

Chapitre n° 1

Le pétrole L'énergie fossile la plus utilisée dans le monde

Au début du XX^e siècle, le pétrole, avec une production de seulement 20 millions de tonnes, ne tenait encore qu'une place marginale dans l'approvisionnement énergétique mondial. Il représentait moins de 5 % de l'énergie consommée. En 1973 près de trois milliards de tonnes de pétrole ont été extraites du sous-sol, 2867 millions exactement selon les données de l'Agence internationale de l'énergie. Elles constituaient alors un peu plus de 45 % de l'énergie primaire commercialisée dans le monde. Un peu plus de 30 ans plus tard, en 2005, l'extraction avait encore progressé d'un milliard de tonnes mais le pétrole n'assurait plus que le 36 % de la consommation énergétique mondiale. L'objet des développements qui suivent est d'essayer de comprendre les raisons de l'arrivée tardive, à l'échelle historique, du pétrole sur la scène énergétique, puis de sa fulgurante ascension et enfin de la remise en cause actuelle de son importance.

I. Les caractéristiques techniques du pétrole l'ont rendu peu exploitable à grande échelle par les sociétés humaines jusqu'au milieu du XIX^e siècle (5) (9)

Le pétrole est connu par depuis longtemps. Son nom vient de deux mots latins qui le désignent comme une « huile de roche ». Dès l'Antiquité les suintements d'hydrocarbures visqueux qui se produisent dans des régions comme le nord de l'actuel Irak étaient utilisés pour assurer l'étanchéité des navires. Ce produit au Moyen Âge était l'un des ingrédients principaux des projectiles incendiaires lancés sur les navires ennemis. C'était le fameux feu grégeois mis au point par les militaires de l'Empire byzantin. Ces huiles furent utilisées par la suite à des usages médicaux. Les quantités mises en jeu demeuraient anecdotiques. La demande augmenta à partir de la fin du XVIII^e siècle avec la mise au point de la lampe à huile qui améliorerait considérablement les possibilités d'éclairage. Elle était alimentée par des combustibles divers allant de l'huile de baleine au pétrole.

C'est pour répondre à cette demande que des Américains, en 1859, forèrent des puits dans une région de la Pennsylvanie où existaient des suintements de pétrole. L'hypothèse était que l'on devrait trouver dans le sous-sol des quantités plus importantes. La surprise fut qu'après avoir foré à une profondeur d'une vingtaine de mètres du pétrole se mit à jaillir spontanément. Drake, qui conduisait ce chantier, venait de mettre en exploitation un nouveau type de gisements pétroliers, ceux que l'on qualifie de nos jours de « conventionnels ». C'est sur eux que repose encore la quasi-totalité de la production actuelle. Les premières quantités de pétrole extraites furent chargées dans des barils à huile d'une contenance de 159 litres. Ce mode de conditionnement a été abandonné depuis longtemps mais l'usage a persisté de continuer à utiliser cette unité pour évaluer les quantités de pétrole produites. Les cotations sur les marchés se font toujours en « barils¹ ».

A. Les différents types de gisements

Les caractéristiques des différents types de gisements sont dues essentiellement au fait que les produits contenus ne se situent pas tous aux mêmes stades du long processus qui conduit à la genèse du pétrole. Le pétrole, comme le gaz naturel, est un hydrocarbure, c'est-à-dire qu'il est composé essentiellement de molécules de carbone et d'hydrogène. Elles proviennent de la transformation de matières organiques qui se sont accumulées au fil du temps au fond de mers peu profondes ou de lagunes et ont été recouvertes de particules minérales d'origine sédimentaire peu après leur dépôt ce qui a empêché leur destruction par les bactéries. Si ces matières organiques se situent dans une région affectée par des mouvements de subsidence, elles vont être enfouies sous des couches de sédiments de plus en plus épaisses. Cela entraîne une augmentation de la pression et de la température qui modifie peu à peu la matière organique. Les atomes de carbone et d'hydrogène se réorganisent et s'associent pour former le kérogène. On est alors en présence d'une « roche mère » car c'est en son sein que se sont produites ces transformations. Si la profondeur de l'enfouissement ne dépasse pas les 1 000 mètres et que cette roche mère se trouve ultérieurement poussée vers la surface par la tectonique, cela donne des « schistes bitumineux ». Il s'agit le plus souvent plutôt de marnes mélangées à du kérogène. Ce type de gisement est difficilement exploitable

