupe pour la pétrochimie. Ici, la synergie avec la pétrochimie est un avantage notable pour le raffineur qui a trouvé un débouché pour ces produits.

5.3.2 De la pétrochimie vers le raffinage

Divers flux peuvent également provenir du complexe pétrochimique et être acheminés vers la raffinerie.

L'**essence de vapocraquage** ou essence de pyrolyse qui, après désulfuration et hydrogénation sélective des dioléfines peut être envoyée au « pool » essence. En Europe, cette voie n'est pas très intéressante car elle contribue à augmenter la quantité d'essence disponible.

La **coupe C₄ de vapocraquage**, au préalable débarrassée de son butadiène, qui permet d'alimenter en isobutène l'unité d'ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther produit par réaction entre l'isobutène et l'éthanol) et en butène l'unité d'alkylation aliphatique qui produit un alkylat à haut indice d'octane par réaction de l'isobutène avec le butane.

L'**hydrogène** produit au sein de la raffinerie et du complexe pétrochimique est utilisé pour satisfaire les propres besoins de ces usines, principalement hydrotraitements pour la raffinerie et hydrogénations sélectives pour le complexe pétrochimique. Cependant, l'augmentation de capacités des raffineries, la multiplication des unités d'hydrotraitement afin de satisfaire aux spécifications de plus en plus sévères en particulier sur le soufre et l'implantation dans certains cas d'unités d'hydrocraquage, très consommatrices en hydrogène, ont conduit à une augmentation importante de la demande en hydrogène au sein de la raffinerie. La quantité d'hydrogène, fournie par le seul reformage catalytique, peut devenir insuffisante ; c'est pourquoi, le raffineur est de plus en plus conduit à utiliser, après purification, l'hydrogène produit par le vapocraqueur. L'hydrogène ne se stockant pas, cela est rendu possible lorsque la raffinerie et le complexe pétrochimique sont suffisamment proches. L'alternative pour satisfaire les besoins en hydrogène de la raffinerie est l'implantation d'unités de production d'hydrogène dédiées, telles que le réformage à la vapeur du méthane et l'oxydation partielle.

Du fait de la nouvelle donne, le domaine du gaz rentre également en forte interaction avec les secteurs du raffinage et de la pétrochimie. En effet, on peut, grâce au progrès technologique, accéder à des carburants de bonne qualité en particulier à des gasoils moteur à très hauts indices de cétane à **partir de gaz naturel (GTL)** (§ 6.5.2). On peut également produire du propylène par décomposition du méthanol (MTO) qui aura été formé à partir de gaz de synthèse issu du gaz naturel.

6. Quel avenir pour le pétrole : les grands défis

Face à la demande toujours croissante de pétrole brut et à l'atteinte à plus ou moins long terme du pic de production, de nombreux défis technologiques devront être relevés dans les années à venir afin, d'une part de repousser l'avènement de ce *peak-oil* et, d'autre part, de préparer la transition énergétique. Parmi ces défis figurent :

- les progrès en exploration ;
- l'amélioration du rendement en production ;
- le développement de champs jusqu'à présent inaccessibles ;
- la valorisation de bruts extra-lourds tels que les bruts Vénézuéliens ou Canadiens ;
- la maximalisation de la transformation du pétrole brut en carburants pour le transport consistant à convertir au maximum les produits lourds tels que les fuels qui étaient utilisés comme combustibles, entre autres pour fournir de l'électricité, en carburants. L'électricité peut, quant à elle, être fournie par d'autres moyens tels que le nucléaire, l'hydraulique, etc. ;
- l'exploitation des gaz et huiles de schistes ;
- la diversification des sources d'énergie en utilisant la transformation du charbon, du gaz et de la biomasse pour produire des carburants synthétiques ;
- le captage et le stockage du CO₂.

Certains de ces défis sont développés ci-après.

6.1 Amélioration de la récupération du pétrole en place

Actuellement, le rendement d'extraction est de l'ordre de 35 %. Cela signifie que pour un baril ramené à la surface, deux sont laissés dans le sous-sol. L'objectif des opérateurs est de faire passer ce rendement à 50 % dans le but de gagner 30 ans de réserves (1 à 2 ans par % supplémentaire extrait). Cette amélioration passe par :

- une meilleure connaissance de la répartition du pétrole dans les réservoirs ;
- un suivi du comportement des réservoirs et du déplacement des fluides ;
- une optimisation de la stratégie de production (disposition des nouveaux puits, procédé de récupération).

Les logiciels ou simulateurs de réservoirs [Doc. BE 8 520] jouent un rôle important. En prenant mieux en compte les interactions entre les roches et les fluides, certains phénomènes comme la compaction des roches, les fracturations ou l'érosion des roches friables, ils permettent d'optimiser les méthodes de récupération assistée.

6.2 Développement de champs encore inaccessibles

La découverte et la mise en production de gisements jusqu'alors non accessibles, situés dans des environnements extrêmes, peuvent également mobiliser de nouvelles réserves. Il s'agit :

- des pétroles à très grande profondeur d'eau (plus de 1 500 m) ;
- des pétroles très enfouis à plus de 6 000 m dans le sous-sol ;
- des pétroles lourds et extra-lourds dont il faut réduire la viscosité pour améliorer leur production et leur transport.

■ L'*offshore* représente en 2008, le tiers de la production pétrolière mondiale, et un quart des réserves prouvées. On assiste aujourd'hui à un très fort développement de la recherche pétrolière en *offshore* profond (500 à 3 000 m) dans essentiellement cinq secteurs géographiques :

- la marge brésilienne ;
- le Golfe du Mexique ;
- l'Atlantique nord-est ;
- le Golfe de Guinée ;
- sans oublier l'Arctique encore très peu explorée.

Ces régions sont susceptibles de donner lieu à des découvertes majeures. Les profondeurs d'exploration et de production sont sans cesse croissantes (figure 9). Les importants progrès en géologie, notamment avec l'exploration sismique 3D, améliorent les chances de succès en exploration. Le coût des opérations de forage peut être amélioré en optimisant la position et le nombre de puits. L'exploration et la production en eau profonde nécessitent la conception de nouveaux systèmes industriels, comme les bateaux ou les semi-submersibles pour le forage, ou les FPSO, structures flottantes spécialement conçues pour la production. Les conditions imposées par les mers profondes induisent un nombre très important de problèmes techniques nouveaux :

- tout d'abord, il faut maîtriser la stabilité des systèmes industriels et développer des robots autonomes capables d'effectuer par très grands fonds des opérations basiques en intervention sur ces installations ;
- ensuite, il faut maîtriser les écoulements et la production sur longue distance, alléger des liaisons fond-surface (*risers*, ancrage...) et fiabiliser les systèmes de production sous-marine et les moyens d'intervention.

