

Le pétrole

Primaire et collège

Résumé

Ainsi qu'en attestent les témoignages archéologiques, l'homme exploite le pétrole depuis la nuit des temps. Par exemple, au Moyen-Orient, pendant l'Antiquité, les Sumériens utilisaient le bitume comme élément de leur statuaire, pour rendre étanches des paniers ou jointoyer les briques de terre crue de certains édifices.

le pétrole

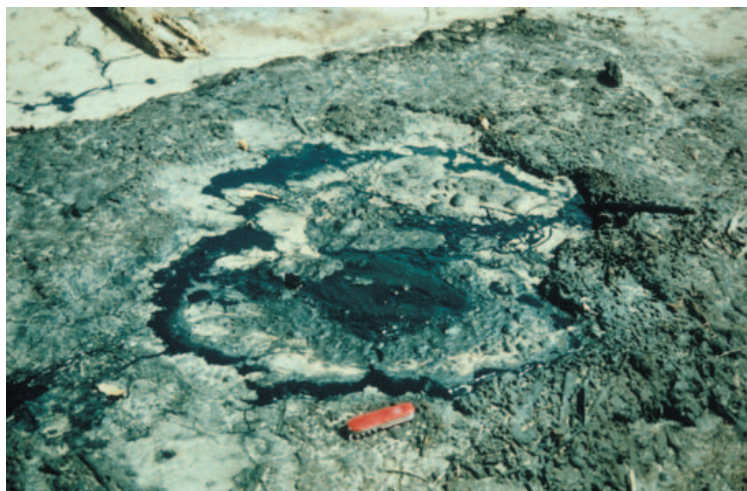
Alain-Yves Huc

Ainsi qu'en attestent les témoignages archéologiques, l'homme exploite le pétrole depuis la nuit des temps. Par exemple, au Moyen-Orient, pendant l'Antiquité, les Sumériens utilisaient le bitume comme élément de leur statuaire, pour rendre étanches des paniers ou jointoyer les briques de terre crue de certains édifices. De même, le calfatage des bateaux a-t-il de tout temps été assuré par de la poix, quand cette dernière était disponible. Bitume et poix correspondent à des termes vagues désignant des produits pétroliers ayant plus ou moins la consistance du goudron que l'on étend sur nos routes.

Pour obtenir cette matière première, l'homme a mis à profit les suintements naturels de substances pétrolières plus ou moins visqueuses, existant dans certaines régions du monde. Sur ces sites d'approvisionnement, qui peuvent constituer de véritables lacs, le pétrole se présente sous la forme de matières « bitumineuses » ou de « fontaines de pétrole » (voir la photo ci-contre). Ces dernières, décrites par Marco Polo en Azerbaïdjan, sont semblables à des sources d'eau, mais elles produisent du pétrole... D'autres émanations de fluides pétroliers, cette fois gazeux, peuvent également se rencontrer, souvent en association avec les précédentes. Ce gaz, sensiblement le même que celui qui alimente les brûleurs de nos

cuisinières, peut s'enflammer au contact de l'atmosphère. Certaines de ces manifestations naturelles peuvent atteindre une ampleur exceptionnelle. Des falaises entières crachant du feu (que l'on appelle *gash i turush* au Moyen-Orient), voilà qui devait frapper l'esprit des peuples de l'Antiquité !

La quête de sites où il serait possible de s'approvisionner avec cette matière première a donc été une préoccupation permanente des sociétés humaines. Au Moyen Âge, les Chinois ont été les premiers à dépasser le stade de la collecte de surface en forant, à l'aide de tubes de bambou, de véritables puits à proximité de ces suintements. La demande de produits pétroliers s'est considérablement accrue à la fin du XVIII^e siècle avec la découverte de la lampe à pétrole. Les besoins en « pétrole lampant », c'est-à-dire d'une fraction du pétrole obtenue par distillation du pétrole naturel, et les vertus thérapeutiques supposées de certains dérivés pétroliers sont à l'origine de l'entreprise du colonel Edwin Drake, bien connu des lecteurs de *Lucky Luke*. À la recherche du précieux liquide, il jeta son dévolu sur la Pennsylvanie, aux États-Unis, une région où les suintements pétroliers – ou indices de surface – étaient connus depuis fort longtemps. Le forage qu'il y entreprit près de Titusville pendant l'été 1859, et qui provoqua un jaillissement spectaculaire de



Indices pétroliers de surface
Suintement de pétrole dans un lac de bitume
du delta de l'Orénoque, au Venezuela.



Émanation de gaz naturel entrant en combustion spontanée au contact de l'air à Chimera en Turquie. Ce phénomène est peut-être à l'origine de la légende de la Chimère, monstre à corps de chèvre, tête de lion et queue de serpent, qui souffle le feu (clichés de l'auteur).

pétrole provenant d'un gisement situé à une vingtaine de mètres de profondeur à peine, est associé dans la mémoire collective au début de l'aventure pétrolière, elle-même intimement liée au développement industriel de nos sociétés.

Qu'est-ce que le pétrole ?

Le pétrole est un fluide géologique présent dans des gisements souterrains. À l'état naturel, c'est-à-dire de pétrole brut, il se présente généralement sous la forme d'un liquide brun plus ou moins visqueux, mais aussi, parfois, sous la forme d'un liquide incolore ou, à l'inverse, de substances pâteuses, voire solides

– ces dernières sont connues sous le vocable d'« asphaltites » : pierres d'asphalte.

Le pétrole contient deux catégories de composés chimiques :

- des HYDROCARBURES qui, comme leur nom l'indique, correspondent à des assemblages chimiques (molécules) ne contenant que des atomes de carbone et d'hydrogène (les atomes sont les briques élémentaires des molécules, qui elles-mêmes constituent les unités de base de chaque substance matérielle qui nous entoure) ;
- des *produits lourds*, aussi appelés « résines » ou « asphaltènes », qui, outre des atomes de carbone et d'hydrogène – qui restent toujours largement majoritaires –,

contiennent des atomes de soufre, d'oxygène et d'azote. Il s'agit généralement d'édifices moléculaires de grande taille dont la concentration dans le pétrole en conditionne fortement les propriétés, notamment la viscosité : plus ils sont abondants, plus le pétrole est visqueux.