1. Le baril est une unité de volume. La densité des bruts étant variable il n'est pas aisé de convertir le baril en tonnes métriques. On peut considérer pour simplifier les choses que 7,5 barils équivalent à peu près à une tonne. Une production d'un million de barils/jour correspond de ce fait grosso modo à une production annuelle d'environ 50 millions de tonnes. La persistance de l'usage d'une unité qui ne relève pas du système métrique traduit bien le fait que l'activité pétrolière a été pendant très longtemps complètement dominée par les anglo-saxons.

car le kérogène s'y présente sous la forme d'une matière quasiment solide. Il s'agit en quelque sorte de gisements inaboutis¹. Il y a deux façons d'utiliser ce produit: soit on lui fait subir un traitement à haute température pour lui faire libérer des hydrocarbures liquides, soit on le brûle en l'état comme s'il s'agissait de lignite pour produire de l'électricité. Cette technique est utilisée de nos jours par l'Estonie pour obtenir la quasi-totalité de l'énergie électrique élaborée dans ce pays. Ces usages sont coûteux et assez polluants mais les gisements de ce type sont très abondants dans le monde. (20)

Si l'enfouissement se poursuit, sous l'effet de l'augmentation de la pression et de la chaleur le kérogène commence à générer des hydrocarbures liquides parce que ses molécules se cassent pour en donner de plus petites. Lorsque l'on se situe à plus de trois mille huit cent mètres de profondeur la chaleur devient si élevée que le renforcement de la fragmentation des molécules organiques de départ donne naissance à des hydrocarbures essentiellement gazeux. Il a commencé à se former un peu de gaz auparavant. Celui-ci est alors mélangé au pétrole. Ces hydrocarbures liquides et gazeux soumis à une forte pression et à une chaleur élevée ont tendance à migrer de la roche mère où ils se sont formés. Ils s'infiltrent à travers les couches géologiques voisines. S'ils atteignent la surface leurs composants les plus volatils s'évaporent et les autres sont attaqués par les bactéries. À terme ne vont plus subsister que les fractions les plus denses, les plus épaisses qui constituent les gisements dits de sables asphaltiques ou d'huiles extra-lourdes. Les plus connus se situent au Canada, dans la région de l'Athabasca, et au Venezuela. Leur exploitation est difficile car il s'agit de matières denses qu'il n'est pas facile de dissocier des roches au sein desquelles elles se trouvent. Les procédés utilisés varient selon le degré de fluidité des huiles, elle-même en partie fonction de la température à laquelle se trouve le sous-sol. Il faut parfois creuser des puits horizontaux où est injectée de la vapeur ou un solvant destiné à fluidifier le brut extra-lourd qui sera ensuite récupéré. L'utilisation des pompes très puissantes peut être suffisante si le pétrole se présente sous phase liquide. Dans tous les cas des traitements spécifiques ultérieurs sont indispensables pour que ces hydrocarbures puissent être ensuite traités dans des raffineries classiques.

Si lors de sa migration le pétrole ne peut atteindre la surface parce qu'il rencontre une couche de roches imperméables, il va s'accumuler au sein de ce que les géologues appellent un « piège ». Un anticlinal dont la couche sommitale

1. Des gisements de ce type ont été exploités en France dans la région d'Autun au cours du XIX^e siècle. Ce matériau après chauffage fournissait de l'huile pour l'éclairage public ou était brûlé directement dans une centrale thermique. Cette activité disparut définitivement en 1957 et a donné lieu à la formation de terrils par l'accumulation des déchets.

est surmontée d'argile est un très bon exemple de piège. Sa forme de dôme favorise l'accumulation du pétrole et l'empêche de s'échapper latéralement. De nombreux autres types de structures géologiques peuvent servir de pièges (5). De grandes quantités de pétrole s'accumulent si les roches magasins qui le contiennent ont une bonne porosité. Le pétrole ne se présente pas sous forme d'une poche de liquide, il imprègne la roche-réservoir un peu à la façon de l'eau dans une éponge domestique. Si un forage perce la couche imperméable le pétrole sous l'effet de la pression qui s'exerce sur le liquide et les gaz dissous contenus va jaillir spontanément à la surface.