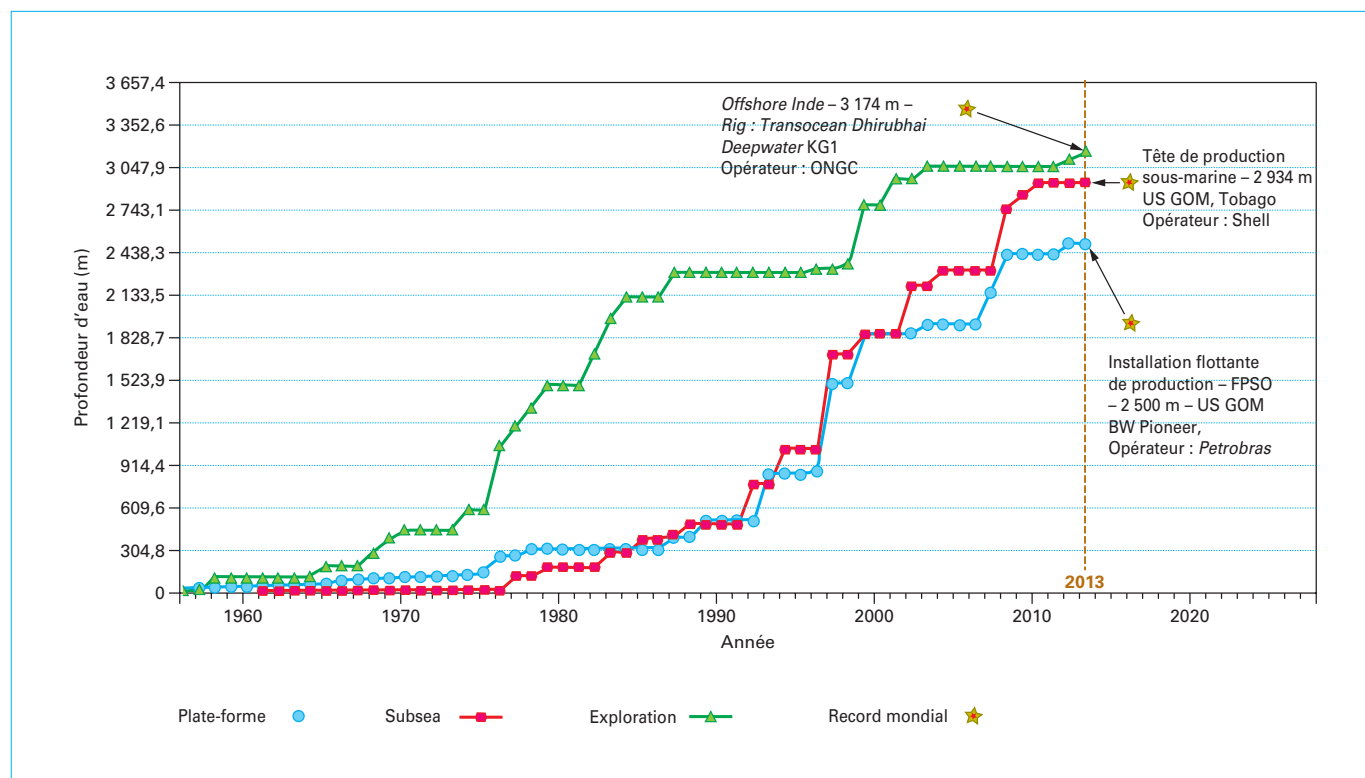


Figure 9 - Évolution des records de forage en mer (doc. IFP-Training)

De nouveaux matériaux doivent être mis au point. Ils doivent être légers et résistants pour supporter des contraintes mécaniques liées à la pression de la colonne d'eau ou à leur propre poids (pour les câbles et conduites qui descendent vers le fond de la mer). Ils doivent aussi être très isolants d'un point de vue thermique, les températures étant si basses que le pétrole risque de se figer si l'isolation thermique de la conduite est insuffisante, en particulier si la production doit être momentanément interrompue.

■ Parallèlement à l'*offshore* très profond, les gisements **onshore** très enfouis (à plus de 6 000 m sous terre) et certaines zones de piémonts sont d'autres zones prometteuses mais difficiles d'accès et complexes. À ces profondeurs, les températures et pressions sont élevées. La température, typiquement de 150 °C vers 4 500 m de profondeur peut approcher 300 °C au-delà de 6 000 m alors que la pression passe de 500 bar environ à 1 000, voire 1 500 bar. Les réservoirs sont alors en surpression. Dans ces conditions, on trouve essentiellement du gaz, mais on peut aussi trouver du gaz à condensats, c'est-à-dire sous forme gazeuse, un pétrole très léger d'excellente qualité qui redevient liquide à température de surface. Il est alors difficile, avec la sismique 3D, d'identifier les réservoirs potentiels. Pour le forage aussi, les opérations sont compliquées. Pour un forage à 600 m, le poids du train de tige peut atteindre 500 t et les outils, soumis à des conditions de température et pression extrême, vont rencontrer une roche extrêmement compactée donc très dure. Il faut donc changer très souvent ces outils, une opération qui demande de remonter à la surface six kilomètres de tiges, les dévisser et les ranger, soit une vingtaine d'heures d'opération. L'instrumentation aussi doit être adaptée, l'électronique des outils de mesures ne résistant pas en général à des températures supérieures à 180 °C. Le coût de tels forages devrait coûter entre 50 et 100 millions de dollars, contre 5 à 10 millions de dollars pour un forage classique.

6.3 Valorisation de bruts non conventionnels

Six cents milliards de barils de pétroles lourds non conventionnels pourraient être récupérés, soit environ 20 années de consommation en plus au rythme actuel.

Les bruts non conventionnels sont des pétroles denses et fortement visqueux qui posent de nombreux problèmes techniques pour être exploitables, tant dans le domaine de la production et du transport que du raffinage.

Pour atteindre des taux de récupération importants, il est nécessaire de chauffer les huiles lourdes pour les fluidifier en injectant de la vapeur. La génération de cette vapeur produit de grandes quantités de CO₂.

Une fois extrait, le pétrole brut, très visqueux et très chargé en soufre et en métaux (Ni, V) n'est pas transportable en l'état et doit être transformé sur place en un brut synthétique, transportable qui peut être acheminé dans les raffineries et raffiné comme un brut conventionnel.

Dans le cas du **brut vénézuélien de Zuata**, les traitements sur place consistent à envoyer le brut après dilution avec un solvant dans une colonne de distillation atmosphérique, complétée par une colonne de distillation sous vide (figure 10) :

- les distillats atmosphériques sont désulfurés par hydrotraitement classique ;
- le gasoil sous vide est envoyé à une unité d'hydrocraquage pour diminuer la longueur de chaîne des paraffines ;
- le résidu sous vide est envoyé à une unité de cokéfaction, procédé thermique, qui permet de récupérer des distillats, qui sont mélangés aux distillats atmosphériques, et du coke dans lequel sont concentrés les métaux et le soufre. Ce coke formé est malheureusement souvent utilisé comme combustible avec les émissions de CO₂ associées.

Les produits en sortie des unités d'hydrotraitement et d'hydrocraquage constituent le brut synthétique, qui présente des caractéristiques en termes de densité, de point d'écoulement et de teneur en impuretés très voisines d'un brut classique.

À côté de ces unités de conversion, on trouve des unités de production d'hydrogène et de traitement de l'H₂S pour récupérer le soufre.

