

Energies carbonées fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon ...), transition énergétique et changement climatique.

Synopsis

Avant-propos

Introduction : De l'importance des énergies carbonées fossiles (les combustibles fossiles) pour les sociétés industrielles.

Première partie : Nature et variété des combustibles fossiles, principes physico-chimiques de leur formation et de celle de leurs gisements dans la croûte terrestre.

1 Quels sont les combustibles fossiles, et de quoi sont-ils faits ?

1-1 Les pétroles

1-2 Les gaz naturels

1-3 Les charbons

1-4 Les schistes bitumineux

2 Comment les combustibles fossiles se forment-ils ?

2-1 Leur origine : les kérogènes, restes d'organismes accumulés dans certains sédiments.

2-2 Leurs lieux de formation: les bassins sédimentaires, dépressions de l'écorce terrestre envahies par les eaux.

2-3 La clef de leur formation : l'histoire thermique des sédiments à kérogène.

3 Comment leurs gisements se forment-ils ?

3-1 Les combustibles fluides : pétroles et gaz

3-1-1 La pression : un rôle majeur dans la formation des gisements.

3-1-2 Des roches-mères aux gisements : L'expulsion hors des roches-mères (la migration primaire) et l'accumulation dans les réservoirs (la migration secondaire).

3-1-3 Les transformations dans les gisements.

3-1-4 Deux exemples d'histoires de la formation des gisements.

3-1-4-1 Le Viking Graben en Mer du Nord

3-1-4-2 Le Bassin de Neuquen en Argentine

3-1-5 Gaz biogénique, hydrates de gaz, et gaz dissout dans les aquifères profonds.

3-2 Les combustibles solides : charbons et schistes bitumineux

3-2-1 De la tourbe à l'anhracite : la formation des gisements de charbon.

3-2-2 Les gisements de schistes bitumineux : des roches riches en kérogène, n'ayant jamais été suffisamment enfouies pour avoir produit du pétrole.

4 Une vision d'ensemble des combustibles fossiles.

Deuxième partie : Perspectives d'avenir, risques pour le climat et la santé.

1-1 Un peu de nomenclature : Pétroles et gaz naturels conventionnels et non conventionnels, pétroles et gaz artificiels (synfuels et syngas).

1-1-1 Pétroles et gaz naturels

1-1-2 Pétroles et gaz artificiels

1-1-3 Le baril de pétrole, que contient-il ?

1-2 Catégories de charbons et leur utilisation.

2 Un peu de quantification

2-1 Jusqu'à quelles profondeurs trouve-t-on des gisements de

combustibles fossiles?

2-1-1 Pétroles et gaz

2-1-2 Charbons

2-1-3 Schistes bitumineux

2-2 Le pouvoir calorifique des combustibles fossiles, source de leur intérêt économique.

3 Quelles perspectives pour l'avenir ?

3-1 Un problème bien difficile : Celui de l'évaluation des réserves de combustibles fossiles.

3-1-1 Les réserves, qu'est-ce que c'est ?

3-1-2 Sur quelles réserves peut-on compter dans l'avenir ?

3-1-2-1 Les pétroles

3-1-2-2 Les gaz naturels

3-1-2-3 Les charbons

3-1-2-4 Les schistes bitumineux et les hydrates de gaz.

3-2 Quel est l'avenir de la production mondiale de combustibles fossiles ?

3-2-1 Que nous disent les Agences de l'énergie ?

3-2-1-1 Les pétroles

3-2-1-2 Les gaz naturels

3-2-1-3 Les charbons

3-2-2 D'autres méthodes que celle des Agences de l'énergie pour prévoir l'évolution des productions : pics de production, réserves ultimes, courbes d'écroulement et linéarisation de Hubbert.

3-2-2-1 Pics de production et réserves ultimes : des exemples historiques, les productions de combustibles fossiles en France, au

Royaume-Uni, en Allemagne, et en EU28+Norvège.

3-2-3 Deux méthodes pour estimer les ultimes : courbes d'écrémage et linéarisation de Hubbert.

3-2-3-1 Les courbes d'écrémage

3-2-3-2 La linéarisation de Hubbert

3-2-4 Les prévisions de production à l'échelle mondiale pour ce siècle, une discussion.

4 Un peu d'économie : les prix des combustibles fossiles

5 Combustibles fossiles et climat

6 Combustibles fossiles et santé publique

Conclusion

Avant-Propos

Depuis maintenant plus d'un siècle, les énergies carbonées fossiles, autrement dit les combustibles fossiles, fournissent l'essentiel du flux d'énergie qui donne vie aux sociétés industrielles.

Dans ces sociétés, un lien très fort a dès lors existé entre l'accroissement de leur consommation de combustibles fossiles et leur développement matériel et humain. Mais, peut-être en vertu de l'adage « à cheval donné on ne regarde pas les dents », leurs opinions publiques et leurs décideurs n'en ont pas eu pour autant une conscience bien claire, et ne semblent toujours pas vraiment percevoir ce lien : Encore maintenant, les combustibles fossiles sont les grands oubliés du débat sur l'énergie qui envahit depuis quelque temps la sphère publique et les médias. Ce débat ne porte guère en effet que sur l'électricité, renouvelable contre nucléaire.

Cette période d'insouciance ne durera plus très longtemps : Les interrogations des milieux professionnels sur la disponibilité future des combustibles fossiles commencent à gagner l'opinion. Cette dernière semble aussi mieux réaliser leur importance, celle du pétrole en particulier, dans la vie de tous les jours. Elle s'inquiète aussi du dérèglement climatique que pourraient entraîner les émissions de gaz à effet de serre résultant de leur usage.

Sans aucun doute, les pays industriels vont être, sont déjà, confrontés à un problème majeur et même existentiel : celui du passage de sociétés fondées sur l'usage massif des combustibles fossiles à des sociétés ayant appris à s'en passer. Voilà qui sera, par nécessité, le véritable moteur de la transition énergétique dont on parle tant en ce moment ! Car c'est la disponibilité à venir des combustibles fossiles qui donnera le tempo de cette transition, et non le développement des autres sources d'énergie, si difficile est le chemin qui reste à faire à celles-ci pour les remplacer !

On ne trouvera dans cet ouvrage que peu de développements techniques sur les méthodes utilisées par l'industrie pour trouver, extraire et transformer en produits utilisables les combustibles fossiles. On n'y trouvera pas non plus de statistiques détaillées de leur production et de leur consommation, ni un traité d'économie. Son objectif est de fournir à des non spécialistes, et en premier lieu à ceux que préoccupe, ou que concernent dans leur activité, la transition énergétique et la protection du climat, des connaissances de base leur permettant de mieux comprendre la nature des combustibles fossiles, leur importance dans l'économie des pays industrialisés, et pourquoi leur disponibilité future aura un rôle essentiel dans les transformations économiques et sociales à venir dans ces pays.

Il comprend deux parties qui peuvent être lues de façon largement indépendante l'une de l'autre :

- La première partie a un but pédagogique : en peu de pages et en évitant les développements trop techniques, il s'agit de présenter un inventaire de la variété des combustibles fossiles et de faire comprendre les principes physico-chimiques qui régissent leur formation et celle de leurs gisements dans la croûte terrestre.

- La deuxième partie est plus spéculative : sur des bases aussi quantitatives que possible, on y discute des grandes questions d'actualité : Quelles sont les réserves restantes de combustibles fossiles ? Quand précisément au cours de ce siècle peut-on prévoir le déclin de leurs productions ? Quelles conséquences ce déclin aura-t-il pour les sociétés industrielles ? Quel est et quel sera leur rôle dans les modifications du climat ? Quels risques leur usage entraîne-t-il pour la santé publique ?

En chemin est précisé ce que sont des catégories de combustibles fossiles telles que pétrole et gaz dits de schistes, schistes et sables bitumineux, lignite et charbon, pétrole et gaz conventionnels et non conventionnels..., qui font trop souvent l'objet de débats passionnés sans que leur nature exacte soit bien comprise.

A côté de certains des termes français utilisés figure souvent leur traduction en anglais. Il importe en effet de connaître le vocabulaire anglais pour déchiffrer les documents de base, ceux par exemple fournis par les agences de l'énergie.

Je remercie chaleureusement pour l'aide qu'ils m'ont apportée dans la rédaction de cet ouvrage, en me procurant d'indispensables documents ou par leur lecture

attentive : Pierre Alba, Denis Babusiaux, Pierre-René Bauquis, Art Berman, François-Marie Bréon, Patrick Brocorens, Xavier Chavanne, Hubert Flocard, David Fridley, Jean-Marc Jancovici, Jean Laherrère, Claude Laffont, Michel Lepetit, Jean-Marie Martin-Amouroux, Nicolas Meilhan, Euan Mearns, Luis Martinez, Matt Mushalik, Hervé Nifenecker, Christian Ravenne, Olivier Rech, Alexandre Rojey, David Rutledge , Jacques Treiner et Roland Vially. Sans eux, ce travail aurait été impossible.

Mais les interprétations et les conclusions de cet ouvrage n'engagent bien sûr que moi.

Introduction : De l'importance des énergies carbonées fossiles (les combustibles fossiles) pour les sociétés industrielles

Les organismes vivants ne peuvent exister et se développer sans l'énergie que leur fournit leur alimentation. De même les sociétés humaines ne peuvent exister et se développer sans l'énergie qu'elles prélèvent sur des sources naturelles, énergie que l'on appelle énergie primaire.

La quantité d'énergie primaire dont ces sociétés ont besoin est liée étroitement à la nature et à la quantité des objets matériels qu'elles produisent : En effet, ces objets matériels ne peuvent être produits qu'en transformant des matières premières, et aucune transformation de la matière n'est possible sans énergie.

Or un peu plus de 80 % de l'énergie primaire utilisée dans le monde provient actuellement des énergies fossiles carbonées, autrement dit les combustibles fossiles. C'est dire la dépendance à ceux-ci des sociétés humaines, et particulièrement des sociétés industrielles, qui en sont les plus consommatrices !

La consommation mondiale de combustibles fossiles a cru de façon spectaculaire depuis le milieu du 19^{ème} siècle : par habitant de la planète, elle a alors été multipliée par environ 30 (figure1). Mais entretemps, la population mondiale a été multipliée par un peu plus de 6. La consommation mondiale de combustibles fossiles a donc été multipliée par environ 200 !

Cette croissance s'est faite en trois vagues successives : d'abord charbon, puis pétrole, puis gaz naturel.

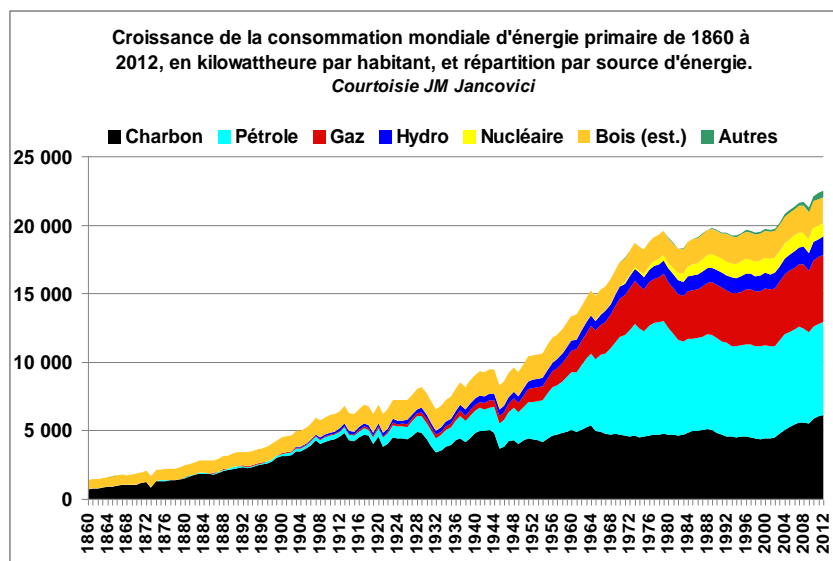


Figure 1 : Evolution de la consommation mondiale des différentes sources d'énergie primaire depuis 1860, en kWh par habitant. Les combustibles fossiles assurent un peu plus de 80 % de cette consommation, par ordre d'importance actuelle pétrole, charbon et gaz naturel. «Autres» désigne les énergies dites renouvelables autres que la biomasse (le bois) et l'hydroélectricité. Le kilowattheure (kWh) est une unité d'énergie valant 3,6 millions de joules (MJ). Il est de coutume de plutôt l'utiliser pour mesurer les quantités d'énergie électrique, mais rien n'empêche de l'utiliser pour d'autres énergies. Le joule (J) est l'unité d'énergie du système international d'unités (SI), mais c'est une unité très petite : pour élever de 0 °C à 100 °C la température d'un litre d'eau, il faut à peu de chose près 418 500 joules (418,5 kJ) de chaleur. De manière plus imagée, il faut une énergie mécanique de 1 joule pour élever d'un mètre une petite pomme (d'une masse de 101,94 grammes).

Les pays les plus consommateurs sont bien sûr les pays industrialisés, dont la Chine fait désormais partie. Les proportions des différents combustibles fossiles qu'ils utilisent varient fortement d'un pays à l'autre (figure 2), entre 50 et 100 % de leur consommation d'énergie primaire, hors biomasse.

De tous ces pays grands consommateurs, la France, avec 51% de sa consommation d'énergie primaire, hors biomasse, est celui qui utilise le moins de combustibles fossiles dans son **mix énergétique***¹. Cela est dû à l'importance de sa production d'énergie nucléaire. C'est l'Arabie Saoudite qui les utilise le plus, 100 %.

Toujours hors biomasse, la moyenne mondiale était en 2012 de 86,6 %. Pour les Etats-Unis, la proportion était de 86%, et pour la Chine de 90%. Pour l'EU 28, malgré tous ses efforts pour développer le recours à d'autres sources, elle était encore de 77 %, et pour l'Allemagne, pourtant championne des énergies renouvelables, de 82%.