Le gaz naturel, souvent associé à l'huile dans les gisements, mais aussi parfois trouvé comme fluide unique, est composé d'hydrocarbures de petite taille contenant un à quatre atomes de carbone :

- méthane : CH_4 (1 atome de carbone et 4 atomes d'hydrogène) ;
- éthane : C_2H_6 (2 atomes de carbone et 6 atomes d'hydrogène) ;
- propane : C_3H_8 (3 atomes de carbone et 8 atomes d'hydrogène) ;
- butane : C_4H_{10} (4 atomes de carbone et 10 atomes d'hydrogène).

À partir de cinq atomes de carbone, les molécules d'hydrocarbures sont de trop grande taille pour exister à l'état gazeux et sont, de ce fait, liquides à température et pression ambiantes.

Les pétroles les plus visqueux, ceux très riches en produits lourds, sont appelés « huiles lourdes », « huiles extra-lourdes », ou « sables bitumineux » quand ils sont associés à du sable meuble à la surface de la Terre – il s'agit alors de l'équivalent de suintements géants. De tels pétroles se rencontrent par exemple dans les gisements superficiels de l'Athabasca, dans la province de l'Alberta, au Canada, ou le long du fleuve Orénoque, en Amazonie. Ils représentent des réserves colossales. En effet, on estime que la moitié des ressources de pétrole que recèle notre planète est constituée de ces pétroles visqueux à très visqueux. Cette propriété fait qu'ils sont très difficiles à extraire et à raffiner. Ils représentent cependant un défi

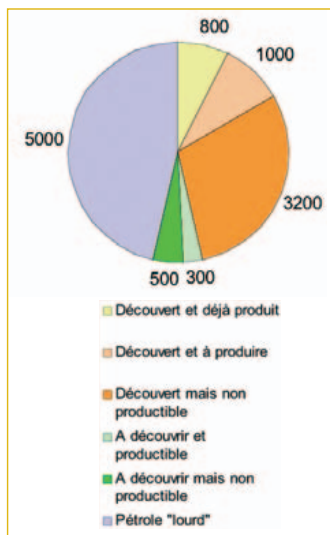
technologique d'envergure pour une société à la recherche de sources d'énergie.

Le diagramme ci-contre montre l'importance de ces ressources en place de pétrole lourd – visqueux à très visqueux – par rapport aux ressources en place de pétrole conventionnel – fluide et donc plus facile à extraire d'un gisement. Il est intéressant de signaler que les principales zones pétrolières correspondant à ces deux types de pétrole ne se recoupent pas. La plupart des réserves de pétrole conventionnel sont situées au Moyen-Orient, alors que la presque totalité des réserves de pétrole lourd se concentre au Venezuela et au Canada.

La recherche de gisements souterrains

La géologie de surface

À peine quelques années après la découverte du colonel Drake, l'exploration commença à s'appuyer sur une véritable démarche géologique basée sur la *théorie de l'anticlinal*. Du fait que le pétrole n'est pas miscible avec l'eau, qui est le fluide imprégnant l'ensemble des roches sédimentaires, et que sa masse volumique est inférieure à celle de l'eau (700 à 900 kg/m^3 pour le pétrole comparé à 1 000 pour l'eau pure), les géologues ont naturellement supposé que les accumulations recherchées devaient se trouver dans des structures correspondant à des anticlinaux. Les anticlinaux sont des plis rocheux du sous-sol qui se présentent sous la forme de dômes. Lorsque ces structures géologiques impliquent des roches poreuses pouvant accueillir des fluides et que leur partie supérieure est imperméable, elles sont à même de jouer le rôle de pièges collectant et accumulant le pétrole. En effet, tout le pétrole qui aura pu pénétrer dans



Distribution des ressources mondiales de pétrole : les chiffres sont exprimés en milliards de barils (le baril représente environ 159 l).

La quantité de pétrole conventionnel déjà découverte mais restant à exploiter (« découvert et à produire ») est au moins aussi importante que celle produite depuis le début de l'ère industrielle (« découvert et déjà produit »). D'autre part, celle que l'on estime rester à découvrir (« à découvrir et productible » et « à découvrir mais non productible ») n'est pas négligeable, mais relativement faible. Les méthodes actuelles de production ne permettent d'extraire du sol qu'une faible partie du pétrole que l'on sait s'y trouver; le pétrole restant dans le réservoir (« découvert mais non productible » et « à découvrir mais non productible ») demeurant inaccessible aux méthodes d'extraction que l'on sait mettre en œuvre aujourd'hui. L'amélioration de l'efficacité de la récupération du pétrole dans les champs connus représente, de ce point de vue, un enjeu majeur pour les équipes de recherche et de développement impliquées dans le domaine de l'approvisionnement énergétique. Enfin, la part des pétroles visqueux – pétrole lourd ou extra-lourd – dans ces réserves est considérable.

Schéma d'une carte géologique témoignant de l'existence d'une structure anticlinale souterraine. Le dôme est ici érodé dans sa partie supérieure, laissant apparaître en surface un agencement de couches géologiques d'âges de plus en plus anciens lorsque l'on se rapproche de l'emplacement de la partie sommitale.

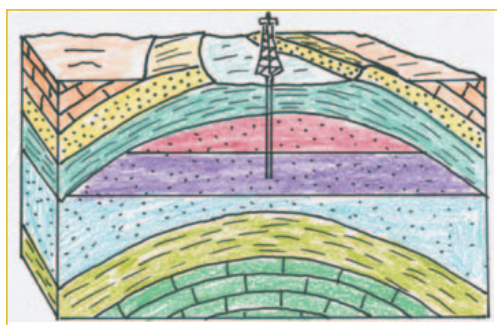


Schéma d'un anticlinal contenant du pétrole et du gaz piégés au sommet de la structure en raison de leurs masses volumiques inférieures à celle de l'eau qui imprègne la porosité des roches. Le gaz se place dans la partie supérieure car il est lui-même moins dense que le pétrole.

une telle structure lors de sa montée vers la surface se trouvera piégé dans la partie haute, en y chassant l'eau qui s'y trouvait au préalable. Si du gaz est également admis dans l'ANTICLINAL, il se placera au-dessus du pétrole, auquel cas on trouvera dans le gisement, de bas en haut et par ordre de densité décroissante, de l'eau, de l'huile et du gaz.