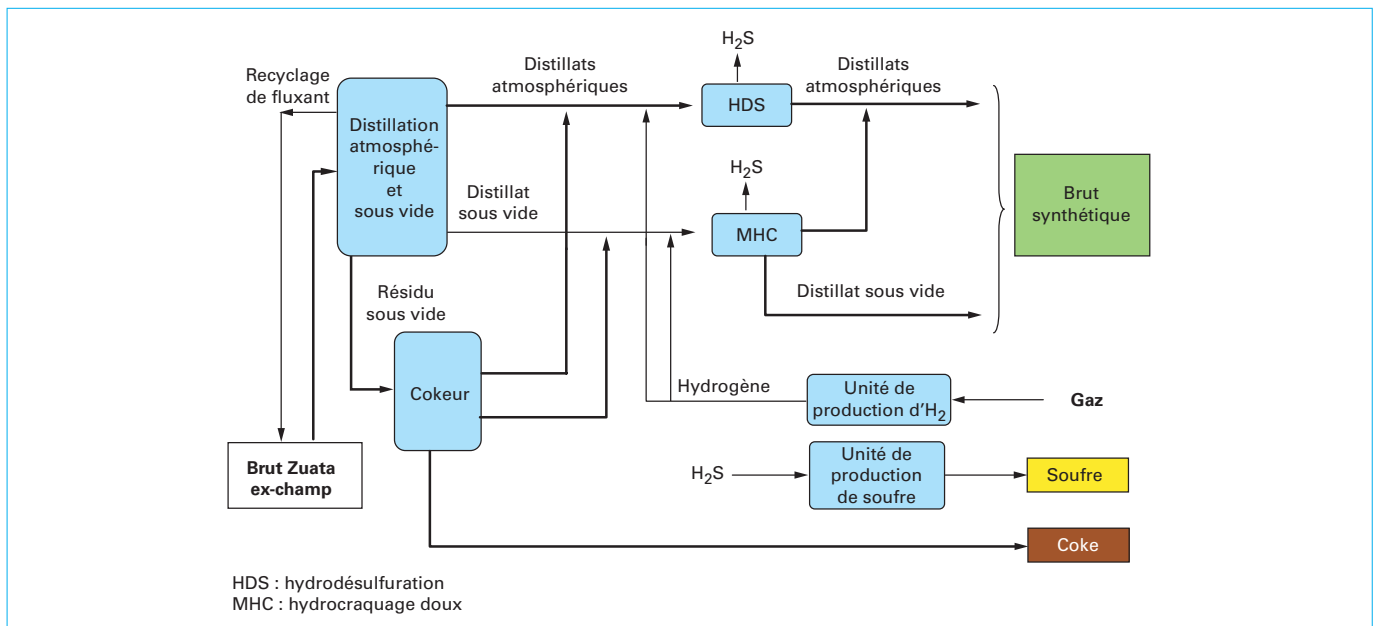


Figure 10 – Valorisation de bruts lourds non conventionnels. Exemple du brut de Zuata (Venezuela)

6.4 Gaz et huiles de schistes ou hydrocarbures de roche-mère

Se reporter à l'article [BE 8 559].

Alors que les gaz et huiles conventionnels se forment dans une roche-mère et migrent vers une roche-réservoir moins profonde qui les piège et dans laquelle la récupération est possible par forage (§ 1), les gaz et huiles de schiste se forment dans des couches argileuses et restent emprisonnés dans ces structures de faible perméabilité, à des profondeurs pouvant dépasser 3 000 m. Pour les récupérer, il est nécessaire de faire appel à la technique de **fracturation hydraulique**, qui fait débat dans certains pays dont la France et qui nécessite de grandes quantités d'eau.

Les ressources mondiales techniquement récupérables sont estimées à $187,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ pour le gaz et $40 \times 10^9 \text{ tep}$ pour l'huile.

L'exploitation par les États-Unis de ce **gaz, dit non conventionnel** dont la composition est proche de celle du gaz naturel, a complètement changé la donne économique. Les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de gaz et le prix de celui-ci est 3 à 4 fois inférieur au prix du gaz en France par exemple.

La pétrochimie bénéficie de ce gaz bon marché, car il se substitue au naphtha (dont le prix dépend du prix du brut), comme charge des vapocraqueurs, unité clef permettant d'obtenir les molécules de base pour la synthèse des polymères et des plastiques (§ 5.2).

Par ailleurs, la disponibilité de ce gaz de schiste pourrait relancer l'intérêt du procédé Fischer-Tropsch (§ 6.5.2.1) de conversion du méthane en carburants par exemple par l'intermédiaire du gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$).

À noter que le seuil de rentabilité pour les procédés décrits dans les paragraphes 6.1 à 6.4 se situe entre 70 et 90 \$ le baril de pétrole brut.

6.5 Diversification des sources d'énergie

6.5.1 Biocarburants

Se reporter aux articles :

- *Biocarburants* [BE 8 550] ;
- *Biocarburants de deuxième génération* [RE 110].

La production de biocarburants s'est accélérée sous l'impulsion de la directive communautaire 2003/30/CE qui fixe, pour 2010, le taux d'incorporation des biocarburants de première génération dans les essences et dans les gasoils en Europe à 5,75 % exprimé en valeur énergétique (7 % en 2020). L'objectif des biocarburants n'est pas de remplacer le pétrole. Ils resteront complémentaires. L'incorporation de biocarburant a plusieurs avantages dont le renforcement de l'indépendance énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'ouverture de nouvelles perspectives pour l'agriculture.

Il existe deux grandes filières de production des biocarburants [10] (figure 11a) :

- la **filière éthanol** qui comprend l'éthanol et l'ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther) pour les véhicules essence ;
- la **filière des huiles végétales** avec l'EMHV (esters méthyliques d'huiles végétales) pour les véhicules diesels.