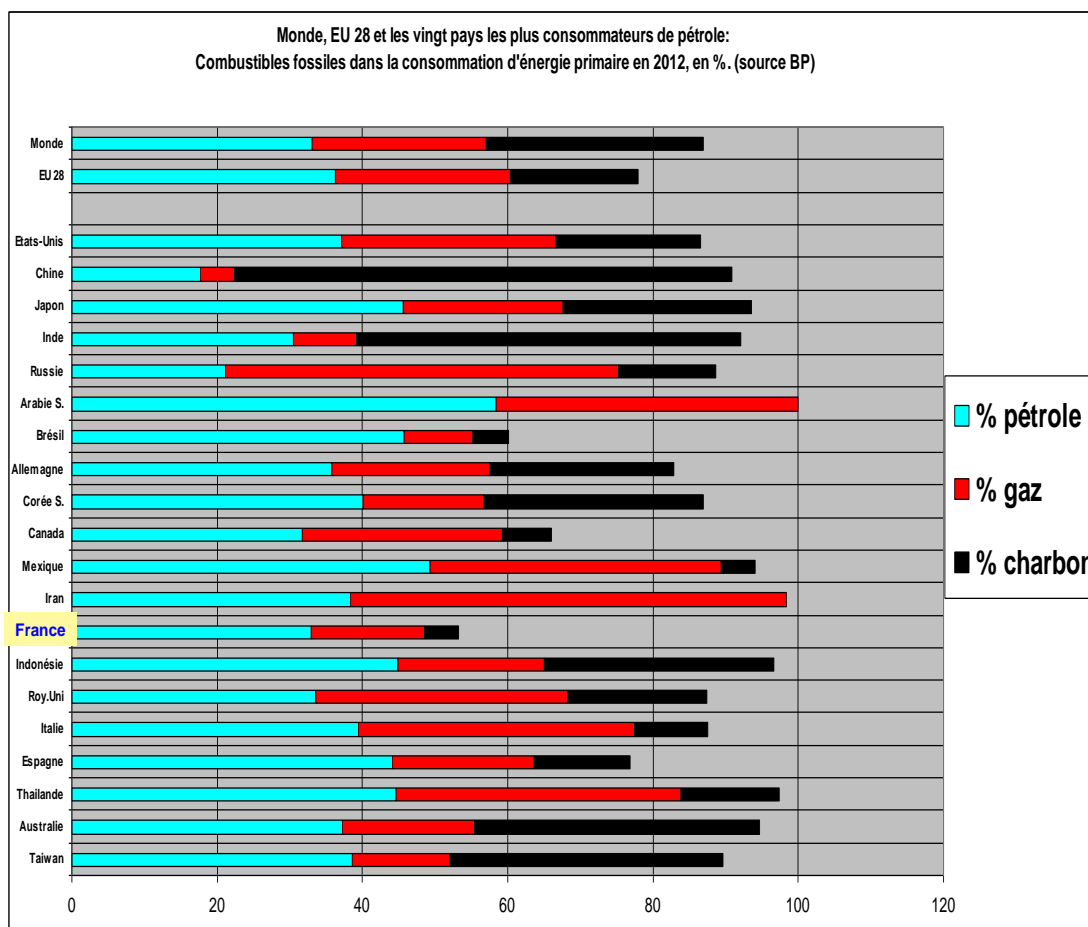


Figure 2 : Proportions des combustibles fossiles dans la consommation d'énergie primaire des 20 pays les plus consommateurs de pétrole, classés de haut en bas par importance décroissante de leur consommation de pétrole. Ces données proviennent de la *British Petroleum Statistical Review 2013*, qui ne prend pas en compte la biomasse traditionnelle (bois de chauffage...). Sa prise en compte ramènerait la proportion moyenne mondiale de 86,6 % à environ 81%, valeur la plus souvent citée, mais ne changerait pas grand-chose pour les pays très industrialisés, qui sont relativement peu consommateurs de biomasse.

Or il existe une très forte corrélation entre croissance de la consommation d'énergie primaire et croissance économique (figure 3). Les énergies fossiles, qui fournissent l'essentiel de l'énergie primaire dans tous les pays industrialisés, ont donc été et continuent à être dans ces pays les principaux moteurs de leur développement économique.

**1 note : le mix énergétique d'un pays est l'ensemble des sources d'énergie qu'il utilise, détaillé par pourcentage de chaque source dans la consommation totale.*

Cette croissance de la disponibilité d'énergie primaire par habitant de la planète a produit d'immenses bouleversements dans l'organisation et les modes de vie des

sociétés humaines, tout d'abord dans les premiers pays industrialisés qui en ont fait l'expérience, du fait de l'augmentation considérable de productivité du travail ainsi permise. Cela a entraîné dans ceux-ci de grandes avancées sociales globales (abondance matérielle, santé, éducation, durée du travail, diminution des inégalités sociales...), mais aussi de graves conflits et des drames humains, et de grandes inégalités de développement d'un pays à l'autre selon leur inégalité d'accès à l'énergie fossile.

Cette croissance s'est aussi accompagnée d'une forte augmentation de la population mondiale, entraînée par les progrès médicaux et l'augmentation des rendements agricoles, d'abord dans les pays industrialisés, puis dans beaucoup d'autres qui ne le sont pas ou pas encore : La plupart des hommes vivant actuellement sont en quelque sorte les enfants des énergies carbonées fossiles.

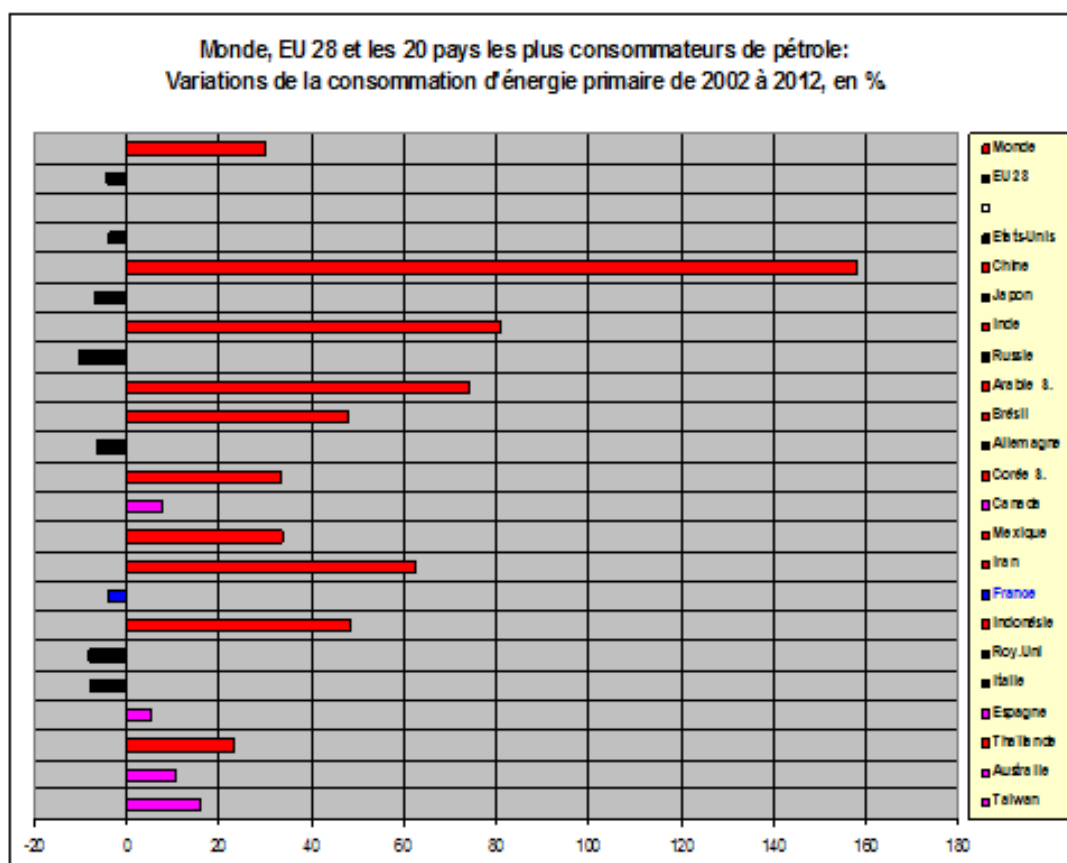


Figure 3 : Variation de la consommation d'énergie primaire des 20 pays les plus consommateurs de pétrole pendant la décennie 2002-2012, classés de haut en bas par importance décroissante de leur consommation de pétrole. Les seuls pays ayant connu une forte croissance économique sont ceux dont la consommation d'énergie primaire a beaucoup augmenté (en rouge), la croissance la plus spectaculaire étant celle de la Chine. En rose les pays ayant connu une croissance de leur consommation d'énergie primaire comprise entre 0 et 20 %. En noir (en bleu pour la France) ceux qui ont connu une décroissance de cette consommation : ce sont aussi

ceux qui ont connu une décroissance ou une stagnation de leur économie pendant cette période. Source : British Petroleum Statistical Review 2013.

Mais la consommation mondiale d'énergies carbonées fossiles est maintenant devenue telle que sa croissance semble très difficile à maintenir au cours de ce siècle, d'abord pour le pétrole et le gaz naturel. Les émissions de gaz à effet de serre et les nuisances que leur usage entraîne, inquiètent ceux qui se soucient du climat et de la santé publique. Une transition énergétique, en fait la transformation des sociétés ayant fondé leur développement essentiellement sur les combustibles fossiles en sociétés capables de s'en passer, est donc inévitable. Cependant les autres sources d'énergie primaire connues, énergie nucléaire et «énergies renouvelables» n'arrivent pour l'instant que marginalement à les remplacer à l'échelle mondiale. De toute évidence c'est donc la disponibilité à venir des combustibles fossiles qui donnera le tempo de cette transition. Pourtant, de façon très étonnante, ils ont à peine été évoqués dans le récent Débat national sur la transition énergétique en France.

Il semblerait donc que, en France et sans doute aussi dans les autres pays industrialisés, les économistes, les politiques, les médias et même les enseignants et les scientifiques non spécialistes, et dans ces conditions l'opinion publique, n'aient pas encore pris la vraie mesure de la situation.

Bien évidemment, pour bien comprendre les problèmes posés, de bonnes connaissances sur ce que sont véritablement les combustibles fossiles et sur leurs possibilités de production dans l'avenir sont nécessaires.

On propose donc ici, à l'attention des personnes qui voudraient se cultiver dans ce domaine, dans une première partie une description de la variété des combustibles fossiles, des principes de leur formation et des mécanismes physiques de constitution de leurs gisements, c'est-à-dire de leurs accumulations économiquement exploitables. Cette description, sans être très technique, pourra paraître austère à un non scientifique. Sa lecture n'en est pas moins indispensable pour qui veut acquérir le vocabulaire de base et une vision d'ensemble. Dans une deuxième partie on donne des repères quantitatifs, en particulier sur leurs réserves restantes et les prévisions de leur production au cours de ce siècle, puis on discute pour finir des relations entre consommation de combustibles fossiles et climat, ainsi que des risques de leur utilisation pour la santé humaine. On explique à l'occasion ce que sont des catégories de combustibles fossiles, tels que les pétroles et les gaz conventionnels et non conventionnels, les gaz et les pétroles dits de schistes, les schistes et les sables bitumineux, ou encore le lignite, catégories dont la nature exacte ne semble pas souvent bien comprise.

Les accumulations exploitables (les gisements) de combustibles fossiles, malgré leur grande variété, ont toutes la même origine : elles proviennent au départ de l'incorporation dans certains sédiments d'une quantité importante de débris et de

substances organiques, dont l'ensemble constitue ce qu'on appelle le **kérogène**. Ces débris et substances organiques sont les restes d'organismes ayant vécu dans le milieu de sédimentation ou sur les terres émergées voisines. Le kérogène se transforme ensuite au cours des temps géologiques, par des mécanismes physico-chimiques liés à l'enfouissement progressif des sédiments qui le contiennent, pour donner naissance aux combustibles fossiles et à leurs gisements.

Cette origine organique a été pleinement reconnue pour les charbons dès le milieu du 19^{ème} siècle, quand les débris de plantes dont ils sont formés ont pu être identifiés couramment sous le microscope. Il a par contre fallu attendre les années 1960 pour les pétroles et les gaz naturels, parce qu'ils ne contiennent pas de marqueur visible de leur origine, même sous un microscope : Les méthodes d'investigation avaient été encore insuffisantes pour emporter une conviction unanime. Des observations décisives ont alors été faites. Elles ont été pleinement confirmées au cours des 50 dernières années par la pratique de l'exploration pétrolière et gazière.

Une difficulté pour appréhender le sujet est inhérente aux études géologiques : les échelles de temps sont ici de très loin supérieures à celles qui règlent la vie des hommes : La formation des gisements de combustibles fossiles est un phénomène incroyablement lent à l'échelle humaine. Elle se déroule dans d'immenses réacteurs physicochimiques naturels, les bassins sédimentaires.

Cette très faible vitesse de formation rend impossible une expérimentation en laboratoire pour en reproduire fidèlement les mécanismes. C'est grâce à un intense travail d'observation, de mesure et de modélisation que l'on a pu vraiment les comprendre.

Les modèles de simulation sur ordinateur de la formation des gisements de pétrole et de gaz dans les bassins sédimentaires au cours des temps géologiques sont maintenant devenus d'utilisation courante dans les compagnies pétrolières, pour orienter l'exploration. Certains vont très loin dans les détails et sont d'une complexité qui n'a rien à envier à celle des modèles climatiques qui tiennent actuellement la vedette. Les ordinateurs les plus puissants disponibles sur le marché sont utilisés depuis les années 1980 pour exploiter ces modèles.

Première partie

Nature et variété des combustibles fossiles, principes physico-chimiques de leur formation et de celle de leurs gisements dans la croûte terrestre.

1- Quels sont les combustibles fossiles, et de quoi sont-ils faits ?

Les combustibles fossiles sont des fluides ou des solides que l'on trouve dans la croûte terrestre et plus précisément dans les bassins sédimentaires, c'est-à-dire des dépressions formées au cours des temps géologiques et envahies par les eaux, où se sont accumulés les produits de l'érosion (les sédiments) des continents voisins. Pour être exploitables, ils doivent être présents sous forme d'accumulations (gisements) suffisamment importantes et faciles d'accès pour avoir un intérêt économique. Les fluides sont les **pétroles** et les **gaz naturels**, les solides*² sont les **charbons** et les **schistes bitumineux**. Nous utilisons ici ces termes délibérément au pluriel, étant donné la grande variété de composition des combustibles fossiles dans leurs gisements.

**2 note : Parmi les solides, signalons aussi les hydrates de méthane (glaces de méthane), trouvés dans les pergélisols (permafrost) des zones arctiques, ou dans les sédiments des océans et des lacs par des profondeurs d'eau de quelques centaines de mètres, dont il existe de très grandes quantités : ce sont des associations de molécules d'eau et de molécules de méthane, à l'état solide et stable dans ces conditions, mais qui ne le sont plus une fois amenées à la surface. Pour l'instant (voir chapitre 3-1-5), leurs réserves, c'est-à-dire les quantités qui sont extractibles dans des conditions économiques, sont insignifiantes. Le méthane, de formule CH₄, est le plus simple des hydrocarbures, qui sont des molécules formées uniquement de carbone et d'hydrogène.*

1-1 Les pétroles

Ils sont constitués pour leur plus grande part d'**hydrocarbures**, c'est-à-dire de molécules ne contenant que du **carbone** et de l'**hydrogène**.

Les hydrocarbures des pétroles sont des liquides dans des conditions dites normales de température et de pression (dans l'industrie pétrolière, 15 °C et pression atmosphérique). Ils sont classés en familles structurales (voir annexe 1). Leur **nombre de carbones**, c'est-à-dire le nombre d'atomes de carbones que contiennent leurs molécules, varie entre 5 et 30 environ, avec un mode en général aux alentours de 10, mais peut aller jusqu'à 50 et plus ! Il en résulte un nombre de combinaisons différentes possibles entre carbone et hydrogène, c'est-à-dire de molécules distinctes d'hydrocarbures, qui est extrêmement élevé, de l'ordre de plusieurs milliards !