Les suintements de surface manifestent, quant à eux, la présence de pétrole ou de gaz n'ayant pas été piégé ou fuyant à partir de l'accumulation.

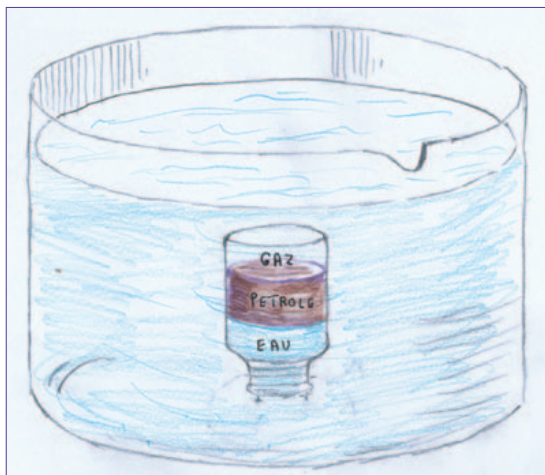
Longtemps, la recherche d'anticlinaux, parfois décelables par l'observation et



Carte géologique d'une région d'Iran qui permet, en suivant cette logique, de détecter l'existence d'une structure anticlinale en profondeur. Sur la carte, ceci se voit par l'existence d'une auréole qui indique l'affleurement de couches sédimentaires dont l'âge augmente vers la partie centrale, la couleur bleu foncé correspondant aux sédiments plus anciens alors que la couleur verte correspond aux plus récents.



Un flacon bouché dans lequel sont enfermés du pétrole (ou un produit pétrolier liquide tel que le gazole), de l'eau et du gaz (de l'air par exemple) est introduit dans un cristalliseur rempli d'eau. Le flacon est retourné, son bouchon ôté après quelques instants destinés à laisser le système s'équilibrer, et nous obtenons un analogue de gisement pétrolier : le flacon représente le piège ; sa paroi, la roche couverture imperméable ; l'eau du cristalliseur, les sédiments gorgés d'eau. Nous observons alors l'agencement des fluides dans le flacon : l'eau à la base, surmontée par le pétrole, et le gaz au sommet.



l'interprétation de la surface du sol et des cartes géologiques qui en découlaient, a été le seul guide de l'exploration pétrolière, surtout lorsque ces structures étaient identifiées dans des régions où des indices de surface étaient également connus.

Les puits d'exploration

Une fois la présence de structures favorables à l'accumulation du pétrole et du gaz ainsi reconnue, le seul moyen de s'assurer que ces structures recèlent bien des gisements est de forer des puits d'exploration. La réalisation de ces forages, outre la mise en évidence éventuelle de l'existence de fluides pétroliers – mais on ne gagne pas à tous les coups ! –, fournit, grâce aux échantillons de roches prélevés (carottes ou déblais de forage), des informations géologiques sur les terrains traversés. On peut ainsi déterminer les types de roches rencontrées, ainsi que leurs propriétés, et dater à l'aide de fossiles les couches sédimentaires

atteintes. Ces précieuses données viennent compléter les connaissances acquises lors des études effectuées en surface. Le résultat de ces investigations se matérialise sous la forme de cartes et de représentations du sous-sol, notamment de *coupes géologiques* qui extrapolent les données d'observation obtenues en surface et dans les forages en s'appuyant sur l'interprétation du géologue, basée sur la connaissance qu'il a des phénomènes géologiques et de leur diversité. Savoir théorique et expérience acquise sur le terrain sont évidemment indispensables.

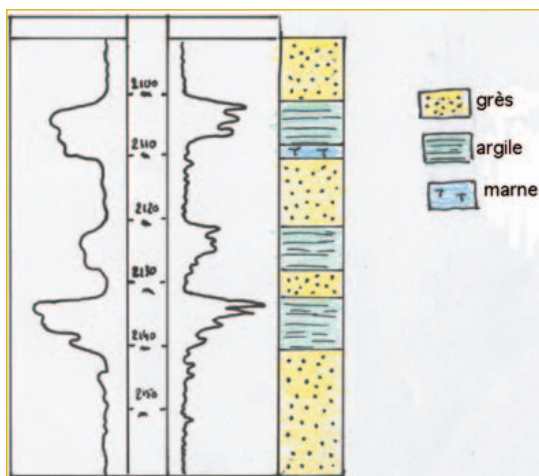
L'utilisation des propriétés physiques des roches

C'est aux travaux des frères Schlumberger, au début du XX^e siècle, que l'on doit l'avènement de la GÉOPHYSIQUE et son utilisation pour l'étude du sous-sol. Le principe est de tirer parti du fait que les différents types de roches, ainsi que la nature des fluides

contenus dans les pores de celles-ci, se traduisent par des propriétés physiques caractéristiques qu'il s'agit de mesurer puis d'interpréter. L'exploration pétrolière a rapidement bénéficié de cette avancée technologique qui permet d'acquérir des informations sur la composition des terrains présents en profondeur sans observation directe. Cette méthode de prospection vient ainsi avantageusement compléter les données, souvent largement fragmentaires, obtenues par examen des couches géologiques affleurant à la surface et des échantillons de roches remontés lors des forages. Depuis ses débuts, cette technique s'est considérablement développée, notamment sous la forme de ce qu'il est convenu d'appeler les **DIAGRAPHIES**. Une fois le forage effectué, des outils de mesure (sondes de diagraphie) sont descendus jusqu'au fond du puits à l'aide d'un câble – qui sert aussi à transmettre les signaux recueillis par ces sondes lors des mesures – puis remontés à vitesse constante de manière à détecter en continu les propriétés physiques des terrains traversés. On mesure, par exemple, leur résistivité électrique (capacité à s'opposer au passage d'un courant électrique), leur comportement acoustique (capacité à transmettre le son) ou leur radioactivité naturelle, due à la présence dans certaines roches, comme les argiles, de minéraux ayant des teneurs infimes, mais réelles, en uranium, potassium ou thorium radioactif. Les enregistrements obtenus se présentent sous la forme de courbes continues traduisant les variations des propriétés des différentes couches géologiques en fonction de la profondeur (voir ci-dessus).