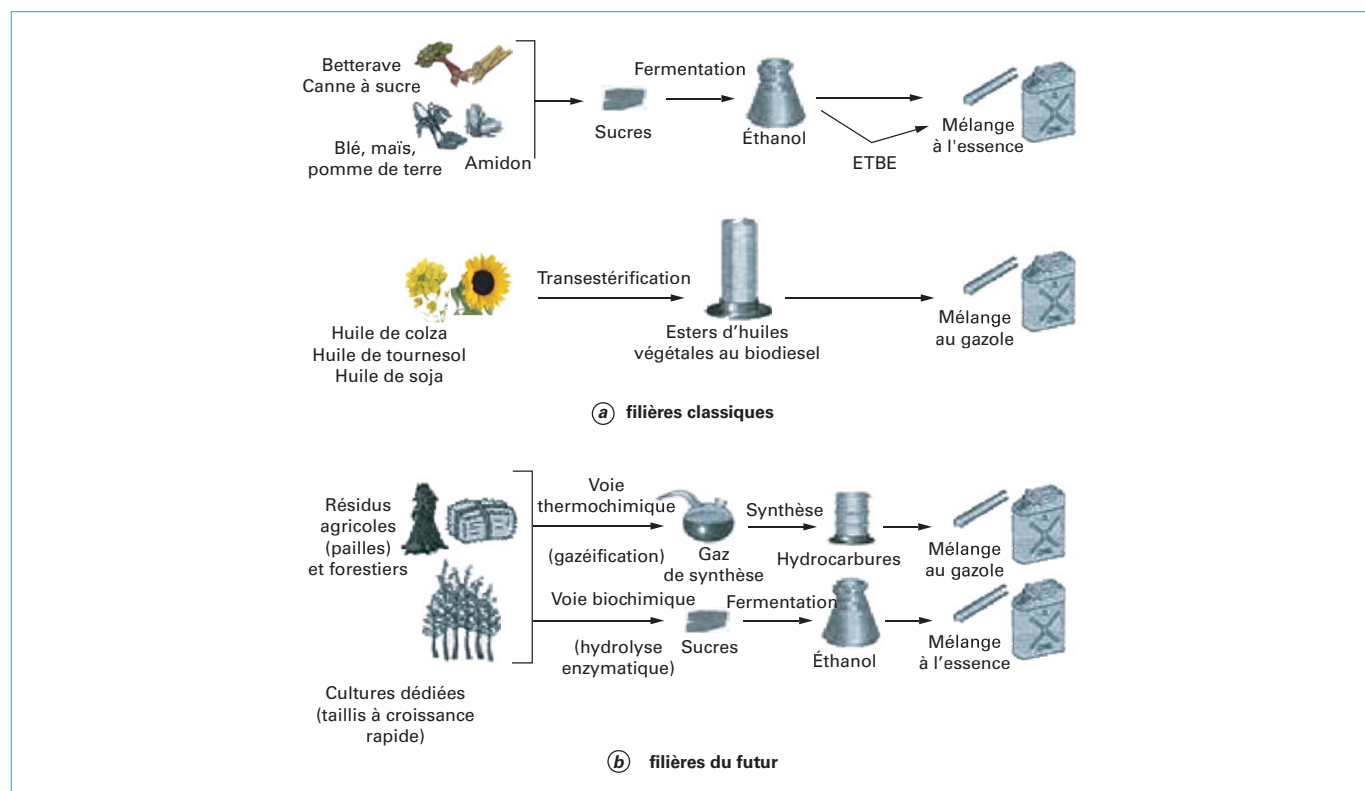


Figure 11 – Filières de production de carburants à partir de la biomasse [10]

6.5.1.1 Filière éthanol

L'éthanol est aujourd'hui produit à partir de plantes sucrières (canne à sucre, betteraves) ou amylacées (blé, maïs). Les procédés de production d'éthanol comportent trois étapes :

- la transformation de la matière première en sucre fermentescibles ;
- la fermentation de ces sucres en éthanol ;
- l'extraction de ce dernier du moût de fermentation principalement par distillation.

L'utilisation de l'éthanol carburant présente des avantages mais également des inconvénients (démixtion, forte enthalpie de vaporisation entraînant des problèmes de démarrage à froid...). Actuellement, l'ensemble du parc européen est compatible avec une utilisation de carburants contenant 5 % d'éthanol (E5).

En Europe, on préfère toutefois utiliser l'ETBE, obtenu par réaction de l'éthanol avec de l'isobutène issu du craquage catalytique, qui ne présente pas les inconvénients de l'éthanol pur et possède des caractéristiques intéressantes pour un usage carburant telles que par exemple un indice d'octane plus élevé et une pression de vapeur réduite.

6.5.1.2 Filière des huiles végétales

Le biodiesel est obtenu à partir de trois graines principales : le colza, le tournesol et le soja. L'huile extraite est envoyée vers les usines d'estérification où les esters méthyliques d'huile végétale (EHMV), plus connus sous le nom de diester, sont obtenus par réaction de l'huile avec le méthanol, qui lui n'est pas une ressource renouvelable. La réaction de transestérification peut être réalisée grâce à la catalyse homogène ou hétérogène.

Le biodiesel obtenu possède un très bon indice de cétane et une densité proche de celle du gasoil pétrolier, mais développe un contenu énergétique plus faible et des caractéristiques à froid moindres.

Les avantages et inconvénients du biodiesel sont plus ou moins marqués suivant son taux d'incorporation dans le gasoil moteur.

La majorité des analyses de cycles de vies montrent que les biocarburants ont globalement un impact positif sur la réduction des gaz à effet de serre. Malgré cela, les **biocarburants dits de première génération** posent des problèmes éthiques, le plus important étant la concurrence à l'usage alimentaire des terres. À cela, il faut ajouter les coûts élevés de production, le changement d'utilisation des terres, voire la destruction de forêts primaires, l'utilisation d'eau, de pesticides... De plus, le développement des biocarburants de première génération va rencontrer des limitations en termes d'approvisionnement en matières premières, en particulier pour les productions d'huiles végétales. C'est pourquoi, les biocarburants de demain dits de 2^e et 3^e générations sont très attendus. Ils seront produits par voie biochimique (bioéthanol cellulosique) ou thermochimique (§ 6.5.2.3).

6.5.2 Carburants de synthèse

Il existe trois filières principales de production de carburants de synthèse qui peuvent être classées par ordre de complexité et d'investissements croissants :

- la filière GTL (*Gas to Liquid*) ;
- la filière CTL (*Coal to Liquid*) ;
- la filière BTL (*Biomass to Liquid*).

6.5.2.1 Filière GTL

Le procédé GTL (*Gas to Liquid*) s'appuie sur le procédé Fischer-Tropsch. Il permet de transformer le gaz naturel, essentiellement constitué de méthane, en carburants liquides.

Le procédé se décompose en quatre étapes :

- la **transformation du gaz naturel en gaz de synthèse ou syn-gas** par les procédés d'oxydation partielle (traitement à l'oxygène entre 1 200 et 1 500 °C et à une pression de 20 à 90 bar) et de reformage à la vapeur (traitement en présence de vapeur d'eau sur catalyseur à base de nickel, entre 840 et 950 °C et à une pression de 20 à 30 bar) ;
- l'**ajustement du rapport H₂/CO** à la valeur requise pour la réaction Fischer-Tropsch, dans un réacteur *Water Gas Shift* afin de convertir une partie du CO du gaz de synthèse en H₂. Une étape de purification est ensuite nécessaire pour éliminer les impuretés du gaz de synthèse (H₂S, COS, CO₂, HCN) ;
- la **synthèse Fischer-Tropsch** pour produire des chaînes carbonées de longueur variable (2 à 80 atomes de carbone) ;
- l'**hydrocraquage final** en présence d'un catalyseur à base de cobalt, afin d'ajuster la longueur de chaîne entre 10 et 20 atomes de carbone pour produire un carburant diesel. Il permet également d'isomériser les chaînes linéaires en chaînes ramifiées dont les températures de solidification sont plus faibles. À l'issue de cette opération, on obtient classiquement, une sélectivité de 30 % environ en naphta paraffinique, excellente charge de vapocraquage et une sélectivité de 70 % en carburant diesel de très haut indice de cétane du fait de sa nature purement paraffinique.

De nombreux projets émergent actuellement de par le monde, initiés par des majors tels que Exxon, Shell, Chevron... Il faut cependant signaler que la croissance de ce procédé est limitée par les coûts d'investissements et par le prix du gaz.

6.5.2.2 Filière CTL

Les réserves mondiales prouvées en charbon représentent 847,5 milliards de tonnes (sources WEC et IPFEN).

Les procédés CTL (*Coal To Liquid*) permettent de transformer le charbon en hydrocarbures liquides.

Ces procédés utilisés lors de la seconde guerre mondiale ou plus récemment en Afrique du Sud pourraient, avec des prix élevés du pétrole, devenir économiquement intéressants, à condition de supporter l'ampleur des investissements nécessaires et de limiter les pollutions associées en particulier au niveau des émissions de CO₂.