Avec des hydrocarbures, les pétroles contiennent aussi, parfois en forte proportion, et cela est peu connu des non spécialistes, d'autres types de molécules, qui associent au carbone et à l'hydrogène d'autres atomes (dits hétéroatomes), **soufre**, **oxygène** et **azote** principalement. Ces **molécules hétéroatomiques** ont une grande influence sur leurs propriétés. Elles sont très diverses : Certaines ont de faibles masses moléculaires, entre autres des **thiols** appelés aussi **mercaptans**, qui contiennent du soufre, et des **phénols** et des **furanes**, qui contiennent de l'oxygène. Elles sont alors

souvent volatiles et contribuent à donner une odeur nauséabonde à beaucoup de pétroles bruts. Dans les molécules de masse moyenne se trouvent des **benzothiophènes** et des **dibenzothiophènes**, où un cycle fait de 4 atomes de carbone et d'un atome de soufre est accolé à un ou deux cycles benzéniques (dits encore aromatiques, voir annexe 1). Mais l'essentiel consiste en molécules de grande masse moléculaire. Ces molécules « lourdes » sont pour la plupart impossibles à étudier individuellement, et même par fractions (une exception est celle des **porphyrines**, voir annexe 1) : on n'a accès le plus souvent qu'à leurs propriétés globales, analyse élémentaire, masse moléculaire moyenne, propriétés physiques etc... Appelées **résines** et **asphaltènes**, elles peuvent constituer une fraction très importante des pétroles (environ 15 % pour un pétrole courant). Elles sont aussi appelées **NSO**, pour azote (N), soufre (S) et oxygène (O). La distinction au laboratoire entre résines et asphaltènes est empirique : les asphaltènes précipitent quand on mélange à un échantillon de pétrole brut un hydrocarbure saturé léger, habituellement du **pentane** C₅H₁₂ ou de l'**heptane** C₇H₁₆, tandis que les résines restent en solution. Cela correspond toutefois à des différences globales de structure : la structure des résines leur permet d'être solubles dans les hydrocarbures, et d'y maintenir les asphaltènes en **pseudosolution** (voir annexe 1). La précipitation peut se produire naturellement si des hydrocarbures légers envahissent un gisement d'un pétrole riche en asphaltènes au cours de son histoire géologique : c'est ce qu'on appelle le **désasphaltage**.

Il existe donc non pas un mais des pétroles, et la variété en est très grande. On les classe sommairement en fonction de leur **densité** par rapport à l'eau pure, en pétroles légers, moyens (medium), lourds et même extra-lourds. Cette densité varie en fonction de leur composition, entre 0,75 et 1 environ et peut parfois être légèrement inférieure à 0,7, ou atteindre un peu plus de 1. En règle générale, plus un pétrole est lourd (dense) et plus il contient de résines et d'asphaltènes.

Dans la littérature pétrolière, dominée par les habitudes Nord-américaines, cette densité est exprimée en degré API (pour American Petroleum Institute), variante américaine du degré Baumé, calculé par la formule **Degré API= (141,5/ (densité à 60 °F)) - 131,5**). Le tableau 1 montre la correspondance entre les degrés API et la densité par rapport à l'eau. On y voit que le degré API est à l'inverse de la densité.

D	1,014	1,007	1,000	0,966	0,934	0,904	0,876	0,850	0,825	0,802	0,780	0,759	0,757
°API	8	9	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	58

Tableau 1 : correspondance entre densité par rapport à l'eau (D) et degré API.

Les pétroles les plus courants (medium) ont un degré API compris entre 25 et 35.

Le **pétrole de schiste** (shale oil), dont l'exploitation a connu un développement spectaculaire aux Etats-Unis après 2010, grâce au progrès technologique et à l'augmentation des prix du pétrole, est un pétrole léger, d'un degré API variant de 35

à 45 environ. Il n'a d'autre particularité que de se trouver dans des réservoirs de très faible perméabilité situés dans ou au contact de la roche où il s'est formé, sa **roche-mère** (voir chapitre 2-3, chapitre 4 et deuxième partie). D'où le nom qu'on lui donne de plus en plus fréquemment de **pétrole de roche-mère**.

Les pétroles d'un degré API inférieur ou égal à 10, c'est-dire plus denses que l'eau pure, sont qualifiés d'**extra-lourds** (en anglais **extra-heavy, XH**). Ils comprennent les **huiles extra-lourdes (extra-heavy oils)** et les **bitumes** (bitumens, tars) appelés aussi **asphaltes** (asphalts), qui sont des liquides très visqueux. Les bitumes peuvent être même à l'état solide.

La distinction entre huiles extra-lourdes (extra-heavy oils, XH) et bitumes (bitumens, tars) se fait sur la base de leur viscosité quand ils sont en place dans le gisement. Celle-ci est très influencée par la température du gisement. On classe dans les bitumes les pétroles de viscosité supérieure à 10 000 centipoises (cP). Bien entendu, la viscosité des bitumes et des huiles extralourdes dans leur gisement a une grande importance pour le choix de leurs méthodes d'exploitation.

Les gisements les plus importants de bitume sont ceux de l'Athabasca au Canada, sous forme de ce qu'on appelle des **sables bitumineux (tars sands)**. Il s'agit d'énormes gisements que l'on trouve à la surface ou à faible profondeur (moins de 400 mètres) sur de très grandes étendues, 60 000 km² environ. Leur température moyenne est d'environ 5 °C et leur viscosité de l'ordre de 10⁶ cP.

Les gisements les plus importants d'huiles extra-lourdes, d'importance aussi considérable que les précédents, sont ceux de la **ceinture bitumineuse de l'Orénoque** (Faja bituminosa, Orinoco tar belt) au Venezuela. Plus profonds que ceux de l'Athabasca, de 600 à 1000 m environ, moins altérés par la circulation des eaux de surface, et situés dans un pays plus chaud leur température moyenne est d'environ 50°C et leur viscosité inférieure à 10⁴ cP, ce qui ne les classe donc pas dans les bitumes.

Du fait de leur présence fréquente à la surface ou à faible profondeur, les bitumes et les huiles extra-lourdes, sont connus depuis très longtemps. Des bitumes étaient utilisés dans l'antiquité pour le calfatage des bateaux, les joints dans la construction, l'éclairage, et souvent même comme médecine. Les huiles extra-lourdes du gisement de Pechelbronn (Pechelbronn signifie source de poix, nom ancien du bitume) en Alsace du Nord étaient utilisées dès le Moyen-Âge. Les gisements de l'Athabasca ont commencé à attirer l'attention dès le début du 18^{ème} siècle. Exploités à partir des années 1960, ce n'est qu'à partir de 2000 que cette exploitation a réellement pris de l'ampleur, en particulier grâce à la très forte augmentation du prix du pétrole ayant eu lieu de 2003 à 2014. Les huiles extra-lourdes du Venezuela ont commencé à être inventoriées dans les années 30, et leur mise en production a débuté dans les

années 1960, mais comme pour l'Athabasca, ce n'est qu'à partir de 2000 que leur exploitation a pris de l'ampleur.

On trouve dans les pétroles de nombreuses molécules dont la structure chimique dérive de manière évidente de celle de molécules constitutives des organismes vivants. Ces molécules sont appelées **fossiles géochimiques** ou plus souvent **biomarqueurs (biomarkers)**. Parmi celles-ci les **porphyrines**, dont la structure, très proche de celle du noyau tétrapyrrolique de la chlorophylle (voir annexe 1), fut décrite pour la première fois en 1934 par le chimiste allemand Alfred Treibs, le premier à avoir apporté ainsi une preuve difficilement discutable de l'origine organique des pétroles. Depuis, des milliers de ces biomarqueurs ont été identifiés, suite aux progrès fulgurants des méthodes d'analyse à partir des années 70, et plus particulièrement de l'usage du couplage de la chromatographie en phase gazeuse et de la spectrométrie de masse (**GC-MS**).

1-2 Les gaz naturels

Ils sont aussi constitués pour une large part d'hydrocarbures : Les hydrocarbures des gaz naturels sont en principe ceux qui sont gazeux dans les conditions dites normales (15°C, pression atmosphérique), c'est-à-dire ceux dont le nombre de carbone est inférieur ou égal à 4 : le plus abondant est le **méthane**, CH₄, suivi de l'**éthane**, C₂H₆, du **propane**, C₃ H₈, puis du **butane** et de l'**isobutane**, C₄H₁₀. Les gaz naturels contiennent aussi, en proportion parfois très importantes, des gaz non hydrocarbures, dont les principaux sont le **dioxyde de carbone (gaz carbonique)**, CO₂, l'**azote**, N₂, et l'**hydrogène sulfuré**, H₂S. On y trouve parfois un peu de gaz rares, **hélium** et **argon**, ou même d'**hydrogène**, H₂ (tableau 2). Certains gisements contiennent aussi des traces d'**arsenic** et de **mercure**^{*3}, qu'il faut impérativement éliminer. Si les hydrocarbures des gaz ont une origine organique, les non-hydrocarbures peuvent avoir en partie une origine minérale, ou même une origine organo-minérale, par réaction des hydrocarbures sur les roches du gisement (**Durand , 2013**).

Là encore, il existe non pas un mais des gaz naturels, et leur variété est très grande (tableau 2)

Gisements	CH4	C2-C6	CO2	N2	H2	H2S	He
Kane (Etats-Unis)	99,3	0,4		0,1	0,1		0,15
Sweetwater (Etats-Unis)	75,6	1,3	2,7	20,2			0,75
Newago (Etats-Unis)	85,3	1,6	0,4	12,4			1,1

Spence (Etats-Unis)	91	4,8	0,1	3,6			0,14
Transylvanie (Roumanie)	98-99	0,8	0,5	1-2			
Krecsegopan (Hongrie)	42-47		43-45	3-6	0,9		
Schlochteren (Pays-Bas)	81,3	3,5	0,8	14,4			
Lacq (France)	74	2	9			15	
B. d'Allemagne du Nord	Jusq.95	0,3-12	Jusq.60	Jusq.99	Jusq.70	0-8	
Cumato,Sakada (Japon)	42-98	0,1	0,5-4,5	4-53			
Angleterre orientale	90			10			
Weedhorff (Allemagne)	92,5	1,7	1,6	4,2			
Baden (Allemagne)	82,1	0,8	10,3	6,8			
Touïmazi (Volga-Oural)	39,5	49,8	0,1	10,6			
Sokovka (Sub-Caucase, CEI)	76	17	5	1			
Plaine du Pô (Italie, Pliocène)	99	1					
Plaine du Pô (Italie,Miocène)	90	Jusqu.8					
HassiR'Mel (Algérie)	80	15		5			
Piaui (Birmanie)	88,1	2,6	0,7	8			0,003

Ourengoï (Sibérie Occ.)	98,5	0,1	0,2	1,1			0,01
-------------------------	------	-----	-----	-----	--	--	------

Tableau 2 : variété des proportions, en % du volume total, des principaux constituants des gisements de gaz naturel, d'après Sokolov, 1974.

Cette diversité de composition des gaz naturels a entre autres comme conséquence une diversité de leurs propriétés physiques et en particulier de leur pouvoir calorifique, qui est la source de leur intérêt économique (voir chapitre 2-2). On comprend bien que la découverte d'un gisement riche en azote ou en gaz carbonique a beaucoup moins d'intérêt que celle d'un gisement de méthane presque pur.

** 3 note : le mercure en particulier peut corroder les installations de production et de traitement du gaz, et a été ainsi la cause d'accidents graves.*

Mais dans le sous-sol ce qu'on appelle un gisement de gaz naturel est en réalité une phase fluide dont les principaux constituants sont généralement dans des conditions de température et de pression dites supercritiques. Cette phase fluide a des propriétés physiques proches de celles d'un gaz. Si elle est constituée pour l'essentiel de molécules qui seraient gazeuses à la surface, elle contient aussi à l'état dissout, parfois en forte proportion, des hydrocarbures liquides dits **C5+** (c'est-à-dire d'un nombre de carbones supérieur à 4), qui seraient donc liquides dans les conditions de la surface. Cette phase «gaz» a une densité par rapport à l'eau qui peut varier de 0,1 à 0,4 en fonction de sa composition, ainsi que de la température et de la pression régnant dans le gisement.

Elle peut constituer à elle seule le gisement, ou faire partie d'un gisement mixte huile/gaz où elle surmonte une phase huile (pétrole) de densité plus forte, formée pour l'essentiel d'hydrocarbures liquides, mais qui peut contenir à l'état dissout des molécules qui seraient gazeuses en surface. Le gaz dissout dans la phase huile est dit **gaz associé** : on en caractérise la quantité par le **gas oil ratio (GOR)**, exprimé en m³ de gaz dans les conditions normales par m³ d'huile. La phase «gaz» surmontant la phase huile est dite **gaz associé de couverture (gas cap)**.

Lors de la mise en production des gisements, les hydrocarbures liquides, c'est-à-dire ceux d'un nombre de carbones égal ou supérieur à 5 (**C5+**), présents à l'état dissout dans la phase gaz se condensent en partie lors de leur montée vers la surface dans le gisement ou dans les puits, mais surtout en **tête de puits**, dans une suite de **séparateurs** dans lesquels on abaisse par étapes la pression initiale. Les hydrocarbures liquides ainsi récupérés sont ce qu'on appelle les **condensats**. Le gaz va ensuite dans une usine de traitement, où l'on élimine l'eau, les matières minérales et les gaz non hydrocarbures qu'il contient. On y récupère aussi par réfrigération ce qu'on appelle les **liquides d'usine de traitement de gaz naturel (LUGN, en anglais natural gas plant liquids, NGPL)** : hydrocarbures C₅+ restants non condensés en tête

de puits, et surtout hydrocarbures gazeux en conditions normales autres que le méthane : **éthane, propane et butanes**. Propane et butanes seront liquéfiés sous pression pour former les **gaz de pétrole liquéfiés (GPL)**. L'éthane se retrouve en partie dans le gaz épuré et en partie dans le GPL.

Le gaz à la sortie de puits est ce qu'on appelle **gaz brut (gross gas)**. Dans les comptabilités internationales, les condensats et LUGN extraits de ce gaz brut sont comptabilisés dans la catégorie pétrole, tandis que le gaz restant appelé **gaz sec (dry gas)** est comptabilisé dans la catégorie gaz.

On comprendra mieux ces différences entre gaz sous forme de phase gaz dans un gisement comprenant ou non une phase huile, et gaz sous forme de molécules gazeuses récupérées en surface en examinant la figure 4. 6 situations y sont considérées, par importance croissante de la phase gaz dans le gisement. On reviendra sur cette question dans la deuxième partie.