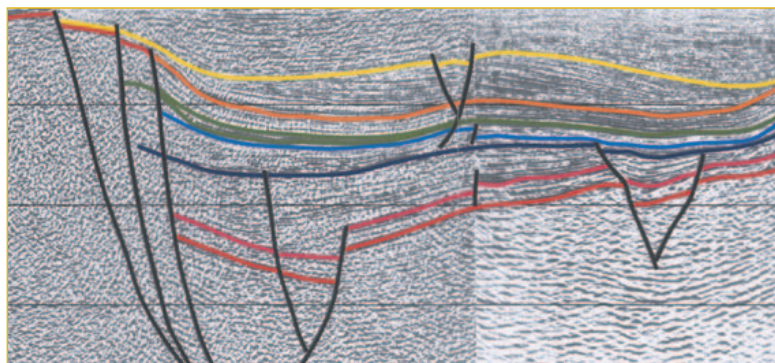
Ces propriétés peuvent être interprétées en termes de type de roche – argile, grès,

calcaire, sel... –, de **POROSITÉ** de ces dernières et de nature des fluides présents dans les pores – eau, gaz, pétrole. Il n'est pas aujourd'hui de puits d'exploration ou de production qui ne fasse l'objet de telles mesures.



L'échographie du sous-sol

Au milieu du **XX^e** siècle, une autre révolution technologique de la géophysique vint enrichir d'une manière déterminante la panoplie des outils des prospecteurs de pétrole : la *sismique réflexion*. Cette technique pourrait être comparée à l'échographie médicale, mais effectuée à une bien plus grande échelle, sur des distances de plusieurs dizaines de kilomètres et des profondeurs de plusieurs kilomètres... Des ébranlements sont produits en surface à l'aide de différents émetteurs. À terre, il s'agit d'explosions de dynamite ou de vibrations initiées par de lourdes plaques métalliques équipant d'énormes camions ; en mer, de tirs de canons à air à partir de bateaux. Les ondes qui en résultent sont transmises dans le sous-sol. Là, une partie d'entre elles sont susceptibles d'être renvoyées vers la surface par les hétérogénéités géologiques majeures qu'elles rencontrent, par exemple certaines



Exemple de ligne sismique interprétée par un géologue et permettant de produire une image approchée de la structure du sous-sol. Cette interprétation sert de base à la compréhension du style géologique régional et à l'identification de pièges potentiels pour le pétrole et le gaz. C'est à partir de ce genre de document que va se décider, en prenant en compte évidemment l'ensemble des informations accumulées par ailleurs, la localisation des forages à effectuer. La certitude de l'existence d'un champ n'est acquise qu'en cas de succès du forage...

limites de bancs rocheux. Des « images » sont ainsi produites, où les signaux épousent les structures souterraines : après avoir été « réfléchies », comme sur un miroir, ces ondes sont enregistrées par des capteurs disposés à la surface du sol ou trainés par un bateau. L'analyse de ces énormes quantités de signaux permet d'aboutir, après des opérations de traitement demandant l'intervention d'ordinateurs très puissants, à une image du sous-sol, à l'instar de celles obtenues par l'imagerie médicale. L'interprétation de cette image fournit à l'explorateur l'équivalent d'une coupe géologique approchée sur laquelle il peut essayer de reconstituer l'architecture des terrains investigués, et notamment d'identifier des structures géologiques pouvant jouer le rôle de piège pour du pétrole ou du gaz.

Le géologue est alors à même de proposer des cibles souterraines – appelées « objectifs » – pour l'implantation de forages. Décision lourde de conséquences économiques pour une entreprise pétrolière en raison du coût élevé d'un forage : de 1 million d'euros dans le bassin de Paris à 100 millions d'euros pour des opérations se déroulant par 2 000 m de fond au large de l'Angola. Évidemment, le forage n'est pas toujours couronné de succès : les images sismiques peuvent avoir été mal interprétées

ou, tout simplement, le piège atteint peut ne pas contenir de pétrole mais de l'eau... C'est ce que l'on appelle, d'une manière un peu contradictoire, un « puits sec » ! Les progrès spectaculaires de la sismique au cours des dernières décennies – amélioration des sources de vibration et du traitement des signaux, augmentation formidable de la puissance des ordinateurs – ont permis, d'une part, d'améliorer constamment la qualité et la précision des images obtenues et, d'autre part, de développer la *sismique 3D*. Cette méthode, qui s'appuie sur une acquisition de données effectuée non plus le long d'une ligne mais sur l'ensemble d'une surface régionale, ne produit plus uniquement des images le long de coupes en deux dimensions – appelées « lignes sismiques » – mais des images de volumes de terrains en trois dimensions – appelés « blocs 3D ».

Comprendre comment se mettent en place les gisements pétroliers

Bien que s'étant dotée, et continuant à se doter, d'une technologie de plus en plus performante pour appréhender la nature et l'architecture du sous-sol et augmenter son taux de succès lors des forages, l'industrie pétrolière ne pouvait faire l'impasse sur

le fondement même de l'existence des gisements pétroliers : à savoir les phénomènes géologiques à l'origine de la formation du pétrole et de son accumulation dans des pièges. Un intense effort de recherche a ainsi été consenti au cours de la seconde moitié du XX^e siècle pour définir les concepts nécessaires à cette compréhension. C'est ce travail qui a abouti à l'émergence de la notion de SYSTÈME PÉTROLIER.

Très rapidement, au cours de l'histoire de l'exploration pétrolière, il est apparu comme une évidence que les gisements de pétrole étaient étroitement associés aux bassins sédimentaires. Les bassins sédimentaires correspondent à des dépressions de la partie supérieure de la croûte terrestre. Cette croûte, qui est constituée par des roches d'origine magmatique (granite au niveau des continents, basalte au niveau des océans), forme donc le « socle » des bassins sédimentaires. À titre d'exemple, le bassin de Paris est un BASSIN SÉDIMENTAIRE reposant dans une cuvette dont le socle affleure aujourd'hui au niveau des massifs cristallins armoricain, vosgien et central.