Pour transformer le charbon en hydrocarbures liquides, de l'hydrogène doit être ajouté (ou du carbone retiré) dans le but d'amener la teneur massique en hydrogène de 5 % environ dans le charbon à 12,5 à 14,5 % et ainsi obtenir un hydrocarbure aux caractéristiques proches de celles du pétrole. Deux voies existent pour produire des hydrocarbures liquides à partir de charbon, la voie directe et la voie indirecte (« Fischer-Tropsch »).

La **voie directe** ne s'applique qu'à certains types de charbon (les bitumineux et les sub-bitumineux) :

- le charbon est tout d'abord finement broyé avant d'être pulvérisé dans le distillat sous vide produit dans l'unité de liquéfaction, qui joue le rôle de donneur d'hydrogène ;
- le mélange chauffé est introduit dans un réacteur de liquéfaction sous atmosphère d'hydrogène, dans des conditions de température et de pression élevées (400 à 450 °C et 70 à 400 bar) pour un temps de résidence de l'ordre de 30 à 180 min ;

– les gaz, liquides et solides issus de l'étape de liquéfaction sont ensuite séparés. L'essentiel du distillat sous vide est renvoyé au réacteur. La coupe diesel obtenue présente des caractéristiques naphthéniques. Pour être utilisée comme carburant, cette coupe diesel doit être envoyée soit dans une unité d'hydrotraitement sévère, soit dans une unité d'hydrocraquage, afin de l'amener aux spécifications en vigueur, notamment en termes de cétane et de densité. Cette étape supplémentaire entraîne une dégradation significative du rendement diesel et une hausse importante des investissements.

La **voie indirecte** se décline en quatre étapes :

– le charbon est gazéifié en présence de vapeur d'eau et d'oxygène pur à haute température (1 000 °C) et transformé en gaz de synthèse composé d'H₂, de CO, d'H₂O et de CH₄ ;

– le gaz de synthèse est séparé des particules solides puis envoyé dans un réacteur *Water Gas Shift* afin de convertir une partie du CO du gaz de synthèse en H₂ et ainsi ajuster le rapport H₂/CO requis pour les unités de synthèse aval (procédé Fischer-Tropsch). Une étape de purification est ensuite nécessaire pour éliminer les impuretés du gaz de synthèse (H₂S, COS, CO₂, HCN) ;

– la conversion du gaz de synthèse en liquides est réalisée par synthèse Fischer-Tropsch pour transformer le gaz de synthèse en paraffines à longue chaîne ;

– l'hydrocraquage qui permet comme précédemment d'ajuster la longueur des chaînes paraffiniques et de les isomériser afin d'obtenir des produits de haute qualité et très propres allant des naphas aux huiles en passant par les carburants diesel suivant la sévérité de l'hydrocraquage.

Ces technologies ont un coût élevé. Pour une même quantité d'hydrocarbures liquides produite par jour, le coût des investissements pour la filière CTL est 3 à 4 fois plus élevé que pour la filière pétrole. Avec les procédés actuels, on estime que le seuil de rentabilité serait atteint pour le charbon à 20 \$/t à condition que le baril de pétrole se maintienne autour de 70 \$/b. Aujourd'hui, quel que soit le procédé utilisé, le gazole issu du charbon rejette 2 à 2,5 fois plus de CO₂ que son équivalent pétrolier. Cela pourrait être atténué en captant le CO₂ à la source et en le séquestrant. La voie directe qui convertit directement le charbon en liquide est moins gourmande en énergie. Elle présente un meilleur rendement liquide que la voie indirecte (3 à 5 barils par tonne de charbon, contre 2 à 2,5 pour la liquéfaction indirecte). La transformation directe est la voie la plus efficace actuellement disponible.

6.5.2.3 Filière BTL

La filière BTL (*Biomass to Liquid*) de production de gasoil moteur va être alimentée par la biomasse lignocellulosique (résidus de produits alimentaires – pailles, tiges de maïs, végétaux agricoles ou forestiers, bois et déchets, micro-organismes, algues) qui représente la source de carbone renouvelable la plus abondante de notre planète.

Cette filière (figure 11b) est une **voie thermochimique** qui comporte une succession d'étapes unitaires qui vont permettre de produire un carburant de synthèse. Certaines étapes, comme par exemple l'étape de gazéification, ont été démontrées dans le cas des procédés CTL et GTL (§ 6.5.2.1 et 6.5.2.2). Les différentes étapes de traitement permettant de conduire à la fabrication des carburants sont les suivantes :

– le conditionnement de la biomasse par pyrolyse ou torréfaction qui a pour objectif de la transformer en un matériau homogène et injectable dans un gazéifieur ;

– la gazéification qui produit le gaz de synthèse. Tout comme précédemment, pour pouvoir conduire à des carburants liquides par synthèse Fischer-Tropsch ; ce gaz de synthèse doit satisfaire à certaines contraintes, en particulier en termes de rapport H₂/CO et d'impuretés ;

– le traitement du gaz de synthèse (§ 6.5.2) ;

– la synthèse Fischer-Tropsch et l'hydrocraquage (§ 6.5.2.2). Le gasoil ainsi obtenu est exempt de soufre, d'azote et d'aromatiques et possède un indice de cétane de 70 très supérieur à celui obtenu à partir de pétrole, ce qui en fait un carburant de très grande qualité.

Si les étapes de synthèse Fischer-Tropsch et d'hydrocraquage sont bien connues, les efforts de recherche sont actuellement concentrés sur les étapes de conditionnement de la biomasse, de gazéification et d'épuration du gaz de synthèse. Pour aboutir à une production effective d'un tel carburant dans les cinq prochaines années, toutes ces opérations devront être optimisées en termes d'efficacité énergétique et de bilan matière afin d'aboutir à un prix de revient du produit acceptable.

La production de bioéthanol à partir des matériaux lignocellulosiques, même si elle fait intervenir les mêmes étapes que dans le cas des plantes amylacées, se révèle plus difficile, et fait encore l'objet de recherches importantes (figure 11).

6.6 Captage, transport et stockage géologique du CO₂

Évolution du contexte environnemental

Les contraintes environnementales sont de plus en plus fortes pour les compagnies pétrolières et l'opinion publique est très sensible à l'impact de cette industrie sur les écosystèmes locaux et globaux (réchauffement climatique).

D'un point de vue local, une vigilance particulière est apportée aux sites d'extraction pétrolière, au transport du pétrole (dégazage, marées noires) et aux abords des raffineries

De manière plus globale, l'industrie pétrolière est particulièrement confrontée au problème du réchauffement climatique. En 2012, les émissions de CO₂ liées à l'utilisation du pétrole (production, transport, raffinage, utilisation finale) sont de 11,2 milliards de tonnes. Elles représentent une part importante des 31,7 milliards de tonnes de CO₂ générées par l'ensemble des activités humaines. Les installations telles que les raffineries sont soumises aux quotas de CO₂ dans le cadre de l'application du protocole de Kyoto [4].