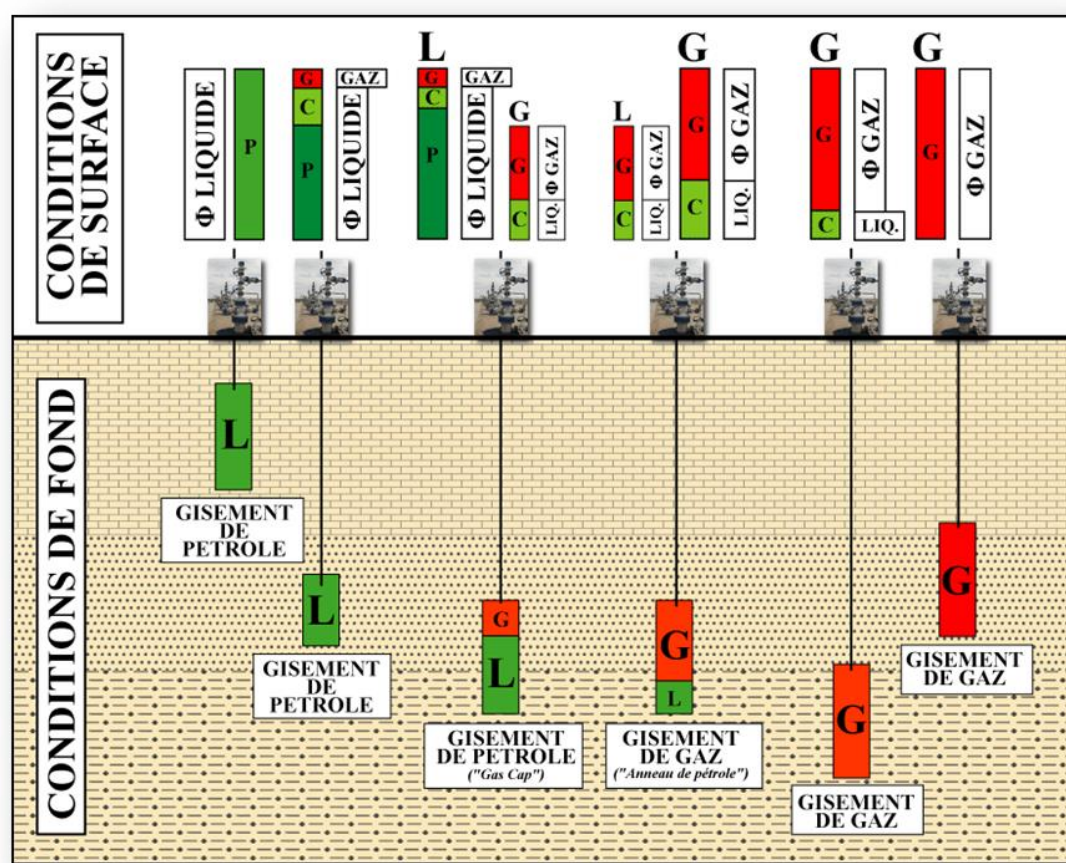


Figure 4 : relations entre phase pétrole et phase gaz dans un gisement (conditions de fond) et dans les conditions de surface : L=liquides P=pétrole C= condensats G=gaz. 6 situations sont représentées, en fonction de la proportion de molécules gazeuses dans les conditions de la surface dans l'ensemble du gisement, de pas du tout de gaz à pas du tout de liquide. Le gaz récupéré en tête de puits contient encore

*des hydrocarbures liquides qui seront récupérés ainsi que le propane et le butane, dans les usines de traitement de gaz naturel sous forme de liquides d'usine de traitement de gaz naturel (LUGN). **Courtoisie Roland Vially.***

Les usines de traitement de gaz peuvent être situées sur les champs de production de gaz. Le gaz sec est évacué par gazoduc et le GPL par camions spécialisés. Mais souvent, et nécessairement si le gisement se trouve en mer, le gaz non traité ou partiellement traité est expédié par gazoduc vers des terminaux d'extraction du GPL situés en bord de mer. Le GPL, et le gaz sec après liquéfaction à -161°C (**gaz naturel liquéfié, GNL, Liquefied Natural Gas, LNG**), peuvent éventuellement être transportés par des navires spécialisés. Dans le cas du GNL, se sont les **méthaniers**, qui le transporteront vers des installations de **regazéification** situées en bord de mer dans les pays consommateurs.

Si le gaz est associé à un gisement de pétrole, mais ne justifie pas économiquement la construction de gazoducs, il est réinjecté dans le gisement ou brûlé à la torche.

L'ensemble **condensats + LUGN (Natural Gas Plants Liquids, NGPL)** constitue ce qu'on appelle les **liquides de gaz naturel (Natural Gas Liquids, NGL)**.

Les gaz naturels ont pour l'essentiel le même mode de formation que les pétroles, c'est-à-dire comme on le verra la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certains sédiments. Ils sont très fréquemment associés dans une même structure géologique. On parle alors de **gaz thermique**. Les gaz de schiste (en fait de roche-mère) qui font en ce moment l'actualité sont des gaz thermiques. Ils ont la particularité, tout comme le pétrole de schiste (de roche-mère) de se trouver dans des réservoirs à perméabilité extrêmement faible situés dans ou au contact des roches qui leur ont donné naissance, leurs roches-mères (voir chapitre 2-3 et 4). Ils sont connus en fait depuis longtemps, puisque la petite ville de Fredonia dans l'Etat de New-York était alimentée en gaz de cette nature dès 1840. Les progrès technologiques permettent maintenant de l'exploiter à grande échelle aux Etats-Unis (voir deuxième partie).

Mais il existe aussi, ce qui n'est pas le cas pour les pétroles, des gisements de **gaz biogénique (bactérien, biochimique)**, qui proviennent de l'action de **bactéries méthanogènes** sur des substances organiques dissoutes dans l'eau de milieux de sédimentation spécifiques.

C'est ainsi que se forme aussi le **gaz des marais**, ou encore le **biogaz** produit par les fermenteurs agricoles.

Le gaz biogénique, sauf mélange avec un gaz d'origine thermique, ne contient pas d'autre hydrocarbure que le méthane.

Il existe aussi du méthane d'origine minérale, formé par réaction de l'eau sur des minéraux à des températures de quelques centaines de degrés dans les zones volcaniques de l'écorce terrestre. Mais il ne forme pas de gisements exploitables.

1-3 Les charbons

Ce sont des roches sédimentaires contenant une très forte proportion de **carbone organique** provenant de débris végétaux. Formellement, l'appellation charbon est réservée à des roches contenant plus de 40 % de leur poids sec en carbone organique. Mais on verra que les charbons sont associés, dans ce qu'on appelle les séries houillères, à des roches contenant le même type de matière organique, mais en moindre teneur.

Les charbons peuvent provenir d'accumulation de débris d'algues unicellulaires, qui sont des **végétaux** dits **inférieurs**. Il s'agit alors des **charbons algaires** (algal coals, sapropelic coals, bogheads). Ils peuvent aussi provenir d'accumulations de spores et de pollens. Il s'agit alors des **charbons de spores** (cannel coals). Mais ce sont là des catégories anecdotiques, car dans leur écrasante majorité, ils proviennent de l'accumulation de débris de **végétaux** dits **supérieurs**, arbres et plantes herbacées, qui sont riches en tissus ligno-cellulosiques (bois, nervures de feuilles...) Il s'agit alors des **charbons humiques** (humic coals), ou charbons sensu stricto.

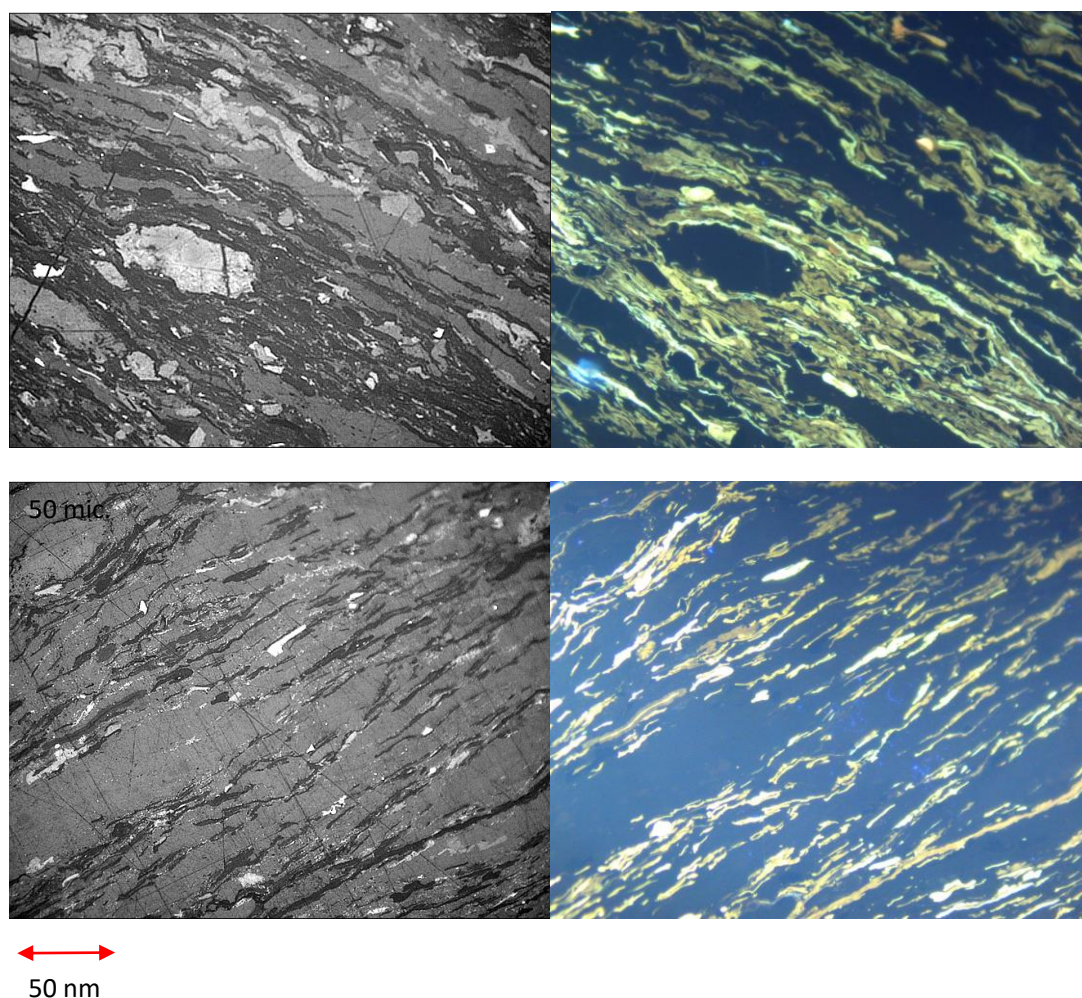
Les charbons ne sont pas, comme on le lit parfois, du pétrole à l'état solide comme le sont les bitumes, ou des hydrocarbures solides, même si, comme on le verra, ils peuvent donner naissance à du pétrole et parfois en contenir encore. Ce sont des roches organo-minérales très complexes dont les constituants organiques sont majoritairement dérivés de constituants des végétaux supérieurs. En microscopie optique par réflexion, on y observe ce qu'on appelle des **macéraux***4 par analogie avec les minéraux des roches courantes.

**4 note : Le terme de macéral a été créé en 1935 par la paléobotaniste et célèbre féministe écossaise Mary Stopes (1880-1958).*

Les principaux macéraux, 70 % en moyenne de la surface observée sous le microscope, sont les **vitritines**, substances amorphes solides (gels solides) : elles se forment dans les sédiments à partir de **lignine**, de **cellulose et d'hémicellulose**, qui sont les principaux composants des tissus de soutien des végétaux supérieurs, bois, tiges, nervures de feuilles ... Il y a ensuite les **liptinites**, qui comprennent l'**exinite** formée à partir des constituants «externes» des végétaux supérieurs, **sporinite** à partir des spores et pollens, **cutinite** à partir des cuticules de feuilles, **résinite** à partir des résines d'arbres etc... On met également dans les liptinites l'**alginite**, formée non pas à partir des végétaux supérieurs, mais à partir d'algues microscopiques unicellulaires (végétaux inférieurs) vivant dans les milieux de sédimentation. Il y a enfin les **inertinites**, constituants le plus souvent dérivés des précédents par des

phénomènes oxydatifs, feux de forêts ou oxydation lors du transport jusqu'au milieu de sédimentation. Ces grandes catégories se distinguent en particulier par leur **pouvoir réflecteur** et leur **fluorescence** (figure 5).

La fraction organique solide totale des charbons, comme pour toutes les roches sédimentaires contenant des débris et substances organiques provenant de la dégradation des organismes après leur mort, est appelée **kérogène**. Le kérogène est, on le précisera plus loin une catégorie chimique, qui se définit par son insolubilité dans les solvants organiques usuels ([Durand et al., 1980](#)). Les macéraux sont des catégories pétrographiques: Ce sont les parties de ce kérogène qui sous le microscope sont visibles et dont l'origine est identifiable. Leur identification est l'objet de ce qu'on appelle la pétrographie des charbons, dont un des plus importants ouvrages de référence est celui de [Stach et al., 1982](#).



*Figure 5: micrographies de sections polies d'un charbon prélevé dans un puits de Gironville en Lorraine, examinées par réflexion sous un microscope à objectif à huile d'immersion (indice de réfraction de l'huile 1,518) : à gauche en lumière visible monochromatique (longueur d'onde 546 nm) et à droite en lumière UV monochromatique (longueur d'onde 365 nm) : Elles montrent la grande hétérogénéité des charbons : on observe à gauche la **vitrinite** sous forme de plages*

grises englobant des plages d'**inertinite** beaucoup plus réfléchissantes et des lits de **liptinite** très peu réfléchissantes, donc noires. A droite en haut la **leptinite** (ici surtout de la **sporinite** dérivée des spores de végétaux et de la **cutinite** dérivée de cuticules de feuilles, dont on reconnaît les contours) qui est noire en lumière visible, fluoresce en nuances de jaune en lumière UV, tandis que la vitrinite et l'inertinite, non fluorescentes, sont noires. A droite en bas, la section a une teinte générale bleue : Cela est dû à la dissolution par l'huile d'immersion de l'objectif d'un d'hydrocarbures présents initialement dans l'échantillon de charbon (voir chapitre 3-2-1), qui ont une fluorescence bleue. La pétrographie des charbons est très utilisée pour déterminer ce qu'on appelle leur **rang** (voir chapitre 3-2-1), grâce en particulier à la mesure du **pouvoir réflecteur** de la vitrinite. On trouvera par exemple dans **Alpern 1980** une description détaillée de ces méthodes et de leur utilisation.

Courtoisie : **Professeur Luis Martinez, Université de Strasbourg et Ecole et Observatoire des Sciences de la Terre.**

La fraction minérale des charbons se trouve sous formes de fins lits individualisés, en particulier d'argiles, et de constituants intimement mêlés aux macéraux, argiles, quartz, mais aussi sulfures de fer (pyrite) ou de zinc (blende) contenant des traces de nombreux autres métaux que le fer et le zinc^{*5}. Il existe aussi des composés organo-minéraux indétectables sous le microscope.

Les charbons, comme toute roche sédimentaire, contiennent aussi de l'eau, de 50 % à 5 % environ selon leur nature et leur histoire géologique (voir plus loin).

Lorsque l'on brûle un charbon, l'ensemble de la fraction minérale produit des **cendres (ashes)**. Celles-ci représentent en moyenne environ 15 % du poids sec du charbon initial.