Au cours de l'histoire géologique, ces dépressions sont régulièrement occupées par des mers et des océans. Elles se remplissent alors progressivement de sédiments : argiles ou sables apportés par les fleuves, calcaire résultant de l'accumulation de coquilles d'organismes marins ou des couches de sel, celui-ci étant formé par l'évaporation épisodique de l'eau de mer. Il s'agit d'un processus qui s'étale sur plusieurs dizaines de millions d'années, à raison, en moyenne, de quelques millimètres de sédiments accumulés par an. Ce phénomène d'accumulation s'accompagne généralement, du fait des mouvements tectoniques et du poids

grandissant des dépôts, d'une déformation et d'un enfoncement progressif de la croûte sous-jacente. Cela accentue la dépression initiale, tout en permettant la poursuite du remplissage sédimentaire, qui devient ainsi souvent plurikilométrique. Cet approfondissement des bassins s'appelle la « subsidence ». Cette dernière peut atteindre jusqu'à 20 km dans les cas extrêmes. Dans le bassin de Paris, l'épaisseur des sédiments atteint aujourd'hui 3 000 m dans sa partie la plus profonde. C'est au sein de ces bassins sédimentaires que prennent naissance et que sont piégés les hydrocarbures.

Cependant, tous les bassins sédimentaires ne réunissent pas les conditions nécessaires pour constituer des bassins pétrolifères, et c'est là qu'intervient la notion de système pétrolier. Un système pétrolier est un bassin sédimentaire dans lequel se trouvent réunis les « ingrédients » géologiques indispensables que sont :

- d'une part, la roche mère, la roche réservoir, la roche couverture et le piège ;
- d'autre part, les processus d'enfouissement progressif de la roche mère, et de déplacement approprié des hydrocarbures vers les pièges.

Donc, pour faire du pétrole et du gaz, il faut :

- *Une roche mère*, c'est-à-dire une roche sédimentaire, argileuse ou marneuse (mélange d'argile et de calcaire), à grains fins, peu poreuse et peu perméable, dans laquelle une quantité importante de débris organiques s'est accumulée en même temps que le sédiment minéral. Cette matière organique correspond à l'accumulation de restes plus ou moins bien conservés de tissus provenant d'organismes dont les populations vivaient à proximité du lieu de dépôt de la roche mère.

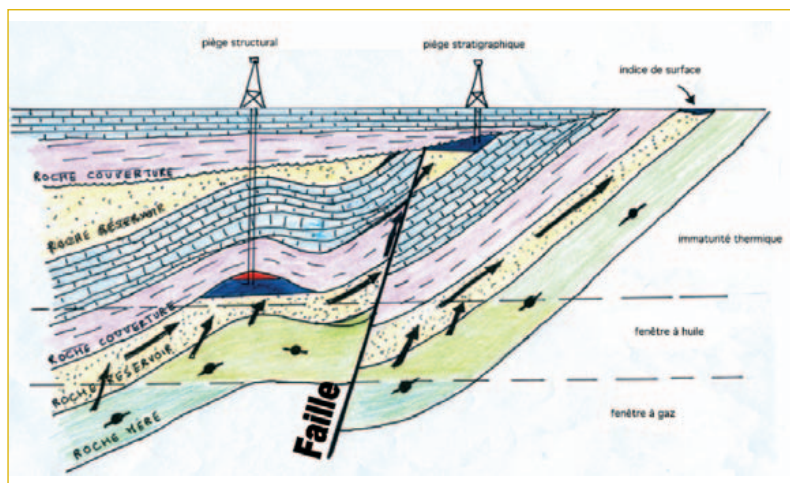


Schéma d'un système pétrolier comprenant une roche mère riche en matière organique fossile, des roches réservoirs poreuses et perméables, des roches couvertures imperméables et des pièges. L'enfouissement suffisant de la roche mère a permis la formation du pétrole puis du gaz à partir de la transformation de la matière organique. Le pétrole et le gaz peuvent se déplacer le long des niveaux des roches réservoirs et des failles, qui jouent ainsi le rôle de drains. Les substances pétrolières non piégées atteignent la surface où elles suintent sous forme d'indices, et où, éventuellement, elles peuvent constituer d'énormes accumulations de pétrole lourd et de bitume.

Ces organismes vivants sont essentiellement des algues planctoniques, des végétaux terrestres et des bactéries, dont l'ensemble représente l'essentiel de la biomasse de notre planète. Ce type de roche, riche en matière organique sédimentaire (cette matière organique doit représenter au moins 2 % du poids de la roche pour que cette dernière puisse être qualifiée de « roche mère »), n'est pas fréquent et requiert des conditions de mise en place bien particulières. Ainsi, pour que des quantités significatives de matière organique s'accumulent dans un sédiment, il faut que le milieu de dépôt soit associé à un écosystème produisant une biomasse importante (forte productivité biologique) et qu'une bonne préservation de la matière organique, après la mort des organismes et pendant leur incorporation dans le sédiment, soit assurée. En effet, la matière organique se décompose facilement. Dans nos forêts, les feuilles tombées à l'automne ont largement disparu à la fin de l'été suivant... La préservation de cette matière organique suppose donc, d'une part, que le temps de transport depuis le lieu de production biologique jusqu'au site de sédimentation soit réduit, cela afin de minimiser l'altération du matériel organique

et sa dispersion et, d'autre part, que le milieu de sédimentation soit dépourvu d'oxygène dissous dans l'eau – c'est ce que l'on appelle un « milieu anoxique ». Cette ANOXIE évite la décomposition de la matière organique par les bactéries aérobies (qui se développent en présence d'oxygène), et surtout sa consommation par les animaux benthiques (crustacés, vers, coquillages, etc.) qui vivent dans les fonds marins (à condition que l'eau contienne suffisamment d'oxygène dissous).

La roche mère est un élément essentiel du système pétrolier puisqu'elle joue, en quelque sorte, le rôle d'« usine à pétrole et à gaz » (un bassin sédimentaire dans lequel n'existe pas de couche géologique contenant des quantités suffisantes de matière organique ne pourra en aucun cas receler de champs pétrolifères). Les hydrocarbures se forment en son sein, par transformation, sous l'effet des températures élevées régnant à grande profondeur, du matériel organique fossilisé qu'elle contient. L'on pourrait assimiler ce phénomène à une cuisson en l'absence d'oxygène.