Ces gisements dits conventionnels présentent l'avantage de fournir une source d'énergie dense, liquide et par conséquent facile à transporter, que l'on peut exploiter avec peu de main-d'œuvre puisque le produit sort de terre spontanément. Cela constitue un avantage considérable car cela rend possible l'exploitation dans des régions où en raison des conditions naturelles il serait très coûteux et très difficile de faire venir une main-d'œuvre abondante. C'est le cas de déserts chauds comme le Sahara aussi bien que de régions arctiques comme l'Alaska ou la Sibérie septentrionale. L'on peut exploiter des gisements sous-marins sous grande profondeur d'eau, 1 500 mètres par exemple dans le cas de « Girassol » mis en exploitation par Total au large de l'Angola. On commence à identifier des gisements qui se trouvent sous de très épaisses couches de sédiments. En 2006, par exemple, a été annoncée la découverte d'un gisement important dans le golfe du Mexique. Il a été repéré sous 6 000 mètres de sédiments, dans une mer profonde de 2 000 m. Cette possibilité de traquer le pétrole dans des contextes extrêmes ne peut évidemment se faire que si les prix du marché sont élevés. En dehors même de la question de la profondeur de leur enfouissement, les gisements de pétrole n'offrent pas tous les mêmes facilités d'exploitation. Des structures géologiques très complexes ne permettent pas d'atteindre les mêmes débits par puits d'exploitation que lorsque l'on est en présence de couches sédimentaires peu bouleversées.

Les gisements de pétrole conventionnels se trouvent nécessairement dans des bassins sédimentaires à une certaine profondeur, ce qui pose le problème de leur repérage. L'anticlinal, ou toute autre structure géologique contenant du pétrole, peut être recouvert par des roches ayant une disposition très différente de sorte qu'à la surface rien ne permet *a priori* de l'identifier. Il faut se livrer à des explorations faisant appel à des méthodes de plus en plus sophistiquées, études sismiques en trois dimensions par exemple, pour

identifier les structures profondes susceptibles d'être des pièges à pétrole. Les gisements facilement repérables ayant déjà été identifiés, il devient de plus en plus coûteux de procéder à ce genre de recherche.

Lorsqu'une structure géologique favorable a été identifiée rien ne dit qu'elle contient du pétrole en quantités suffisantes pour justifier sa mise en exploitation. Le pétrole représente une si faible proportion de la masse de matières constituées par les roches qui le contiennent que l'on ne peut identifier à coup sûr à partir de la surface les quantités présentes à plusieurs milliers de mètres de profondeur. Il est indispensable de procéder à des forages d'exploration dont le coût peut être élevé, de 10 à 100 millions d'euros selon qu'ils se situent dans des régions commodes d'accès ou en pleine mer avec des profondeurs d'eau qui peuvent atteindre plusieurs milliers de mètres. La majorité de ces forages, quatre fois sur cinq en moyenne à l'heure actuelle, aboutit à la conclusion que l'on n'est pas en présence d'un gisement exploitable.

Lors de la mise en exploitation d'un gisement, le pétrole commence par jaillir sous l'effet de la pression. Il faut être en mesure au début de canaliser ce flux en disposant judicieusement les puits d'extraction à travers le champ pétrolifère et en séparant les gaz de la fraction liquide. Au bout d'un certain temps la pression interne n'est plus suffisante pour permettre la récupération des hydrocarbures. C'est en moyenne entre un cinquième et un quart des hydrocarbures présents qui sont récupérés de manière spontanée. Pour accroître le taux de récupération il faut procéder à des opérations délicates dont l'efficacité est variable selon les caractéristiques du gisement. On réinjecte, par exemple, les gaz récupérés¹ pour faire remonter la pression interne. On peut aussi envisager des procédés plus sophistiqués et coûteux, comme l'envoi de vapeur d'eau très chaude sous pression – pour favoriser la fluidification du pétrole restant et la fragmentation des roches encaissantes – ou l'injection de produits chimiques susceptibles de réduire l'adhérence existant entre les molécules de pétrole restantes et les roches encaissantes, etc. On peut espérer atteindre dans les meilleurs des cas des taux de récupération de l'ordre de 50 %. La moyenne mondiale actuelle se situe aux alentours de 35 %. L'amélioration de ces pourcentages est un grand enjeu puisque l'on peut schématiquement dire que la majeure partie du pétrole contenue dans un gisement est à l'heure actuelle en fin de compte laissée sur place.