5 note : les charbons ont souvent des teneurs nettement plus élevées que la moyenne des roches sédimentaires (teneurs moyennes qu'on appelle leur Clarke d'après le géochimiste américain qui a le premier établi ces valeurs pour la croûte terrestre) en un certain nombre d'éléments, souvent présents en traces dans les sulfures tels que la pyrite et la blende. Certains en particulier **antimoine, arsenic, béryllium, cadmium, chrome, cobalt, fluor, germanium, plomb, manganèse, mercure, nickel, sélénium, thallium et vanadium, sont considérés comme nuisibles à faible dose pour la santé. Ils contiennent fréquemment du **soufre**, présents dans les sulfures métalliques mais aussi dans des composés organiques. Ce soufre produit à la combustion des oxydes de soufre, nuisibles également. On y trouve aussi en quantités variables mais parfois notables, des éléments radioactifs, **uranium et thorium et leurs descendants**..*

1-4 Les schistes bitumineux

Ce sont, comme les charbons, des roches sédimentaires exceptionnellement riches en carbone organique, mais en moyenne beaucoup moins que ne le sont les charbons. Les teneurs usuelles sont de l'ordre de 10 % poids de carbone organique par rapport au poids sec de la roche. De plus la fraction organique solide (le kérogène) ne dérive pas cette fois de végétaux supérieurs, mais essentiellement de végétaux inférieurs dépourvus de tissus ligno-cellulosiques : débris d'algues unicellulaires et de membranes de bactérie, dans lesquels la microscopie par réflexion ne peut faire de distinctions, car elle se présente en masses amorphes de très faible pouvoir réflecteur et de couleur de fluorescence trop uniforme. Une petite partie de ces débris est cependant parfois identifiable en microscopie par transmission.

S'ajoute un caractère supplémentaire nécessaire à l'état de **schiste bitumineux (oil shale)** : l'aptitude à produire de façon économiquement rentable, par traitement thermique à l'abri de l'air (**pyrolyse**) aux environs de 500 °C, un **pétrole synthétique (synfuel)** que l'on appelle **huile de schistes (shale oil*⁶)**. Nous verrons qu'il faut pour cela qu'ils n'aient jamais atteint de grandes profondeurs au cours de leur histoire géologique. De plus, pour des raisons économiques, on ne peut guère envisager leur exploitation que s'ils se trouvent à la surface ou près de la surface.

** note 6 : Le terme de shale oil est également employé par les Anglo-Saxons pour désigner du pétrole resté piégé dans le sédiment qui lui a donné naissance, sa **roche-mère**. Or cette dernière a en général une richesse en kérogène plus faible qu'un schiste bitumineux, et a dû comme on le verra être profondément enfouie pour avoir produit du pétrole. Ce terme est donc devenu une source de confusion. Pour la dissiper, les Anglo-Saxons appellent maintenant ce pétrole **light tight oil (LTO)** plutôt que shale oil. En France, après l'avoir longtemps appelé **pétrole de schistes**, on utilise maintenant le terme de **pétrole de roche mère**. Mais les Anglo-Saxons continuent à utiliser le terme de oil shale pour désigner la roche-mère qui le contient. Le terme de **kerogen shale**, commence cependant à apparaître pour désigner les schistes bitumineux, et celui de **kerogen oil** pour désigner l'huile produite lors de leur pyrolyse. On comprendra mieux ces problèmes de sémantique dans la suite de cet ouvrage, une fois expliqués les mécanismes de formation du pétrole et du gaz.*

Le terme de schiste bitumineux est donc malheureux, bien qu'il soit consacré par l'usage : Ces roches ne sont pas des schistes, car les schistes sensu stricto sont des roches métamorphiques, c'est-à-dire des roches ayant subi à forte profondeur des températures et des pressions telles qu'elles en ont été profondément transformées. Elles ne contiennent pas de bitume, lequel est on l'a vu une variété solide de pétrole, mais du kérogène, qui est comme on va le voir constitué de restes d'organismes ayant vécu dans le milieu de sédimentation ou apportés du continent voisin. Ce ne sont pas non plus des roches-mères de pétrole, car contrairement à celles-ci, leur enfouissement n'a pas été suffisamment important pour que s'y forme du pétrole.

D'autre part, les teneurs en kérogène des roches-mères sont rarement aussi élevées que celles des schistes bitumineux.

Les schistes bitumineux sont fréquemment confondus avec les **sables bitumineux** (tar sands), qui sont comme on le verra des grès (sables), contenant du bitume, résidu de l'altération d'un gisement de pétrole.

2- Comment les combustibles fossiles se forment-ils ?

2-1 Leur origine : les kérogènes, des débris d'organismes accumulés dans certains sédiments.

Les combustibles fossiles se forment à partir de sédiments qui contiennent, mélangés aux minéraux, des débris microscopiques plus ou moins altérés d'organismes ayant vécu dans le milieu de sédimentation ou apportés des terres émergées voisines. Ces organismes étaient surtout des **végétaux inférieurs**, phytoplancton marin ou lacustre, et **végétaux supérieurs** terrestres (arbres et plantes herbacées). S'y ajoutent des résidus organiques variés : membranes bactériennes, pelotes fécales, exsudats, résines végétales, suies provenant de feux de forêts par exemple, sols, ou encore des molécules organiques adsorbées sur des surfaces minérales.

La partie solide, plus précisément la partie insoluble dans les solvants organiques courants, de ces débris et substances organiques est appelée **kérogène (Durand et al., 1980)**. Il s'agit donc d'une catégorie chimique. Son analyse élémentaire révèle qu'il est constitué pour l'essentiel de 5 éléments : il s'agit par ordre décroissant de leur quantité moyenne, exprimée en proportion du nombre total d'atomes présents, de l'**hydrogène**, du **carbone** (sous forme organique), de l'**oxygène**, et d'un peu de **soufre** et d'**azote**.

Les sédiments à kérogène se trouvent avec d'autres sédiments dans des **bassins sédimentaires** : ceux-ci sont des empilements de strates de sédiments accumulés pendant de très grandes durées, les temps géologiques. Leurs dimensions, surface et profondeur, sont très variables, et leur géométrie peut être extrêmement complexe. Un exemple relativement simple est le Bassin de Paris, principal bassin sédimentaire français, dont la surface est de l'ordre de 150 000 km² et la profondeur maximale actuelle d'environ 3 km. Il a commencé à se former il y a 250 millions d'années environ, c'est-à-dire au début de l'ère Mésozoïque, sur un socle d'âge Paléozoïque.

Les clefs de l'accumulation du kérogène dans un sédiment sont d'une part l'abondance des apports en matières organiques au cours de son dépôt, et d'autre part ce qu'on appelle l'**anoxie**, c'est-à-dire l'absence d'oxygène, ou au moins une présence limitée de celui-ci, dans l'eau du milieu de sédimentation et du sédiment (**Tissot and Welte 1978, Demaison and Moore, 1980, Bordenave et al., 1993**). La destinée normale des molécules biologiques après la mort des organismes est en effet

d'être recyclées par d'autres organismes qui s'en nourrissent. En présence d'oxygène les organismes et microorganismes dont le métabolisme est basé sur l'oxygène, dits **aérobies**, dégradent très rapidement ces molécules en gaz carbonique et eau pour l'essentiel. En l'absence d'oxygène, ces organismes ne peuvent pas survivre, et malgré la présence de microorganismes, **anaérobies** cette fois, la dégradation des matières organiques est beaucoup plus lente.

La formation du kérogène a donc lieu grâce à une « fuite » du cycle biologique du carbone organique, fuite qui alimente le cycle sédimentaire de ce dernier. La proportion du carbone organique contenu dans la biomasse qui échappe ainsi au cycle biologique est très faible et impossible à évaluer très précisément. Les évaluations les plus courantes font état d'environ 0,1 % en masse du carbone organique de la biomasse synthétisée chaque année dans le monde qui est ainsi incorporé dans des sédiments. Mais les immenses durées du cycle sédimentaire font qu'il y a de l'ordre de 100 000 à 1 000 000 de fois plus de carbone organique stocké dans les sédiments à kérogène que dans la production annuelle de biomasse.

L'anoxie est plus facilement réalisée dans les sédiments à grains très fins, **argiles** et **marnes**, parce qu'il s'agit de sédiments à très faible perméabilité, où l'eau et l'oxygène dissout qu'elle contient circulent très difficilement. C'est dans ce type de roches que l'on trouve l'essentiel des kérogènes. Mais la situation paléogéographique du milieu de dépôt a aussi son importance : les dépôts en eaux calmes peu profondes lagunes, baies ou mers protégées par des seuils ou des goulets des apports d'oxygène par les circulations océaniques, ou encore lacs, favorisent l'accumulation des kérogènes: la productivité en organismes planctoniques y est souvent importante. D'autre part, la distance de transport entre les zones de forte productivité biologique et les sédiments y est faible, ce qui limite les dégradations oxydatives avant l'incorporation dans les sédiments. Sont également favorisées les zones d'**upwelling**, c'est-à-dire des zones côtières où l'eau remonte des profondeurs, comme c'est le cas par exemple actuellement sur les côtes Ouest du Chili et de la Mauritanie : la remontée des sels minéraux dissous dans l'eau y entraîne une productivité planctonique exceptionnelle dans la **zone euphotique**, c'est-à-dire la tranche d'eau où pénètre la lumière du soleil. L'anoxie est créée ici par la consommation de l'oxygène disponible dans l'eau sous la zone euphotique, par la destruction d'une partie des débris organiques en voie de sédimentation par les microorganismes aérobie, le reste étant ainsi préservé.

Dans les marécages et les deltas de fleuves de zones climatiques favorables à la productivité végétale terrestre s'accumulent par endroits dans des sédiments argileux des débris de **végétaux terrestres**, dits supérieurs (arbres, plantes herbacées). Se forment ainsi, quand ces accumulations sont particulièrement importantes, des **tourbes**^{*7}, qui donneront éventuellement plus tard naissance aux **charbons**. Une partie de ces débris végétaux est également exportée en mer.

** note 7: les tourbes à l'origine des charbons se forment plutôt sous des climats chauds et sont soumises à un enfouissement rapide. Elles proviennent d'associations végétales différentes de celles bien plus connues formées dans les marécages des régions froides à partir de mousses et de sphaignes, qui ne donnent en général pas naissance à des charbons parce qu'elles ne s'enfouissent que peu (voir plus loin).*

Il y a donc, non pas un, mais des kérogènes, selon l'origine des débris organiques initiaux et leurs conditions de sédimentation :

Les matières organiques dont dérivent les kérogènes sont presque essentiellement d'origine végétale : en effet la biomasse mondiale est à 90 % environ formée de végétaux, en part à peu près égales de végétaux marins ou lacustres (essentiellement du plancton végétal qui consiste majoritairement en organismes unicellulaires: microalgues et bactéries photosynthétiques), et de végétaux supérieurs terrestres (arbres, plantes herbacées) (**Huc, 1980**).

On distingue 3 **types de référence** de kérogènes (**Durand, 1980, 1987**) caractérisés par des séries types : ceux qui dérivent d'une biomasse planctonique lacustre (**type 1**), ceux qui dérivent d'une biomasse planctonique marine (**type 2**), et ceux qui dérivent de végétaux supérieurs terrestres (**type 3**). Les plus fréquents sont les types 2 et 3, le type 1 ayant un caractère anecdotique à l'échelle mondiale. Il existe des intermédiaires, selon la variété des apports marins et terrestres, et les conditions dans lesquelles a eu lieu leur transport avant leur incorporation dans les sédiments.

Les éléments les plus abondants des kérogènes, en proportion du nombre des atomes présents, sont on l'a dit l'hydrogène, le carbone et l'oxygène*⁸ puis le soufre et l'azote. Leurs teneurs originelles (on verra qu'elles se modifient au cours de l'enfouissement des sédiments) varient selon les kérogènes. Les types 1 et 2, qui dérivent principalement d'une biomasse planctonique sont plus riches en hydrogène et moins riches en oxygène que le type 3, qui dérive principalement d'une biomasse de végétaux supérieurs terrestres.

**⁸ note : on pourrait penser qu'étant formés en l'absence d'oxygène lors de leur formation, les kérogènes n'en contiennent pas. En fait leur oxygène provient des molécules biologiques dont ils dérivent.*

Les kérogènes de type 2 sont assez souvent plus riches en soufre que la moyenne, en particulier quand le milieu de sédimentation est pauvre en fer, ce qui est le cas des séries sédimentaires riches en carbonates. Cela est dû à leur formation en milieu marin : dans le sédiment où s'accumulent les débris organiques existent des bactéries dites sulfato-réductrices qui produisent de l'hydrogène sulfuré à partir des sulfates dissous dans l'eau de mer. Cet hydrogène sulfuré se combine aux composés organiques pour produire des composés soufrés au lieu de former de la pyrite à partir

du fer. Ce soufre se retrouvera plus tard en partie dans les pétroles formés à partir de ce type de kérogène.

Les teneurs des sédiments en kérogènes d'origine marine ou lacustre sont extrêmement variables, mais une teneur en carbone organique supérieure à 2% du poids sec n'est pas fréquente et une teneur de l'ordre de 10 %, comme dans le cas des schistes bitumineux, exceptionnelle (tableau 3). Les roches ayant donné naissance au pétrole et au gaz, leurs roches-mères, à partir on va le voir du kérogène qu'elles contenaient, n'avaient la plupart du temps que des teneurs de quelques % au moment de leur dépôt.

		→ % Carbone Organique →										
		0-0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	2-2,5	2,5-3	3-3,5	3,5-4	4-4,5	4,5-5	Total
% Carbone Minéral ↓	0-1	8,2	5,2	3,8	2,1	1,5	0,7	1	0,8	0,4	0,4	24,1
	1-2	4,4	2,9	1,8	1,7	1,2	0,9	0,5	0,6	0,2	0,2	14,4
	2-3	2,9	1,9	1	0,8	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	7,9
	3-4	2,4	2,2	1,3	0,6	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	7,6
	4-5	2,4	2,6	1	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	7,5
	5-6	2,4	1,6	0,7	0,4	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	6
	6-7	1,9	1	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	4,6
	7-8	2,5	1,4	0,5	0,3	0,4	0,2	0	0,1	0	0,1	5,5
	8-9	2,3	0,8	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0	0	0	3,9
	9-10	2,2	0,6	0,3	0,2	0,1	0	0	0	0	0	3,4
	10-11	2,9	0,7	0,2	0	0	0	0	0	0	0	3,8
	11-13	3,9	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	4,5
Total	38,4	21,5	11,4	7,1	4,8	3	2,4	2,1	1,1	1,4	93,2	

Tableau 3 : Tableau de fréquences des teneurs en carbone organique et minéral, en % masse d'échantillon sec, d'un ensemble de plus de 10 000 échantillons de roches sédimentaires de bassins pétrolières analysées à l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN). Chaque case représente le % d'échantillons dont les teneurs en carbone organique et minéral sont à l'intérieur des limites indiquées en abscisse et en ordonnée (d'après Durand, 1987). Avec la permission de la Société géologique de France.

Les teneurs en carbone minéral croissent de 0 à 13 %, ce qui est le maximum possible (pour comparaison, la teneur du carbonate de calcium pur est de 12%), et les teneurs en carbone organique sont ici limitées arbitrairement à 5%. Les échantillons ayant moins de 5 % de carbone organique représentent donc environ 93 % de cet échantillonnage, et ceux ayant moins de 1 % de carbone organique environ 60 %. On observe que statistiquement, la teneur en carbone organique est d'autant plus faible que celle en carbone minéral est importante.