Soulignons ici que toutes les roches mères ne sont pas équivalentes. En effet, elles diffèrent quant à leur richesse en matière organique, quant à leur volume (épaisseur

et extension régionale) et quant à la nature du matériel organique fossilisé qu'elles contiennent. Classiquement, on distingue trois types de matières organiques :

- le type I est principalement formé de restes de membranes bactériennes et d'algues unicellulaires vivant dans les lacs. Ce type n'est pas très répandu (moins de 10 % des roches mères) mais correspond à une matière organique d'excellente qualité puisque 70 à 80 % de son poids initial peut se transformer en pétrole et en gaz, à condition qu'elle subisse une histoire thermique suffisante (voir plus bas) ;
- le type II, de loin le plus commun, est principalement formé de restes d'algues planctoniques marines. Les roches mères de la mer du Nord, du Venezuela et d'Arabie Saoudite sont des exemples bien connus pour contenir ce type II de matière organique. Tout en étant très prolifique en termes de potentiel pétrolier – 40 à 60 % du matériel organique pouvant se transformer en pétrole et en gaz –, le type II est cependant de moindre qualité que le type I ;
- enfin, le type III, dont les précurseurs sont essentiellement des restes de végétaux supérieurs terrestres – feuilles, branches et troncs d'arbres ou matériel herbacé –, correspond par exemple aux roches mères que l'on rencontre dans des deltas fossiles et dont une expression particulière est le charbon, roche intégralement constituée de matériel organique dérivant de végétaux continentaux (par opposition au plancton végétal marin). Le potentiel pétrolier de cette matière organique, qui est relativement faible – 10 à 30 % du matériel organique pouvant se transformer en pétrole et en gaz –, est souvent compensé par des épaisseurs très importantes – jusqu'à plusieurs milliers de mètres – des sédiments qui la contiennent. La

richesse pétrolière du delta du Niger provient de l'existence de telles roches mères.

– *Un système de drains*, généralement constitué de roches poreuses et perméables. La porosité (la quantité des vides séparant les grains minéraux) de ces drains, encore appelés « roches réservoirs », peut aller de 5 à 25 %, voire 30 %, du volume de la roche. Les hydrocarbures formés dans la roche mère et qui ont été expulsés vers ces roches vont se déplacer en direction de la surface du bassin en suivant ces couches sédimentaires sous l'action de la poussée d'Archimède. Les roches fracturées ou les failles, qui peuvent recouper les séries sédimentaires en les déplaçant, peuvent également jouer le rôle de drains pour les fluides pétroliers. Ces drains peuvent ainsi être vus comme la « plomberie » du système pétrolier.

– *Une roche couverture*, qui doit se situer à l'aplomb des drains. De par son imperméabilité, elle va maintenir les fluides pétroliers (pétrole et gaz) dans le système poreux et perméable dans lequel ceux-ci se déplacent. Il s'agit par exemple de roches argileuses ou de sel massif. En l'absence de roches couvertures, les fluides pétroliers vont se dissiper dans le bassin sédimentaire et fuir vers la surface où ils seront détruits par des mécanismes chimiques (oxydation par l'oxygène de l'air) ou biologiques. À faible profondeur, des bactéries sont en effet capables d'altérer progressivement le pétrole. C'est ce phénomène naturel de biodégradation que l'on retrouve à l'œuvre lors de pollutions pétrolières accidentelles et qui transforme le pétrole liquide en bitume visqueux disparaissant à son tour au bout de quelques années.

– *Des pièges*. Au cours de leur cheminement vers la surface, les hydrocarbures peuvent rencontrer des défauts dans la « plomberie »,

sous forme de points hauts fermés, telles les déformations géométriques, évoquées plus haut, formées par les plis anticlinaux. Ces situations créent donc des zones d'accumulation des fluides hydrocarbonés, qui correspondent aux gisements à partir desquels les opérateurs pétroliers vont pouvoir extraire les huiles brutes et le gaz.

– *Une histoire.* Au-delà de la présence de ces éléments indispensables, le système pétrolier doit être vu comme un ensemble fonctionnant dans un cadre dynamique.

Dans un bassin subsident, la roche mère va, au cours des temps géologiques – généralement quelques dizaines de millions d'années –, s'enfouir et voir sa température augmenter. Bien connue des mineurs de fond, l'élévation de température avec la profondeur s'explique environ pour une moitié par la contribution d'une énergie thermique fossile datant de l'époque de la formation de la Terre, il y a environ 4,5 milliards d'années, et qui, depuis, se dissipe progressivement, et pour l'autre moitié par l'énergie thermique issue de la désintégration continue d'éléments radioactifs présents naturellement dans la croûte terrestre. Ce dégagement thermique de la Terre se traduit par une élévation progressive, avec la profondeur, de la température des sédiments – environ + 30 °C par kilomètre.

Cette augmentation de température au cours de l'enfouissement de la roche mère provoque la transformation d'une partie de la matière organique présente en pétrole et en gaz. On dit alors que la roche mère entre dans la « fenêtre à huile » (100-150 °C), puis dans la « fenêtre à gaz » (150-230 °C). Pour être effectives, ces températures doivent agir sur la matière organique pendant des millions, voire des dizaines de millions d'années. Le phénomène impliqué est celui

du CRAQUAGE qui, sous l'action de l'énergie thermique, se traduit par la rupture de liaisons chimiques et produit des espèces chimiques de tailles de plus en plus petites : les « grosses » molécules 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.

Le pétrole et le gaz ainsi formés sont expulsés de la roche mère : c'est la migration primaire. Il faut noter que l'expulsion de ces fluides à partir de la roche mère peut se produire vers des drains situés soit au-dessus, soit au-dessous de celle-ci. En effet, ce déplacement est régi par la différence de pression existant entre les roches mères et les drains, différence due à la plus grande compressibilité des premières sous l'effet du poids des milliers de mètres de sédiments sus-jacents. C'est ce qui se produit lorsque l'on presse une éponge humide (représentant la roche mère gorgée de pétrole) entre deux briques poreuses (représentant des roches réservoirs encaissantes) : l'eau est expulsée indifféremment vers la brique du haut et vers celle du bas.