1. Dans une étude réalisée sous l'égide de la Banque mondiale, il était estimé que, en 2005, près de 150 milliards de m³ de gaz dans le monde étaient encore brûlés en pure perte dans les torchères. Cela produisait en outre une quantité de gaz à effet de serre considérable qui équivalait à celle issue de l'ensemble du transport aérien mondial.

Les gisements pétroliers, comme toutes les ressources extraites du sous-sol, présentent des facilités d'exploitation très différentes d'un endroit à l'autre. L'inégale profondeur, la plus ou moins grande abondance des hydrocarbures présents, le caractère plus ou moins réguliers des structures géologiques, les difficultés liées au contexte naturel local créent d'énormes disparités dans les coûts de revient entre par exemple un puits terrestre au débit très abondant situé en Arabie saoudite et un puits en eau profonde exploité dans l'Arctique ou même en mer du Nord où la production par unité d'extraction est beaucoup plus modeste. Les auteurs (5) (9) évaluent les coûts de production, à l'heure actuelle entre 3/5 dollars le baril dans les cas les plus favorables jusqu'à 15 ou 20 dans les situations les plus difficiles. Lorsque les prix de vente dépassent les 60 dollars, il est évident que la rentabilité des bons gisements devient alors sans commune mesure avec celle de la plupart des autres activités industrielles. Cela permet d'envisager la mise en exploitation de puits présentant des conditions très difficiles et crée une rente énorme pour les autres.

Les caractéristiques techniques des gisements pétroliers font qu'ils sont exploitables partout dans le monde, mais leur mise en valeur est coûteuse et exige de plus en plus des techniques sophistiquées. L'exploitation du pétrole ne pouvait devenir notable qu'à partir du moment où un certain niveau technologique était atteint. Les acteurs principaux doivent avoir une grande taille économique.

B. La nécessité du raffinage

Le pétrole extrait n'est guère utilisable en l'état car il contient de nombreuses impuretés qui l'ont imprégné au cours de sa circulation à travers les différentes couches géologiques. Sa densité est très variable. Il n'y a pas un pétrole mais un ensemble de bruts aux caractéristiques très différentes. Les professionnels distinguent des centaines de variétés. Les utilisateurs ont besoin de produits aux caractéristiques constantes et bien définies. Ce n'est pas par hasard si Rockefeller, fondateur au XIX^e siècle de la plus grande firme pétrolière, l'appela « Standard Oil ». Il voulait indiquer par là que ses raffineries fournissaient des produits « standardisés ».

Le raffinage est une opération indispensable et complexe. Il s'est beaucoup perfectionné, il comporte schématiquement trois types d'opérations :

- La distillation atmosphérique. Le pétrole est injecté à la base d'une tour de 60 m de hauteur. Il est alors chauffé à 350/400 °C. Les fractions les plus légères se vaporisent et s'élèvent jusqu'au sommet de la tour. Des plateaux situés à différents niveaux récupèrent les différents produits et les condensent par refroidissement. Les plus élevés captent les gaz de

pétrole, butane et propane. Ceux situés à des niveaux inférieurs recueillent les fractions légères, kérosène et naphta notamment. Ce dernier est la matière première de base de la pétrochimie. À la base de la tour restent les fractions les plus denses, fuels lourds et bitumes par exemple. Ces opérations de fractionnement sont réalisées à une pression proche de celle de l'atmosphère ambiante, ce qui justifie l'expression qui sert à les désigner.