Le kérogène se trouve dans ces roches sous forme d'un réseau discontinu de particules, d'amas ou de lamines, parfois observables à l'œil nu pour les roches

particulièrement riches (figure 6a), mais qui ne sont la plupart du temps bien visibles que par des techniques particulières de microscopie (figure 6 b),

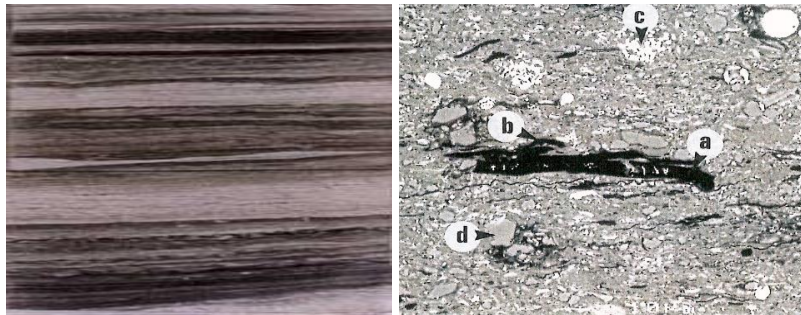


Figure 6 a (à gauche) : Lamines de couleur sombre riches en kérogène observables à l'œil nu sur une carotte d'environ 5 centimètres de diamètre forée dans la formation *Kimmeridge Clay*, la principale roche-mère de Mer du Nord. Les épaisseurs et la teneur en kérogène des lamines sont très variables, traduisant la variation d'intensité des apports en matières organiques et l'influence des conditions de sédimentation. Figure 6 b (à droite) : Lamines et amas de kérogène, vus ici en noir foncé sur une section polie avec une technique de microscopie électronique à balayage en électrons rétrodiffusés, formant un réseau discontinu dans une roche à dominante argileuse. La particule la plus volumineuse (a) est probablement un débris végétal. Sa longueur est d'environ 60 μm . b est un mélange de kérogène et d'argile, c est de la pyrite, d du quartz détritique. La roche est aussi un échantillon de *Kimmeridge Clay*. La teneur en carbone organique de cet échantillon est d'environ 3 % du poids sec.

Courtoisie [Compagnie Total et Claude Laffont \(IFP School\)](#) pour la figure 6a, et [Belin, 1992](#) pour la figure 6 b.



Figure 7 : Une argilite (sédiment à dominante de minéraux argileux) très riche en kérogène (près de 10 % du poids sec en carbone organique). Cette roche qui est un échantillon de la formation dite des Schistes-Cartons du Toarcien Inférieur de

Lorraine a été utilisée sur ses affleurements comme schiste bitumineux jusqu'à un peu après la deuxième guerre mondiale). Source: Vially, 2013

Les kérogènes d'origine terrestre ont également des teneurs très variables dans leur sédiment, mais il arrive qu'ils soient concentrés en veines très riches, d'épaisseur métrique et d'extension kilométrique, qui donneront naissance aux veines exploitables de charbon.

Certaines périodes géologiques ont été beaucoup plus favorables que les autres à l'accumulation de kérogènes dans les sédiments. Pour les kérogènes d'origine planctonique marine (type 2), il s'agit surtout du **Silurien** (vers - 430 millions d'années), de la fin du **Dévonien et du début du Carbonifère** (vers - 360 millions d'années), de la fin du **Jurassique** (vers -160 millions d'années) et du milieu du **Crétacé** (vers - 100 millions d'années). Ces accumulations exceptionnelles sont généralement liées (Huc, 2005) aux fluctuations du niveau des océans, un niveau en hausse (transgression marine) augmentant la surface du domaine marin et en particulier des mers peu profondes, propices à cette accumulation, à la périphérie des continents. Pour les kérogènes d'origine végétale terrestre (type 3), leur accumulation aurait au contraire été favorisée par les périodes de baisse du niveau des océans (régression marine), favorisant le développement du domaine de sédimentation continentale, à la fin du **Carbonifère** et au début du **Permien** (autour de - 300 millions d'années) mais aussi pendant l'**Oligocène-Miocène** (vers - 20 millions d'années).

2-2 Leurs lieux de formation: les bassins sédimentaires, des dépressions de l'écorce terrestre envahies par les eaux

Au cours des temps géologiques, généralement sous l'effet de forces tectoniques travaillant en extension, se forment des dépressions dans l'écorce terrestre. Celles-ci sont progressivement envahies par les eaux pour former les océans, les mers et les lacs. Ce sont les bassins sédimentaires, dont l'exemple classique est en France le Bassin de Paris. Y sédimentent alors des minéraux produits en milieu aquatique, **carbonates** sous forme des parties minérales (tests) de microfossiles ou de débris de coquilles, **évaaporites** (précipités chimiques résultant de l'évaporation de l'eau de mer) telles que **sel**, **potasse**, **carbonates** et **sulfates**, et des débris de microorganismes vivant en milieu aquatique (plancton, bactéries). S'y forment aussi des constructions minérales d'origine biologique comme les **récifs coralliens** et les **oolithes**. S'y mêlent d'autres minéraux, ceux des **sables** et des **argiles**..., et des débris organiques, débris végétaux, matière organique des **sols**..., qui proviennent des terres émergées voisines, amenés par les rivières et par le vent. Ces sédiments s'accumulent par strates, en fonction de la fluctuation du niveau des eaux (sous l'effet à petite échelle de temps des variations climatiques et à plus grande échelle de temps de phénomènes tectoniques) et des distances aux côtes, à la faveur de l'approfondissement du socle du bassin. Cet approfondissement est appelé

subsidence: Celle-ci est provoquée par les forces tectoniques, mais aussi par le poids des sédiments accumulés. Les sédiments, formés en milieu aquatique, ont leur porosité saturée en eau, et expulsent celle-ci progressivement au cours de leur enfouissement, en fonction de leurs caractéristiques mécaniques et de leur perméabilité. Leur volume diminue donc, c'est ce qu'on appelle la **compaction**, et leur densité augmente.

Les dimensions des bassins sédimentaires sont très variables, et souvent considérables : le Bassin de Paris (figure 8) a une surface d'environ 150 000 km² et une profondeur actuelle maximale d'environ 3000 mètres. Celui de Sibérie Occidentale couvre une surface environ dix fois plus grande, et la profondeur actuelle du Bassin Sud de la Mer Caspienne atteint un peu plus de 20 km.

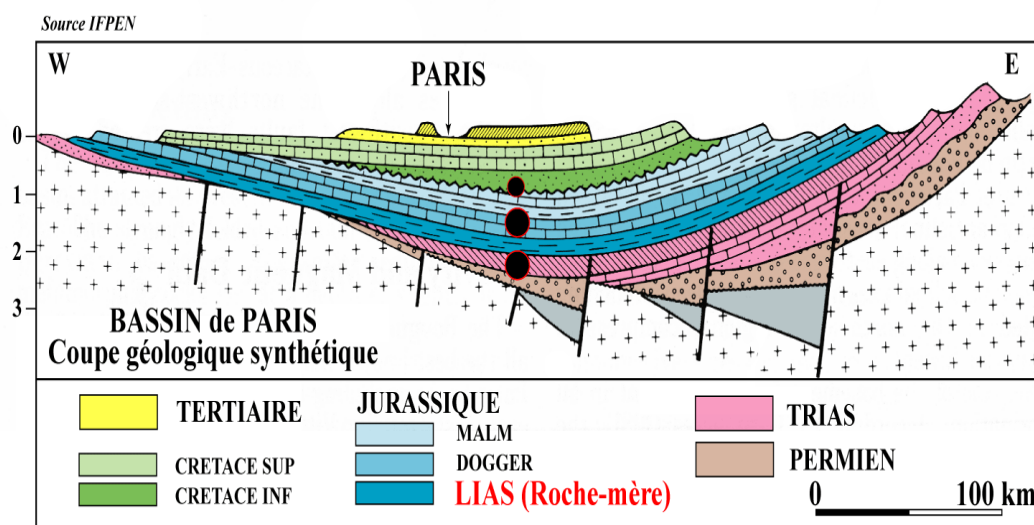


Figure 8 : Coupe schématique du Bassin de Paris des Vosges à la Normandie. Il se présente sous la forme d'un empilement de strates sédimentaires d'âge Mésozoïque (Ere Secondaire) et Cénozoïque (Ere Tertiaire), sur un socle fracturé d'âge Paléozoïque (Ere Primaire) contenant de petits bassins d'âge Carbonifère (en gris). Les couleurs des strates selon leur âge sont les couleurs conventionnelles en géologie. Les cercles noirs désignent les niveaux où ont été trouvés des gisements d'hydrocarbures, leur diamètre indiquant leur importance relative. Les roches-mères de ces gisements, c'est-à-dire les roches où leur pétrole s'est formé, se trouvent dans le Lias (Jurassique Inférieur). D'après **Vially, 2012**.

L'approfondissement peut s'interrompre, puis, quand les forces tectoniques travaillent cette fois en compression, le socle du bassin et les sédiments qu'il supporte peuvent remonter vers la surface. C'est ce qu'on appelle une **inversion tectonique**. Le bassin finit alors par émerger et ne plus recevoir de sédiments. Il devient un bassin fossile. Les sédiments accumulés sont érodés au fur et à mesure de leur remontée et redistribués dans les bassins sédimentaires actifs du voisinage. Le Bassin de Paris (figure 8), créé il y a 250 millions d'années, est maintenant dans cette

situation à la suite d'une inversion tectonique ayant commencé il y a 80 millions d'années environ. La surrection et l'érosion subséquente sont les plus marquées dans sa partie Sud-Est. Elles résultent en effet surtout des forces de compression ayant provoqué la formation des Alpes, du fait de la collision entre la Plaque Eurasienne et la Plaque Africaine.

L'empilement des strates, c'est ce qu'on appelle la **série sédimentaire**, ne contient généralement que très peu de sédiments riches en kérogènes. Dans le Bassin de Paris, ces sédiments sont localisés pour leur plus grande part dans le Jurassique inférieur (Hettangien-Sinemurien et Toarcien Inférieur, de -200 à -180 millions d'années environ, en bleu foncé sur la figure 8) : à ces époques se trouvait en cet endroit une mer peu profonde communiquant peu avec l'océan mondial, mais elle était très étendue, elle recouvrait alors aussi l'Allemagne du Nord, et les conditions d'une forte productivité planctonique étaient réunies.

2-3 La clef de leur formation : l'histoire thermique des sédiments à kérogène

Le globe terrestre est chaud, et sa chaleur a diverses origines : chaleur restant de sa formation, radioactivité des roches qu'il contient (c'est la source la plus importante, certains disent 80 % de la chaleur produite), changements de phase liquide > solide à la périphérie du noyau, frottements mécaniques. Cette chaleur s'évacue vers l'espace et le flux de chaleur correspondant est au total d'environ 42 TW^{*9}, soit un flux moyen de 82 mW par m² de surface terrestre. Ce flux peut varier notablement d'un endroit à un autre, mais aussi au cours du temps, en fonction de la tectonique locale et de son évolution, mais il reste très faible à l'aune du flux moyen d'énergie radiative solaire absorbé par la surface terrestre, qui est d'environ 170 W/m², soit 2000 fois plus que le flux terrestre moyen. Cependant ce flux d'énergie solaire étant renvoyé d'une manière ou d'une autre vers l'espace, il n'affecte la température du globe terrestre, via l'absorption par le sol du rayonnement solaire et l'effet de serre, qu'en surface et sur une faible profondeur, 100 mètres environ. C'est donc le flux de chaleur d'origine profonde qui gouverne pour l'essentiel l'augmentation de la température des roches en dessous de quelques dizaines de mètres. Il est responsable en particulier des mouvements de convection dans le manteau, de la dérive des continents et, on va le voir, de la formation des combustibles fossiles.

** 9 note : Le watt (W), unité de puissance du système international d'unités (SI) correspond à une quantité d'énergie de 1 joule (J) mobilisée par seconde.*

Entre le noyau, dont la température est de l'ordre de 6000 °C et la surface, dont la température moyenne, commandée par l'effet de serre, est de l'ordre de 15 °C, existe un gradient de température qui à la traversée des bassins sédimentaires est en moyenne de l'ordre de 30 °C/km. Les variations peuvent cependant être très

importantes, dans une gamme de 10 à 80 °C/km environ, en fonction du flux géothermique local, de la conductivité thermique des roches traversées, des sources de chaleurs locales (roches radioactives, magmas volcaniques) *10 ou de l'importance des circulations d'eau dans les failles et les aquifères.

**10 note : des gradients exceptionnellement importants, jusqu'à plusieurs centaines de °C par km, peuvent exister localement au voisinage de magmas dans des zones volcaniques actives. C'est le cas par exemple à Larderello en Italie, où la chaleur est exploitée pour produire de l'électricité.*

Une roche sédimentaire qui s'enfouit voit donc sa température augmenter à raison de 30 °C par km en moyenne. Les roches du fond du Bassin de Paris, à 3 km de profondeur, ont par exemple actuellement une température d'environ 100 °C (30 °C/km x 3 + 10 °C environ de température moyenne au sol). A contrario, sa température diminuera si elle remonte lors d'une inversion tectonique.

La vitesse de chauffe correspondante est extrêmement faible à l'échelle humaine. La température maximale atteinte au fond du Bassin de Paris, environ 150 °C, l'a été en à peu près 150 millions d'années, ce qui correspond à une vitesse moyenne de chauffe d'environ 1°C par million d'années ! La vitesse moyenne d'enfouissement des sédiments initiaux a quant à elle été de l'ordre de 2 mm par siècle !

Les géologues sont maintenant capables de produire avec une assez bonne approximation des courbes de l'évolution de la température des roches qu'ils contiennent en fonction du temps géologique, c'est-à-dire leur histoire thermique (Figure 9).