Après avoir été expulsés des roches mères, le pétrole et le gaz se déplacent vers la surface du bassin en suivant les drains – c'est la migration secondaire –, et cela jusqu'à ce qu'ils rencontrent un piège où ils vont s'accumuler.

Le pétrole et le gaz non retenus par des pièges, ou s'en échappant lorsque la couverture est insuffisamment étanche, finiront par atteindre la surface. Ces 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. Dans certains cas, cette arrivée de pétrole à faible profondeur aboutit, comme nous l'avons vu, à la mise en place, sur de très longues périodes, d'énormes accumulations superficielles qui imprègnent les roches affleurantes. 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. Rappelons que c'est ce phénomène d'altération par les bactéries au niveau de la surface, transformant le pétrole fluide en pétrole visqueux à très visqueux, qui est à l'origine des réserves de pétrole lourd de la planète. Une très faible partie de ces réserves est aujourd'hui exploitée, leur extraction demandant des technologies

avancées de production et de raffinage dont beaucoup restent encore à mettre au point.

L'ensemble des connaissances rassemblées au cours des dernières décennies a permis non seulement de comprendre ce qu'est un système pétrolier, mais encore de quantifier les phénomènes géologiques, physiques et chimiques impliqués et, enfin, de formaliser ces derniers sous forme d'équations. Sur cette base, il a été possible de développer les programmes informatiques qui sont le cœur des modèles numériques de bassins et qui permettent de simuler sur ordinateur le comportement des systèmes pétroliers.

Ces simulateurs permettent notamment de reconstituer, le long de coupes géologiques



Il est possible de reproduire en laboratoire la formation du pétrole et du gaz dès l'instant où l'on dispose d'une roche riche en matière organique fossile et n'ayant pas subi une histoire thermique naturelle, c'est-à-dire n'ayant jamais été enfouie profondément. Des affleurements de telles roches existent par exemple en France, le long de la bordure orientale du bassin de Paris. Il suffit de placer quelques fragments de la roche dans un tube à essai et de chauffer ce dernier sur un Camping-Gaz. Après quelques minutes, des volutes denses et nauséabondes se dégagent de la roche. Il s'agit de fluides pétroliers issus de la décomposition thermique de la matière organique, émis sous forme gazeuse en raison de la température élevée régnant dans la partie chauffée du tube. Une partie des produits ainsi formés se condense sur les parois les plus froides du tube sous forme de gouttelettes de pétrole, le gaz s'échappant quant à lui dans l'atmosphère. Il est à noter que la réaction se déroule en absence d'oxygène – il ne s'agit pas d'une combustion ! – puisque l'oxygène atmosphérique initialement présent dans le tube est rapidement entraîné par les gaz s'échappant de la roche et ne peut être renouvelé, en raison de cette expulsion de gaz. Le phénomène de décomposition de la matière organique ne fait donc intervenir que l'énergie thermique produite par le brûleur. Il faut remarquer que les températures impliquées pour la réalisation de l'expérience (300-400 °C) sont bien plus élevées que celles nécessaires dans la nature (100-230 °C). Cela s'explique par le fait que nous ne disposons pas des millions d'années que le système pétrolier s'octroie pour aboutir au même résultat... Nous compensons donc ce manque de temps en appliquant de plus fortes températures à la roche mère déposée dans le tube à essai.



ou de volumes en trois dimensions, l'histoire du remplissage sédimentaire d'un bassin au cours des temps géologiques, l'histoire thermique des sédiments – en particulier celle des roches mères –, la formation des hydrocarbures, leur migration au sein du bassin et leur accumulation dans des pièges. Dans le meilleur des cas, ils sont à même de fournir des indications sur la nature des hydrocarbures retenus dans les gisements – par exemple huile ou gaz.

L'homme dispose donc aujourd'hui de techniques avancées et de concepts qui lui permettent de localiser avec plus d'assurance les gisements de pétrole ou de gaz enfouis dans les profondeurs de la Terre. Le taux de succès actuel des forages d'exploration est d'environ un forage de découverte pour quatre forages secs...

Il faut cependant savoir que les réserves restantes correspondent à des situations géologiques de plus en plus complexes et que, pour maintenir ou améliorer leur capacité de prédiction, les opérateurs pétroliers devront s'appuyer sur de nouveaux progrès scientifiques et technologiques. Par ailleurs, nous avons vu qu'au-delà de la découverte indispensable de nouvelles réserves, des enjeux considérables existent quant à notre capacité à produire de plus grandes quantités de pétrole à partir des champs pétroliers déjà connus, les techniques actuelles ne permettant que la récupération d'environ un tiers de ce qui est contenu dans les gisements.

Retarder l'épuisement annoncé des combustibles fossiles

Ces dernières années, la crainte d'un déclin annoncé des réserves d'hydrocarbures conventionnels a amené le monde pétrolier à

faire preuve d'imagination pour identifier de nouvelles ressources. Certaines étaient déjà connues, mais peu ou pas exploitées faute de technologies suffisamment performantes – huiles lourdes, extra-lourdes ou sables bitumineux, schistes bitumineux –, d'autres représentent des domaines nouveaux, véritables défis à notre capacité d'innovation : gaz de houille, gaz de schistes, *tight gas*, hydrates de gaz. Le charbon, vieille source d'énergie, reste toujours une réserve très abondante de combustible fossile, avec la mise au point de nouveaux procédés d'utilisation sans émission de CO₂.

– Les huiles lourdes, extra-lourdes et les sables bitumineux correspondent pour leur grande majorité à des huiles conventionnelles ayant subi une dégradation par les bactéries dans des champs peu enfouis. Ces huiles représentent une ressource équivalente à celle de la totalité du pétrole conventionnel. Les enjeux sont donc énormes. Malgré leur faible profondeur, qui les rend facilement accessibles, leur production est très limitée, seuls quelques pourcents des ressources sont aujourd'hui productibles en raison de la forte viscosité de ces fluides. Des progrès technologiques considérables sont en cours de développement pour augmenter cette récupération.