- La proportion des différents sous-produits obtenus lors de la distillation atmosphérique est fonction de la composition du brut, elle ne répond pas nécessairement aux besoins du marché qui peut réclamer principalement de l'essence pour automobiles et du carburant pour l'aviation, des produits légers, alors que le brut distillé est riche en fractions lourdes. Ces dernières peuvent être converties. Leurs molécules lourdes sont cassées en plus petites. Cette opération s'appelle le craquage catalytique. Elle est effectuée à haute température, 500 °C, en présence d'un catalyseur. Ce procédé très complexe dans la pratique exige beaucoup de savoir-faire et d'investissements. Il est assez coûteux en énergie.
- La finition des produits consiste à les débarrasser des molécules qui peuvent être nuisibles à l'environnement comme le soufre et à leur donner les compositions exactes exigées par les réglementations et la meilleure efficacité finale.

Le raffinage est une opération complexe qui se fait à l'aide d'une installation spécialisée dans le traitement de certains bruts en vue de fournir une palette de produits donnés. La nécessité de s'adapter à un contexte changeant, tant en ce qui concerne les matières premières que les produits finis, oblige l'industrie à sans cesse procéder à de nouveaux investissements même si la demande globale n'augmente pas. Les exigences des consommateurs et des pouvoirs publics sont de plus en plus fortes. On veut des carburants les moins polluants possibles alors que les nouveaux gisements mis en exploitation récemment sont de plus en plus soufrés.

Le pétrole conventionnel possède en tant que source d'énergie de nombreux atouts mais son utilisation ne peut se faire qu'au prix de la mise en place d'une filière complexe et faisant appel à des technologies sans cesse plus sophistiquées. Si le nom des grandes firmes pétrolières est connu de tous il ne faut pas oublier que la mise en valeur de cette énergie a donné naissance à nombre d'autres entreprises rangées dans la catégorie des industries « parapétrolières ». Il s'agit de groupes qui aident à l'exploration géologique et à l'interprétation des données comme la firme d'origine française Schlumberger. Il faut

construire des plates-formes marines, des raffineries. Autant de marchés pour des entreprises industrielles et des sociétés d'ingénierie comme le français Technip ou l'américain Halliburton.

La longueur de l'ensemble des opérations qui vont de l'extraction à la fourniture de produits finis au consommateur entraîne une consommation énergétique non négligeable. 6 % à 7 % de la production pétrolière est auto-consommée au sein de cette filière. Une quantité globalement comparable est utilisée pour des usages non énergétiques : élaboration de produits lubrifiants ou des éléments qui servent à fabriquer les matières plastiques.

En résumé on peut dire que le pétrole dispose de deux grands atouts. C'est la source d'énergie fossile la plus dense, une tonne de pétrole équivaut schématiquement à une tonne et demie d'un charbon de bonne qualité. Le pétrole est aussi la source la plus facile à transporter parce qu'il se présente sous forme liquide ce qui facilite beaucoup les manipulations. Le pétrole souffre de deux inconvénients : le repérage et l'exploitation des gisements ainsi que l'élaboration des produits destinés à l'utilisation nécessitent un niveau technologique important qui n'a guère été atteint avant les débuts du XX^e siècle. Il est à noter que les obstacles qui viennent d'être évoqués disparaissent dès lors que la filière s'est développée suffisamment pour que des acteurs importants soient en place car leur présence crée un groupe de pression très efficace pour favoriser l'essor de cette énergie. Tout le problème au début de l'ère pétrolière consistait à trouver des marchés assez rentables pour justifier les premières mises de fonds.

II. L'irrésistible ascension du pétrole au cours des trois premiers quarts du XX^e siècle

Il ne suffisait pas d'être en mesure de maîtriser la filière pétrolière pour justifier sa mise en valeur. Encore fallait-il trouver des marchés pour un produit qui à capacité énergétique comparable coûtait à la fin du XIX^e siècle, selon les calculs de P. Bairoch (3) trois à quatre fois plus cher que le charbon. L'usage qui avait incité à faire les premiers forages au milieu du XIX^e siècle, à savoir l'éclairage, cessa d'être attractif à la fin de ce siècle car la diffusion de la lampe électrique se fit au détriment de la lampe à pétrole. L'électricité était alors produite essentiellement à partir du charbon, combustible abondant et peu coûteux. C'est la combinaison de trois grands nouveaux facteurs qui a permis au pétrole de s'imposer progressivement au cours du vingtième siècle.