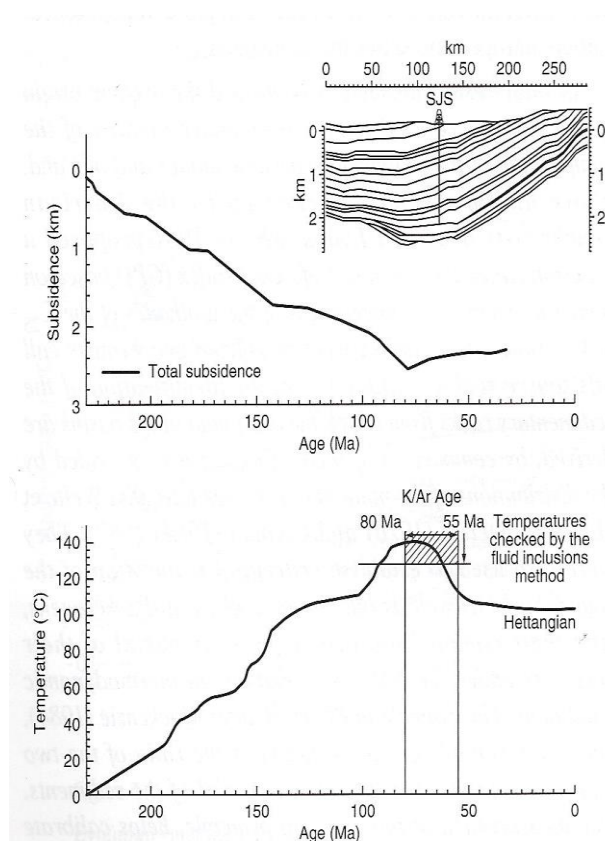


Figure 9 : Reconstitution de l'histoire de l'enfouissement et de l'histoire thermique pour une formation (Hettangien) du Bassin de Paris atteinte au fond du puits Saint-Just-Sauvage (SJS), indiqué sur la coupe simplifiée du bassin en haut et à droite de la figure. **Durand, 2003 d'après Burrus, 1997.** On observe un enfouissement assez régulier jusqu'à il y a 80 millions d'années environ, suivi d'une inversion tectonique provoquant une remontée. La température maximale atteinte par l'Hettangien en cet endroit, déterminée par la méthode dite des inclusions fluides, a été d'environ 140 °C. *Avec la permission des Editions Technip*

Un mode de représentation synthétique qui combine histoire de l'enfouissement et histoire thermique est celui de la figure 10 :

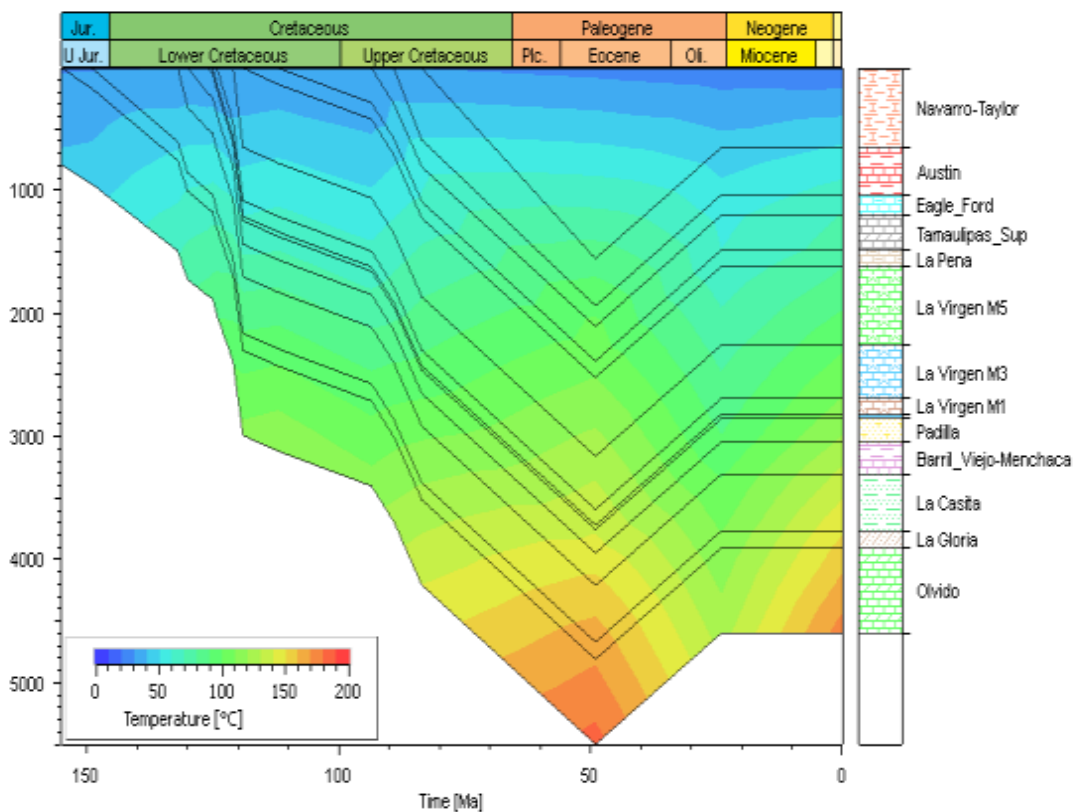


Figure 10 : Reconstitution synthétique des histoires d'enfouissement et des histoires thermiques pour les différentes strates de la série sédimentaire d'un bassin mexicain. *Courtoisie: Professeur Luis Martinez, Université de Strasbourg et Ecole et Observatoire des Sciences de la Terre.*

Dans cette représentation, on porte des isothermes repérables par des codes de couleur sur le canevas constitué par les courbes d'enfouissement des limites des différentes formations sédimentaires (indiquées ici avec leur nom, leur minéralogie et leur épaisseur actuelle). Cela permet de visualiser à la fois l'histoire de l'enfouissement et l'histoire thermique pour chaque strate sédimentaire. Dans le cas présent, après un enfouissement assez régulier de la série pendant plus de 100 millions d'années, débute il y a environ 50 millions d'années une inversion tectonique qui se poursuit jusqu'il y a environ 25 millions d'années. On constate qu'elle s'accompagne d'abord d'un refroidissement des strates. Puis les profondeurs des strates se stabilisent, et on observe leur réchauffement, sans doute sous l'influence d'une augmentation du flux géothermique. A la base de la strate la plus profonde, la température maximale atteinte a été à 5500 mètres d'environ 190 °C il y a 50 millions d'années. Attention de ne pas confondre les couleurs des étages géologiques, qui sont des couleurs conventionnelles, avec les couleurs indiquant les températures sur le graphique !

Les bassins sédimentaires peuvent donc être considérés comme d'immenses réacteurs physicochimiques chargés très lentement par le haut, s'approfondissant, se comblant et se déformant progressivement jusqu'à ce que survienne une inversion tectonique qui provoque la surrection de leur contenu et son érosion.

Aussi faibles soient-elles, les températures et les vitesses de chauffe sont suffisantes pour provoquer à l'échelle extrêmement grande des temps géologiques des transformations considérables dans les roches, et en particulier la formation de combustibles fossiles à partir des roches à kérogène.

Quand un sédiment contenant du kérogène s'enfouit, ce dernier est donc soumis à des températures très lentement croissantes, et il est donc cuit progressivement comme dans un four, mais en l'absence d'oxygène puisqu'il n'y en a pas de disponible à l'état libre dans les sédiments.

Une cuisson en l'absence d'oxygène, c'est ce qu'on appelle en termes scientifiques une **pyrolyse** ou encore un **craquage thermique** (en anglais **thermal cracking**). Elle entraîne une cassure des grosses molécules organiques en molécules de plus en plus petites. L'image familière de la cuisson permet de mémoriser facilement la succession des évènements qui a lieu au fur et à mesure de l'enfouissement. Si l'on met un rôti (le kérogène) à cuire dans une cocotte bien fermée, celui-ci produit tout d'abord de l'eau, puis des jus organiques, puis des gaz, et le rôti se transforme au fur et à mesure en un résidu de plus en plus riche en carbone. D'autre part le cuisinier sait d'expérience que cette succession de phénomènes se produit d'autant plus rapidement que la température est plus élevée dans la cocotte.

Il en est de même pour le kérogène dans les sédiments (figure 11) : Cependant, la température ne joue que très peu dans la première étape de sa dégradation, appelée

diagenèse précoce: Il s'agit là surtout d'une dégradation biochimique par les microorganismes éventuellement encore présents dans le sédiment. Le kérogène perd alors une grande partie de l'azote dont il a hérité des molécules biologiques. Cette étape conduit parfois, quand le sédiment ne contient ni oxygène, ni sulfates ni nitrates, au développement de **bactéries méthanogènes** : celles-ci produisent du **méthane biogénique** (bactérien ou biochimique), à partir de substances organiques dissoutes dans la porosité des sédiments. Les mécanismes de formation sont les mêmes que ceux qui produisent le gaz des marais, des cimetières (feux follets), ou encore le biogaz dans les fermenteurs agricoles. Ce phénomène a lieu dans des sédiments fraîchement déposés, jusqu'à des profondeurs pouvant atteindre quelques centaines de mètres.

Succède à cette étape une pyrolyse progressive sous l'effet de l'augmentation de température qui accompagne l'enfouissement.

Cette pyrolyse (figure 11) produit tout d'abord de l'eau (et du gaz carbonique), c'est l'étape appelée **diagenèse**. Elle correspond à une diminution de la teneur en **oxygène** du kérogène. Puis vient l'étape dite de **catagenèse**, où se forment des liquides organiques, principalement des hydrocarbures (mais aussi en moindre proportion des molécules hétéroatomiques plus complexes, les **résines** et les **asphaltènes**), c'est ce qu'on appelle le pétrole, puis des gaz, c'est-à-dire des hydrocarbures qui seraient gazeux dans les conditions de la surface et des molécules gazeuses inorganiques (voir chapitre 1-2), c'est le gaz naturel. Les gaz se forment à partir du kérogène restant, mais aussi à partir des hydrocarbures liquides formés auparavant. On distingue ainsi la **zone à huile**, suivie de la **zone à gaz humide**, ce qui ne signifie pas que se forme de l'eau, mais que le gaz coexiste avec des hydrocarbures liquides. La catagenèse correspond à une diminution rapide de la teneur en **hydrogène** du kérogène : la quantité d'hydrocarbures formés par unité de masse de kérogène initial dépend en première approximation de sa teneur initiale en hydrogène. La productivité en hydrocarbures par unité de masse initiale diminue donc du type 1, le plus riche en hydrogène, au type 3, le moins riche en hydrogène.

Vient ensuite l'étape de **métagenèse**, où coexistent dans le sédiment le kérogène résiduel, de plus en plus pauvre en oxygène et hydrogène, donc de plus en plus riche en carbone, ainsi que ce qu'on appelle du **pyrobitume**, qui est le résidu solide de la transformation des hydrocarbures liquides en gaz, analogue au coke produit dans les unités de cokéfaction de certaines raffineries de pétrole. Se forme encore un peu de gaz, mais sec, c'est-à-dire ne contenant plus d'hydrocarbures liquides.

Le gaz ainsi formé en profondeur par cette pyrolyse naturelle est appelé **gaz thermique**. Il se distingue du **gaz biogénique (bactérien, biochimique)** décrit plus haut, qui se forme parfois dans les sédiments récents, par la présence

d'hydrocarbures autres que le méthane, et une composition (signature) isotopique différente du carbone du méthane (**Tissot et Bessereau, 1982**).

Cette description correspond à ce qui se passe dans un sédiment à kérogène dont les fluides qu'il produit ne peuvent s'échapper (milieu fermé). Nous comparons plus loin ce cas avec celui d'un milieu ouvert, dont tous les fluides peuvent s'échapper au fur et à mesure de leur formation, et celui d'un milieu intermédiaire entre milieu ouvert et milieu fermé, ce qui est le cas des situations réelles.

Les géochimistes pétroliers anglosaxons utilisent souvent des termes imagés, parfois à connotation culinaire, pour désigner ces différentes étapes : ainsi le kérogène est qualifié d'immature pendant la diagenèse, de mature pendant la catagenèse, celle-ci étant appelée oil window (fenêtre à huile) ou mature zone, et de overmature ou overcooked pendant la métagenèse. Cette dernière est appelée gas window (fenêtre à gaz) ou over mature zone. L'évolution du kérogène est appelée maturation.

La succession des événements est d'autant plus rapide que le gradient de température est élevé.

Le méthane, principal constituant du gaz naturel, est une molécule stable à température élevée, il faut atteindre de l'ordre de 1000 °C pour atteindre une vitesse notable de décomposition à l'échelle de temps du laboratoire. Bien entendu, on n'atteint pas de telles températures dans les bassins sédimentaires, mais aux grandes profondeurs, supérieures à 5 ou 6 000 mètres, l'immense durée des temps géologiques aidant, il commence cependant à être craqué pour donner de l'hydrogène et un résidu carboné. L'hydrogène ainsi formé est très réactif et se recombine donc avec d'autres molécules présentes dans son environnement. Et si l'on en trouve en quantités parfois importante dans certains petits gisements (tableau 2), il n'y a pas de gisement important connu où il soit un constituant majeur.

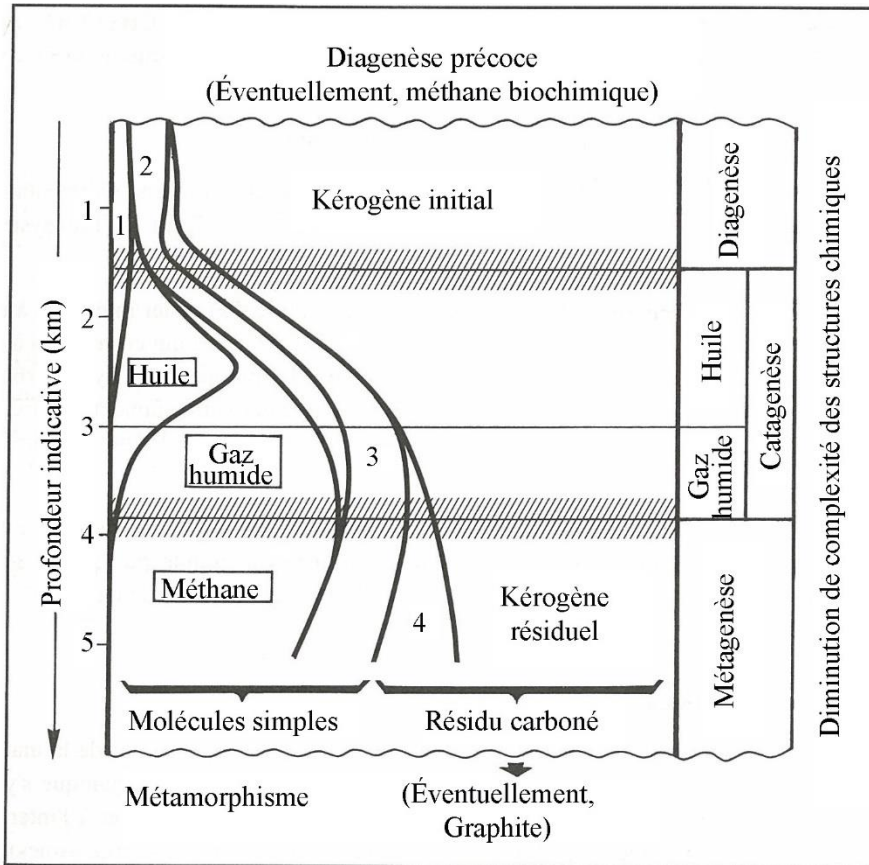


Figure 11 : Schéma général de la dégradation des kérogènes en milieu fermé (on imagine ici une boîte fermée contenant la roche à kérogène et dont on analyse le contenu en fonction de sa profondeur) : hydrocarbures (huile, puis gaz humide puis méthane) et : 1- biomarqueurs, c'est-à-dire des molécules identifiables dont la structure est indiscutablement héritée de molécules biologiques, 2 -résines et asphaltènes, 3- gaz carbonique et eau, 4- pyrobitume. A l'entrée dans le métamorphisme, il ne reste que des molécules simples et un résidu carboné, qui produira éventuellement par la suite du graphite*¹¹. Source Durand, in Rojey et al., 2013. Avec la permission des Editions Technip.

*¹¹ note : La formation de graphite à partir du résidu carboné n'a rien d'automatique. Il faut en particulier pour cela qu'existent de fortes contraintes de cisaillement dans les roches (Bonijoly et al., 1982).

Ces transformations dépendent donc de la température et du temps : A profondeur identique, elles seront d'autant plus avancées dans un bassin sédimentaire que son gradient géothermique est élevé, et, pour un même gradient géothermique, elles seront d'autant moins avancées à cette profondeur que le bassin est jeune. C'est pourquoi les profondeurs indiquées sur la figure 11 ne sont qu'indicatives, et peuvent varier de plusieurs km pour un même taux de transformation, selon l'âge et le gradient géothermique.