– Les schistes bitumineux (*oil shale*) sont des roches mères à fort potentiel pétrolier, mais thermiquement immatures, c'est-à-dire n'ayant pas été mises dans les conditions géologiques adéquates (histoire thermique) pour la formation naturelle du pétrole et du gaz. Des procédés de traitement thermique de ces schistes ont été mis au point depuis de nombreuses années pour reproduire la formation de l'huile. Ces procédés, basés sur le minage des schistes, ont été abandonnés dans la

plupart des pays en raison, notamment, de problèmes d'environnement liés à la gestion des schistes après chauffage. Cependant, l'intérêt pour les schistes bitumineux est en train de renaître grâce à de nouvelles technologies qui tentent de transformer la matière organique des schistes bitumineux en pétrole par un traitement thermique *in situ*, c'est-à-dire sans avoir recours à leur collecte par voie d'exploitation minière. Des pilotes expérimentaux sont en cours de test aux États-Unis, les résultats sont attendus d'ici deux ans.

- Le gaz de houille (*coal bed methane*), qui représente le méthane adsorbé dans les veines de charbon – et craint des mineurs sous le vocable de « grisou » –, peut être produit grâce à des forages de niveaux charbonneux non adaptés à une exploitation par mine. La création d'une dépression dans ces puits, après avoir pompé l'eau présente, permet de désorber le gaz. Aujourd'hui, aux États-Unis, ce gaz de houille est équivalent à 10 % de la production de gaz du pays.

- Le gaz de schistes (*gas shale*) correspond au gaz, ultime produit de la transformation thermique de la matière sédimentaire, n'ayant pu s'échapper par expulsion des roches mères. Il représente environ 10% du potentiel en hydrocarbures de ces dernières. Sa production nécessite de faire en sorte que le gaz puisse s'échapper de la roche dans laquelle il est piégé. Cela se réalise notamment à l'aide de procédés de fracturation de la matrice sédimentaire.

- Le *tight gas* est un gaz retenu au sein de roches réservoirs dont la perméabilité a été altérée suite à des phénomènes de diagenèse (transformation des roches sous l'effet de la température, de la pression et du chimisme des eaux, généralement à grande

profondeur). Pour le produire à l'aide de puits, la libération de ce gaz demande également la mise en œuvre de techniques de fracturation de la roche.

- Les hydrates de gaz représentent des ressources gigantesques, probablement le double des ressources de l'ensemble des autres combustibles fossiles !

Dans certaines conditions thermodynamiques (faible température, forte pression), le méthane, issu de l'activité des bactéries méthanogènes dans les sédiments ou des fuites naturelles de gaz provenant des systèmes pétroliers et gaziers en subsurface, se retrouve piégé dans des cages de glace (hydrates de gaz). Ces conditions se manifestent dans les sédiments en mer profonde (forte pression) ou dans le permafrost (basse température). La récupération de ces énormes quantités de gaz, généralement dispersées à l'échelle du globe, est une véritable frontière technologique qui se heurte à l'absence de procédés permettant cette collecte – décomposition des hydrates et méthode de production. Des pilotes sont cependant actuellement testés dans le delta du Mackenzie au Canada (permafrost) et de la fosse de Nankai au Japon (mer profonde).

- Le charbon, en raison de son abondance, suscite un regain d'intérêt, notamment au travers de procédés permettant la transformation de ce solide en gaz (gazéification) ou en liquide (liquéfaction), en particulier pour la production de carburants. Ces filières de traitement du charbon génèrent du CO₂ et se conçoivent dans le cadre d'une intégration avec des techniques de captage de CO₂ et de son stockage souterrain.

Bibliographie

Le Pétrole, une épopée, Xavier BOIS DE LA TOUR, Presses Pocket, coll. « Explora », 1993.

« Le pétrole des profondeurs océaniques », Alain-Yves HUC, *Pour la science*, mai 2003 (exemple d'une province pétrolière).

« Les polymères », Bernard SILLION, *Graines de sciences 4*, Le Pommier, 2002 (on y parle

de l'utilisation des produits pétroliers pour la synthèse des matières plastiques).

Graines de sciences 5, sous la direction de David WILGENBUS, Béatrice SALVIAT et Marc JULIA, « La physique du tas de sable » (chapitre de Etienne GUYON), Le Pommier, 2003.

Cette ressource est issue de l'ouvrage *29 notions clés pour savourer et faire savourer la science*, paru aux Éditions Le Pommier.



Le meilleur des Graines de sciences

Vous êtes enseignant, parent, éducateur... et vous manquez parfois de « munitions » pour répondre aux questions des enfants...

Or, en classe, à la maison, au centre de loisirs, celles-ci fusent : « Le Soleil va-t-il s'éteindre ? » « Est-ce qu'il y a des tremblements de terre sous la mer ? » « Où va l'eau qui tombe du ciel ? » « Pourquoi le ciel est-il bleu le jour ? » « Qu'est-ce que l'effet de serre ? » « Pourquoi les animaux migrent-ils ? » « C'est quoi le clonage ? »

Cet ouvrage de référence va vous aider à répondre à ce bombardement de curiosité... en toute connaissance de cause !

Fruit d'une rencontre entre des scientifiques et des enseignants, désireux de partager savoir et expérience, il est précisément conçu pour vous permettre d'acquérir ou d'approfondir une culture scientifique, si précieuse pour appréhender le monde qui nous entoure... et pour l'expliquer !

Du Soleil à la cellule, du cycle de l'eau aux énergies renouvelables, de l'origine de l'homme au nanomonde, les 29 notions réunies dans ce volume constituent le bagage indispensable pour pérégriner, avec les enfants, en sciences, et ce, de la maternelle au collège. On les retrouve d'ailleurs dans le Socle commun de connaissances et de compétences, qui définit ce que l'école puis le collège doivent, en France, s'imposer de transmettre à tous les enfants.



Fondation *La main à la pâte*

43 rue de Rennes

75006 Paris

01 85 08 71 79

contact@fondation-lamap.org

Site : www.fondation-lamap.org

 FONDATION
La main à la pâte
POUR L'ÉDUCATION À LA SCIENCE