Pour réduire l'impact environnemental des automobiles, des carburants de moins en moins polluants sont fabriqués. Pour le supercarburant par exemple :

– le soufre (à l'origine des pluies acides) a vu sa teneur baisser progressivement de 2 000 ppm (dans les années 1980) à 10 ppm masse début 2009 ;

– la teneur en benzène (cancérogène) a été réduite de 5 % avant 2000 à 1 % depuis 2000 ;

– le plomb (poison des catalyseurs de dépollution automobile) a été supprimé des carburants auto le 1^{er} janvier 2000.

Le **captage et le stockage du CO₂** (CSC) sont l'une des voies les plus prometteuses pour continuer à utiliser les combustibles fossiles tout en limitant les rejets de CO₂ dans l'atmosphère. La collecte de CO₂ s'adaptera à des installations fixes émettant des quantités annuelles de CO₂ conséquentes, c'est-à-dire lors de la production, du raffinage, de la combustion dans les centrales électriques ou lors de la transformation dans les unités de pétrochimie.

Le CSC devra probablement être mis en œuvre pour les unités de production et de premiers traitements des pétroles lourds non conventionnels. Le traitement de ces pétroles dans le but de leur apporter une fluidité compatible avec leur transport, leur extraction, leur séparation des schistes sera émetteur de quantités importantes de CO₂. Les rejets d'une raffinerie de 200 000 barils

sont d'environ 1,5 Mt de CO₂ par an et les plus importantes raffineries françaises émettent jusqu'à 4 Mt de CO₂ par an. Toutefois, les sources sont multiples, chaque unité émettant à l'atmosphère une certaine quantité de CO₂. Il faudra, soit mettre en place un réseau de collecte de CO₂, soit regrouper pour un site industriel le CO₂ des centrales les plus émettrices.

Initialement prévu à l'horizon 2020, le déploiement industriel du stockage géologique de CO₂ s'est ralenti. Son déploiement ne pourra être effectif qu'à partir du moment où les pilotes auront prouvé l'efficacité du CSC et à partir du moment où, d'un point de vue économique, il sera plus intéressant de stocker que de payer le CO₂ émis ou si le cadre législatif le demande.

6.6.1 Captage

Les trois grandes voies pour le captage du CO₂ sont le captage en postcombustion, le captage en précombustion et l'oxycombustion [11].

6.6.1.1 Captage en postcombustion

En postcombustion, le CO₂ est capté à partir des effluents industriels à faible pression (atmosphérique) et à faible concentration (3 à 20 % en volume). Le CO₂ est séparé des autres constituants des fumées (vapeur d'eau, azote, etc.) sans modification des procédés industriels existants. Le captage du CO₂ se fait le plus couramment avec un solvant (amines par exemple).

6.6.1.2 Captage en précombustion

En précombustion, les combustibles fossiles sont d'abord convertis en gaz de synthèse, un mélange contenant principalement du monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène (H₂). Cette réaction est réalisée par reformage à la vapeur ou oxydation partielle de gaz naturel ou gazéification de charbon ou d'huiles lourdes à hautes pressions (20 à 80 bar). Le CO réagit ensuite avec la vapeur d'eau au cours de l'étape de *shift conversion* pour produire du CO₂ et de l'hydrogène ; après quoi, le CO₂ est séparé de l'hydrogène. Les gaz riches en hydrogène peuvent être utilisés pour produire de l'énergie sans émission de CO₂.

6.6.1.3 Captage en oxycombustion

En oxycombustion, le fuel est brûlé avec de l'oxygène pur qui est produit par une unité de séparation d'air. Au lieu de séparer le CO₂ de l'azote comme en captage précombustion, l'oxygène est d'abord séparé de l'azote. Les effluents sont par conséquent composés essentiellement de CO₂ et de vapeur, dont la séparation par condensation est facile. Une partie des effluents (CO₂ en substitution de l'azote de l'air) est renvoyée vers la chambre de combustion pour contrôler la température de la flamme et ainsi protéger les matériaux constituant le procédé. L'oxycombustion est bien adaptée à une remise à niveau d'une installation existante.

6.6.2 Transport

Le transport du CO₂ vers le site de stockage géologique peut s'effectuer par pipeline ou par bateau.

6.6.3 Stockage géologique

Lorsque le CO₂ a été capté puis transporté, il peut être stocké géologiquement pour de longues périodes – des centaines, des milliers d'années – et ainsi ne plus contribuer au changement climatique. Différents types de réservoirs géologiques sont envisagés pour le stockage géologique du CO₂ :

- les **aquifères salins profonds**, qui ne seront pas utilisés pour la production d'eau potable, ont un potentiel de stockage important (400 à 10 000 Gt de CO₂) ;

- les **réservoirs déplétés de pétrole** et de gaz (920 Gt CO₂) sont intéressants car ils ont prouvé leur capacité à retenir le pétrole et le gaz et sont bien caractérisés (avec ou sans récupération assistée) ; le CO₂ injecté dans le sous-sol peut aussi être utilisé pour améliorer le taux de récupération (EOR) .

- les **veines de charbon** qui ne représentent qu'un potentiel de 40 Gt de CO₂. Leur utilisation serait couplée avec de la récupération de gaz naturel. La principale incertitude liée à l'utilisation de tels réservoirs est l'injectivité.

7. Conclusion : vers la transition énergétique

Accélération de la demande en énergie et *peak oil*

La croissance de la demande en pétrole est soutenue en Chine, en Inde (près de 10 % par an) et reste stable, voire progresse légèrement, aux États-Unis, en Europe et au Japon ainsi que dans les pays en voie de développement.

Depuis 2004, le marché pétrolier connaît de fortes fluctuations qui peuvent provoquer l'envol du prix des bruts, mais aussi des chutes brutales. De 25 \$ en 2002, 38 \$ en 2004, 55 \$ en 2005, le prix du baril du brut s'est envolé ponctuellement jusqu'à 145 \$ en 2008 avant de retomber aux environs de 40 \$ début 2009, et reste au-dessous de 50 \$ au second semestre 2015 après avoir connu une période de 5 ans de quasi stabilité autour de 100 \$. De manière générale, la demande mondiale de pétrole reste alimentée par la croissance économique mondiale, d'autant qu'il n'y a pas, à court terme, d'alternative au pétrole pour les carburants. Par ailleurs, la demande présente d'importantes disparités régionales (tendance à la baisse dans les pays industrialisés et forte hausse dans les pays émergents).

Cependant, par définition, les ressources fossiles sont limitées et inéluctablement un maximum de production ou *peak oil* sera atteint à plus ou moins long terme. Les experts sont divisés quant à son échéance. Pour les plus pessimistes d'entre eux, le pic de production serait très proche, voire déjà derrière nous. Pour les plus optimistes qui tablent sur la capacité d'innovation technologique permettant d'accéder à de nouvelles ressources pétrolières à un coût acceptable, ce pic ne se profilerait pas avant l'horizon 2040.

D'après l'AIE (Agence internationale de l'énergie), la population mondiale en 2030 pourrait s'élever à 8,2 milliards et la demande énergétique mondiale passer de 9,2 milliards de tep en 2000 à 17,1 milliards de tep en 2030. Dans ce scénario, la consommation en pétrole pourrait atteindre 5,5 milliards de tonnes en 2030 contre 3,87 milliards de tonnes en 2007. Deux craintes sont liées à ces perspectives d'évolution :

- la première est la crainte d'une **pénurie de pétrole** ;
- la seconde est la crainte du **réchauffement climatique** liée aux émissions des gaz à effet de serre, responsables de l'augmentation de la température globale de la planète et des phénomènes de changement climatique [12].

Les réserves en hydrocarbures sont certes limitées et le maximum de production (*peak oil*) est prévu à plus ou moins brève échéance mais les réserves en hydrocarbures représentent encore plusieurs décennies de consommation. Cette première contrainte amène dès à présent à initier la transition énergétique qui permettra la substitution du pétrole. Pendant cette période de transition, le pétrole devra probablement être utilisé de manière différente, plus rationnelle et plus propre en faisant appel dès que possible à de nouvelles sources d'énergie. Aujourd'hui, aucune énergie alternative ne peut assurer seule, en l'état actuel des technologies, la succession du pétrole.

La substitution massive et rapide du pétrole dans les **domaines des transports** et de la pétrochimie est un défi majeur particulièrement difficile à relever puisque le pétrole est la source principale et parfois unique d'énergie ou d'approvisionnement. En effet, les secteurs des transports dépendent à 97 % du pétrole. Les carburants synthétiques fabriqués à partir de gaz naturel, de charbon ou de biomasse pourraient représenter un peu plus de 5 % de la consommation mondiale de carburants en 2020. Pour l'instant, la fabrication de ces carburants reste coûteuse. De la même façon, les véhicules hybrides et les véhicules au gaz auront leur rôle à jouer lors de la transition énergétique. Pour les moteurs à hydrogène, qui n'émettent que de la vapeur d'eau, se posent les questions de la distribution et du stockage de l'hydrogène mais également de sa production [12]. En effet, actuellement, l'hydrogène provient essentiellement de ressources fossiles et sa production s'accompagne d'une émission de CO₂ importante.

Dans le domaine de la **chimie**, le pétrole est utilisé pour la fabrication de nombreux produits de la vie quotidienne et la problématique est identique à celle des transports. Aucune autre ressource ne peut aujourd'hui se substituer massivement au pétrole, notamment pour la production de **plastiques** et de **textiles**. Certaines études prévoient qu'à plus ou moins long terme, un quart des produits chimiques pourraient être produits à partir de ressources naturelles. En effet, la fabrication de polyamide 11 à partir d'huile de ricin est connue et industrielle depuis 1945. Cependant, tout

comme pour les biocarburants de première génération, se pose la question de la concurrence des matières premières avec l'usage alimentaire.

Par ailleurs, dans l'**industrie**, des efforts ont déjà été entrepris pour améliorer l'efficacité énergétique. En effet, une efficacité énergétique renforcée permet de réduire la consommation d'énergie et de limiter les rejets atmosphériques de polluants.

Certains secteurs, comme celui de la **production d'électricité**, peuvent s'appuyer sur de nombreuses autres sources d'énergie telles que le nucléaire, l'hydraulique, le solaire et l'éolien.

Dans l'**habitat**, la consommation d'énergie en France a évolué de 42,8 Mtep en 1973 à 46,9 Mtep en 2013 et la part du pétrole est passée de 50 à 14,5 %. Les énergies renouvelables solaires et géothermiques devraient continuer à se développer.

Toutes ces énergies alternatives, renouvelables et plus respectueuses de l'environnement, qui se développent actuellement, seront de manière incontournable associées au pétrole et constitueront ce que les spécialistes appellent le « **bouquet énergétique** » ou le « **mix énergétique** » des décennies à venir.

Pour la réalisation du présent dossier, nous remercions **Pierre BICHET, Alexandre ROJEY, Alain-Yves HUC, Jean-Pierre FAVENNEC, Alain QUIGNARD et Raymond BULLE**.

Pétrole

par **Christine TRAVERS**

Directrice du centre raffinage, pétrochimie, gaz
IFP School, Rueil Malmaison

et **Eric TOCQUÉ**

Responsable du programme énergie et procédés
IFP School, Rueil Malmaison France

Sources bibliographiques

- [1] *Pétrole. Éléments statistiques*. Comité professionnel du pétrole (CPDP) (2013).
- [2] FAVENNEC (J.P.). – *Géopolitique de l'énergie. Besoins, ressources, échanges mondiaux*. IFPEN publications. Éditions Technip, Paris (2009).
- [3] *Intergovernmental panel on climate change*. Rapport IPCC (2007).
- [4] *Protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*. FCCC/INFORMAL/83, GE.05-61647 (F) 070605 090605, Nations Unies (1998).
- [5] SALLE (C.) et DEBYSER (J.). – *Formation des gisements de pétrole. Étude des phénomènes géologiques fondamentaux*. Éd. technip, Paris (1976).
- [6] DURAND (B.). – *Kerogen – Insoluble organic matter from sedimentary rocks*. Edited by DURAND (B.), Éditions Technip (1980).
- [7] TISSOT (B.P.) et WELTE (D.H.). – *Petroleum formation and occurrence*. 2nd Edition, Springer-Verlag, Berlin, FRG (1984).
- [8] GUIBET (J.C.). – *Carburants et moteurs. Technologies, énergie, environnement*. Tome 1, Éditions Technip, Paris (1997).
- [9] LEPRINCE (P.). – *Le raffinage du pétrole – Procédés de transformation*, Éditions Technip, vol. 3, Paris (1998).
- [10] BALLERINI (D.). – *Les biocarburants – Répondre aux défis énergétiques et environnementaux des transports*. Éditions Technip, Paris (2011).
- [11] BROUTIN (P.), LEBAS (E.) et LECOMTE (F.). – *Le captage du CO₂. Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre*. Éditions Technip, Paris (2009).
- [12] ROJJEY (A.). – *Énergie et climat : réussir la transition énergétique*. Éditions Technip, Paris (2008).
- [13] BERTRAND (J.C.) et MILLE (G.). – *Devenir de la matière organique exogène. Un modèle : les hydrocarbures*. BIANCHI (J.C.), MARTY (D.), BERTRAND (J.C.), CAUMETTE (P.) et GAUTIER (M.) eds, Masson, 373, Paris, (1989).
- [14] LANZI (C.). – *Le guide des métiers du pétrole*. Éditions Technip (2012).
- [15] HUC (A.Y.). – *Heavy crude oils – From geology to upgrading : an overview*. Éditions Technip, Paris (2010).
- [16] MOUREAU (M.) et BRACE (G.). – *Dictionnaire du pétrole et autres sources d'énergie*. Éditions Technip, Paris (2008).
- [17] CHARON (G.). – *Gaz de schiste : la nouvelle donne énergétique*. Éditions Technip, Paris.
- [18] BRET-ROUZAUT (N.) et FAVENNEC (J.P.). – *Recherche et production du pétrole et du gaz. Réserves, coûts, contrats*. Éditions Technip, Paris (2014).
- [19] JUHEL (P.). – *Histoire du pétrole*. Vuibert (2011).
- [20] MEYERS (R.A.). – *Handbook of petroleum refining processes*. 3rd Edition, McGraw-Hill Handbooks (2003).

À lire également dans nos bases

POITRAT (E.). – *Biocarburants*. [BE 8 550] (2009).

BROUST (F.), GIRARD (P.) et VAN DE STEENE (L.). – *Biocarburants de seconde génération*. [RE 110] (2013).

VIALLY (R.). – *Hydrocarbures de roche-mère*. [BE 8 559] (2014).

Outils logiciels

ECLIPSE de Schlumberger
<http://www.slb.com>

PUMAFLOW de Beicip
<http://www.beicip.com>

STARS de CMG
<http://www.cmgroup.com>

VIP de Landmard
<http://www.halliburton.com>

Événements

World petroleum congress
<http://www.world-petroleum.org>

Annuaire

Compagnies pétrolières

Compagnies privées multinationales ou « majors » (exploration, production, raffinage et distribution)

Exxon Mobil
<http://www.exxonmobil.com>

Shell
<http://www.shell.com>

BP
<http://www.bp.com>

Total
<http://www.total.com>

PÉTROLE

- Chevron**
<http://www.chevron.com>
- Compagnies nationales**
- Saudi Aramco** (Arabie Saoudite)
<http://www.saudiaramco.com>
- Sinopec** (Chine)
<http://www.sinopecgroup.com/group/en/>
- Sonatrach** (Algérie)
<http://www.sonatrach-dz.com>
- Petronas** (Malaisie)
<http://www.petronas.com>
- Petrobras** (Brésil)
<http://www.petrobras.com>
- Petrochina Company Limited** (Chine)
<http://www.petrochina.com.cn/ptr/>
- StatoilHydro** (Norvège)
<http://www.statoilhydro.com>
- PDVSA** (Vénézuéla)
<http://www.pdvsa.com>

Compagnies impliquées dans l'aval pétrolier

- LyondellBasell**
<http://www.lyondellbasell.com>
- Pétroplus**
<http://www.petroplusholdings.com>
- Ingénieries**
- Technip**
<http://www.technip.com>
- Axens**
<http://www.axens.net>
- Foster Wheeler**
<http://www.fosterwheeler.com>
- Saipem**
<http://www.saipem.eni.it>
- Litwin**
<http://www.litwin.fr>

Recherche pétrolière et production

- Anadarko**
<http://www.anadarko.com>

- Perenco**
<http://www.perenco.com>
- Maurel et Prom**
<http://www.maureletprom.fr>
- Prosernat**
<http://www.prosemat.com>
- Beicip**
<http://www.beicip.com>

Organismes – Fédérations – Associations (liste non exhaustive)

- Comité professionnel du pétrole CPDP**
<http://www.cpdp.org>
- IFPEN**
<http://www.ifpen.fr>
- World Energy Council WEC**
<http://www.worldenergy.org>
- Total Planète Énergies**
<http://www.planete-energies.com>
- Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi**
<http://www.industrie.gouv.fr>
- Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel ASPO**
<http://www.peakoil.net>
- Intergovernmental Panel on Climate Change**
<http://www.ipcc.ch>
- Organisation des pays exportateurs de pétrole OPEC** (Organization of Petroleum Exporting Countries)
<http://www.opec.org>
- AIE agence internationale de l'énergie** (International Energy Agency)
<http://www.iea.org>
- US Department of Energy**
<http://www.energy.gov>
- Association des techniciens et professionnels du pétrole AFTP**
<http://www.gep-aftp.com/>
- Laboratoires – Bureaux d'études – Écoles – Centres de recherche (liste non exhaustive)**
- IFP Energies Nouvelles IFPEN**
<http://www.ifpen.fr>
- IFP School**
<http://www.ifp-school.com>

Données statistiques et économiques

Tableau 1 – Réserves mondiales de pétrole brut (réserves prouvées en millions de tonnes)
(doc. CPDP)

Continent	2010	2011	2012	2013	2014
Amérique du Nord (Canada, États-Unis)	26 512	26 512	26 508	27 566	27 964
Amérique Latine	18 423	33 770	33 967	45 865	45 905
Afrique	16 250	16 863	16 945	17 427	17 289
Europe	15 306	15 139	15 111	17 859	17 916
CEI	13 489	13 489	13 489	16 217	16 217
Proche-Orient	102 777	102 717	109 087	108 753	109 021
Extrême-Orient/Océanie	5 476	5 491	5 734	6 188	6 259
Total mondial	184 745	200 493	207 353	223 657	224 354
<i>dont OPEP</i>	<i>129 779</i>	<i>145 265</i>	<i>151 821</i>	<i>163 671</i>	<i>163 825</i>
Monde (ratio réserve/production)	47,4	51,1	51,5	55,5	-

GAGNEZ DU TEMPS ET SÉCURISEZ VOS PROJETS EN UTILISANT UNE SOURCE ACTUALISÉE ET FIABLE

Techniques de l'Ingénieur propose la plus importante collection documentaire technique et scientifique en français !

Grâce à vos droits d'accès, retrouvez l'ensemble des **articles et fiches pratiques de votre offre, leurs compléments et mises à jour,** et bénéficiez des **services inclus.**



RÉDIGÉE ET VALIDÉE
PAR DES EXPERTS



MISE À JOUR
PERMANENTE



100 % COMPATIBLE
SUR TOUS SUPPORTS
NUMÉRIQUES



SERVICES INCLUS
DANS CHAQUE OFFRE

- > + de 350 000 utilisateurs
- > + de 10 000 articles de référence
- > + de 80 offres
- > 15 domaines d'expertise

- Automatique - Robotique
- Biomédical - Pharma
- Construction et travaux publics
- Électronique - Photonique
- Énergies
- Environnement - Sécurité
- Génie industriel
- Ingénierie des transports
- Innovation
- Matériaux
- Mécanique
- Mesures - Analyses
- Procédés chimie - Bio - Agro
- Sciences fondamentales
- Technologies de l'information

**Pour des offres toujours plus adaptées à votre métier,
découvrez les offres dédiées à votre secteur d'activité**

Depuis plus de 70 ans, Techniques de l'Ingénieur est la source d'informations de référence des bureaux d'études, de la R&D et de l'innovation.

www.techniques-ingenieur.fr

CONTACT : Tél. : + 33 (0)1 53 35 20 20 - Fax : +33 (0)1 53 26 79 18 - E-mail : infos.clients@teching.com

LES AVANTAGES ET SERVICES compris dans les offres Techniques de l'Ingénieur

ACCÈS



Accès illimité aux articles en HTML

Enrichis et mis à jour pendant toute la durée de la souscription



Téléchargement des articles au format PDF

Pour un usage en toute liberté



Consultation sur tous les supports numériques

Des contenus optimisés pour ordinateurs, tablettes et mobiles

SERVICES ET OUTILS PRATIQUES



Questions aux experts*

Les meilleurs experts techniques et scientifiques vous répondent



Articles Découverte

La possibilité de consulter des articles en dehors de votre offre



Dictionnaire technique multilingue

45 000 termes en français, anglais, espagnol et allemand



Archives

Technologies anciennes et versions antérieures des articles



Impression à la demande

Commandez les éditions papier de vos ressources documentaires



Alertes actualisations

Recevez par email toutes les nouveautés de vos ressources documentaires

*Questions aux experts est un service réservé aux entreprises, non proposé dans les offres écoles, universités ou pour tout autre organisme de formation.

ILS NOUS FONT CONFIANCE



www.techniques-ingenieur.fr

CONTACT : Tél. : + 33 (0)1 53 35 20 20 - Fax : +33 (0)1 53 26 79 18 - E-mail : infos.clients@teching.com