Mais quand les températures des sédiments dépassent les 200 °C, ce qui correspond en conditions moyennes à environ 6 ou 7 km de profondeur, le potentiel de formation d'hydrocarbures à partir des kérogènes qu'ils contiennent peut être considéré comme pratiquement épuisé quelle que soit leur histoire thermique. Au-delà, les sédiments commencent à entrer dans la zone dite de métamorphisme pour être profondément transformés en **roches métamorphiques**.

Ces transformations se décrivent et peuvent se modéliser en termes de cinétique chimique. Imaginés à l'origine par **Tissot, 1969** à l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), ces modèles cinétiques ont été perfectionnés et sont maintenant capables de décrire la composition des produits solides, liquides et gazeux formés en fonction de l'histoire thermique de la roche à kérogène et du type de kérogène qu'elle contient.

La figure 12 représente un exemple des résultats de ce type de modélisation en ce qui concerne les hydrocarbures seulement.

Cette figure représente trois types de situations, a,b,c :

a : on suppose ici que les hydrocarbures formés au cours de l'enfouissement peuvent sortir intégralement de leur **roche-mère**, c'est-à-dire la roche à kérogène qui leur donne naissance, au fur et à mesure de leur formation pour remonter très rapidement vers des zones plus froides du bassin et ainsi se conserver en l'état, sans subir de modifications ultérieures. Il s'agit donc là d'un système ouvert. Les hydrocarbures qui se forment progressivement à partir de ce kérogène sont alors très largement des hydrocarbures d'un nombre de carbones supérieur à 5, c'est-à-dire des hydrocarbures liquides. Les molécules se forment directement à partir du kérogène par **craquage primaire** et ne restent pas suffisamment longtemps à la température du milieu réactionnel pour être cassées en molécules plus petites par **craquage secondaire**.

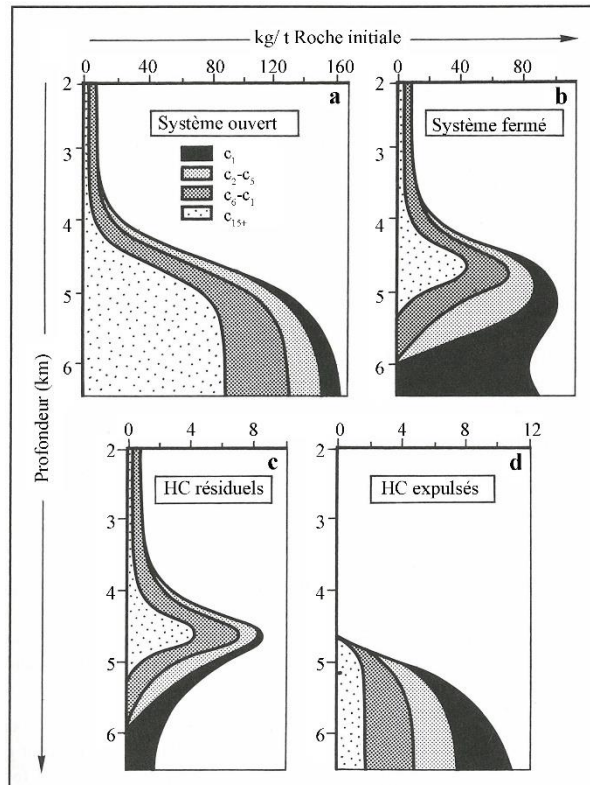


Figure 12 : Simulation numérique de la formation des hydrocarbures dans les roches-mères dans différentes conditions d'expulsion des hydrocarbures formés. Les quantités formées et expulsées sont exprimées ici en kg d'hydrocarbures formés et expulsés par tonne de roche. Les situations a et b correspondent à la modélisation d'une roche très riche en kérogène et à fort potentiel pétrolier, et les situations c et d à celle d'une roche beaucoup moins riche en kérogène, à potentiel pétrolier 10 fois plus faible. D'après Ungerer et al., 1988 et Durand in Rojey et al. 2013. Avec la permission des Editions Technip.

b : On suppose ici au contraire que les hydrocarbures ne peuvent pas quitter la roche-mère où ils se sont formés. On a donc ici un système fermé, comme sur la figure 10.

On observe alors une destruction de plus en plus importante des hydrocarbures liquides pour former des hydrocarbures gazeux par craquage secondaire.

c et d : on simule ici la situation la plus courante, où seule une partie des hydrocarbures formés peuvent être expulsés de leur roche-mère au fur et à mesure de leur formation, une fois une saturation suffisante du milieu poreux atteinte (voir plus loin le chapitre migration primaire) : c montre quelle est l'évolution de la composition des hydrocarbures restant dans la roche-mère, tandis que d montre celle de ceux qui s'en échappent.

La formation des composés fluides mobiles, eau, gaz carbonique, hydrocarbures liquides et gazeux, a bien sûr sa contrepartie dans la composition chimique du

kérogène résiduel. Le diagramme de la figure 13 montre l'évolution en fonction de l'enfouissement des teneurs en carbone, hydrogène, et oxygène (les 3 principaux atomes constitutifs des kérogènes), pour trois séries d'échantillons qui appartiennent aux trois types de référence de kérogènes.

Pour chacune des trois séries, les échantillons ont été prélevés à des profondeurs différentes à l'occasion de forages, mais l'origine et la composition du kérogène de ces échantillons étaient initialement sensiblement les mêmes au moment du dépôt du sédiment à kérogène. On observe donc ici ce qu'on appelle les **chemins d'évolution**, on dit aussi de **maturation**, des différents types de kérogène, c'est-à-dire dans chaque série les modifications de composition chimique en fonction de leur enfouissement, mais plus précisément de l'histoire thermique de chaque échantillon.

Ce diagramme donne également une première indication du **potentiel pétrolier** des kérogènes, c'est-à-dire de la quantité totale de pétrole et de gaz qu'ils peuvent produire par unité de masse initiale au cours d'un enfouissement. Ce potentiel pétrolier est en effet surtout lié à l'abondance par unité de masse des chaînes C-H dites alkyls ou aliphatiques, identifiables en particulier en spectroscopie infrarouge (Rouxhet et al.,1980), qui seront les plus génératrices d'hydrocarbures lors du craquage thermique. Cette abondance décroît du type 1 au type 3. Le rapport H/C, qui est d'autant plus élevé que ces structures sont abondantes, en est une approximation.

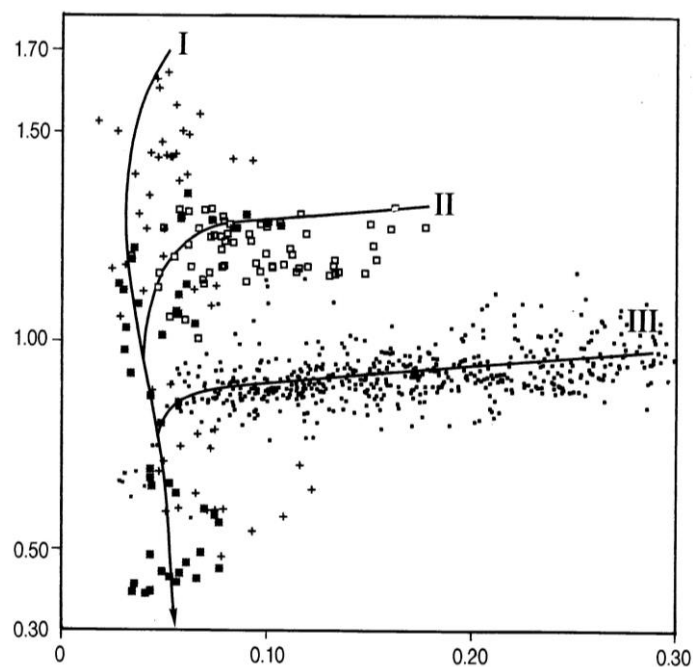


Figure 13: Chemins d'évolution au cours de l'enfouissement de trois séries de référence de kérogènes dans un diagramme de Van Krevelen-Durand (H/C versus O/C en rapport atomique). En abscisse les rapports O/C, et en ordonnées les rapports H/C exprimés en rapports atomiques, c'est-à-dire des nombres d'atomes

contenus dans le kérogène. Les lignes noires convergeant vers l'origine des coordonnées montrent les décroissances moyennes de ces rapports en fonction de la « maturité » des échantillons acquise au cours de leur histoire thermique. La dispersion des échantillons autour des lignes moyennes correspond à des variations, à l'intérieur d'un même type, des conditions initiales de sédimentation et de la composition de la biomasse originelle. Le type I est représenté ici par des échantillons des Green River Shales aux Etats-Unis, le Type II par des échantillons des « schistes-cartons » du Toarcien Inférieur de France et d'Allemagne, et le type III par des échantillons d'argiles et de charbons de la série houillère du delta de la Mahakam en Indonésie. Pour chacun des trois types, la diagenèse se traduit sur son chemin d'évolution par une diminution plus rapide du rapport O/C que du rapport H/C. C'est l'inverse pour la catagenèse qui lui succède. Lors de la métagenèse genèse, les déplacements deviennent très faibles parce que les kérogènes ont alors perdu l'essentiel de l'oxygène et de l'hydrogène qu'ils contenaient à l'origine.

D'après Vandembroucke et al. in Bordenave et al., 1993

Avec la permission des Editions Technip

3 Comment leurs gisements se forment-ils ?

3-1 Les combustibles fluides : Pétroles et gaz

3-1-1 La pression: un rôle majeur dans la formation des gisements.

L'enfouissement croissant provoque une augmentation des contraintes mécaniques qui s'exercent sur les minéraux des sédiments, sur le kérogène s'il y en a, et sur les fluides (eau, hydrocarbures...) contenus dans leurs pores, car les sédiments ont pratiquement toujours une importante porosité (des exceptions sont les évaporites : sel, potasse, sulfates...). Ils ont par contre des perméabilités très variables aux fluides.

Contrairement à une opinion fort répandue, la pression a peu d'effet sur la formation des combustibles fossiles. Mais elle en a beaucoup sur les déplacements des fluides dans les bassins sédimentaires et donc sur la constitution des gisements de pétrole et de gaz. Elle en a aussi sur la compacité et l'anisotropie des sédiments en général, et des charbons en particulier.

La contrainte verticale **S**, dite **géostatique**, qui s'exerce sur un sédiment est due au poids de la colonne sédimentaire sus-jacente. Elle dépend donc de la hauteur de cette colonne et de la densité moyenne des sédiments dans la colonne, soit 15 à 25 MPa*12 environ par km selon les situations. Elle se répartit, en première approximation, entre les minéraux et les fluides des sédiments suivant une loi dite **Loi de Terzaghi** ou encore de la **Contrainte effective**: $S = \sigma + P$, σ étant la contrainte effectivement

exercée sur les minéraux, et **P** la pression des fluides contenus dans la porosité du sédiment.

**12 note : Le pascal (Pa) est l'unité de pression du Système international d'unités (SI). Il correspond à une force de 1 newton s'exerçant sur une surface de 1 m². 1 mégapascal (MPa) vaut en anciennes unités 10 bars et donc un petit peu moins de 10 atmosphères.*

Rappelons ici que, schématiquement, les roches sédimentaires appartiennent à 4 grandes catégories selon leur minéralogie: **les grès et les silts**, formés à partir de sables à dominante de quartz et de feldspaths, à taille de grain très variable, les silts ayant des grains très fins, **les calcaires et les dolomies**, composés de carbonates, les **argilites et les marnes**, les premières composées essentiellement de minéraux argileux et les secondes comprenant aussi des carbonates, et les **évaporites** (sel, potasse, sulfates...).

Les évaporites sont formées par évaporation de l'eau de mer, qui entraîne leur précipitation à partir d'ions présents dans celle-ci. Elles ne sont pas poreuses et contiennent donc très peu d'eau, se compactent très peu et sont particulièrement imperméables. Les chlorures (sel proprement dit =chlorure de sodium, et potasse=chlorure de potassium, plus rare), sont plastiques, de densité plus faible que les autres types de roche et fluent sous la contrainte géostatique : Ils peuvent traverser les sédiments sus-jacents, formant alors des intrusions de forme globuleuse parfois gigantesques, appelées diapirs. Les sulfates (gypse) se transforment en profondeur par déshydratation en anhydrite, roche massive très dure, dense et imperméable. Ne contenant jamais de kérogène, les évaporites ne peuvent pas être roches-mères. Leur imperméabilité en fait d'excellentes couvertures pour les gisements de pétrole et de gaz (voir plus loin).

Les grès sont très poreux et perméables. Leurs minéraux sont peu déformables et résistent donc à la contrainte exercée par la colonne sédimentaire sus-jacente : la contrainte effective sur les minéraux est donc maximale et les fluides contenus dans leurs pores sont donc soumis essentiellement à la pression de la colonne d'eau située au-dessus d'eux, soit une pression la plupart du temps voisine de la **pression (contrainte) hydrostatique**. Ces roches ne se compactent que peu.

Les carbonates ont des porosités et des perméabilités très variables selon leur origine, et souvent une porosité de fissures. Comme pour les grès, leurs minéraux sont peu déformables et supportent donc une contrainte effective maximale.

Les **argilites** (roches riches en minéraux des argiles), et les **marnes** (mélanges d'argiles et de carbonates) sont formées de minéraux de taille extrêmement petite. Elles ont des porosités importantes, contiennent lors de leur dépôt beaucoup d'eau, mais leurs perméabilités sont très faibles. De plus leurs minéraux se déforment sous

contrainte. Leurs fluides supportent donc une partie plus grande de la contrainte exercée par les sédiments que dans les cas précédents, et se trouvent donc à une pression supérieure à la pression hydrostatique. Ils sont donc expulsés progressivement dans des fissures et des failles, ou des roches à pression de fluide moindre (grès, calcaires poreux ou fissurés) et en conséquence une argile ou une marne diminue beaucoup de volume (se compacte) au cours de son enfouissement. Rappelons que ces roches sont aussi celles qui peuvent contenir du kérogène et donc qui sont susceptibles de devenir roches-mères de pétrole et de gaz.

Pour mieux faire comprendre ce phénomène, considérons un modèle très simple sous forme d'une éprouvette cylindrique pleine d'eau dont le fond est rempli de billes de verre ou de métal indéformables (figure 14). Sur les billes s'appuie un piston massif parfaitement étanche et mobile sans frottement dont le poids est censé représenter la contrainte des sédiments sus-jacents. Sur le côté de l'éprouvette, au niveau des billes, se trouve un tube latéral de dérivation de gros diamètre joignant le fond de l'éprouvette à sa partie située au-dessus du piston : la résistance des billes s'oppose à la descente du piston et l'eau interstitielle n'en supporte pas le poids. Elle ne supporte que le poids de la colonne d'eau située au-dessus d'elle via le tube de dérivation et est donc à la pression hydrostatique. La contrainte effective s'exerçant sur les billes est donc égale à la pression exercée sur elles par le piston moins la pression hydrostatique. C'est le modèle d'un grès. Remplaçons maintenant les billes par de petits ressorts insuffisamment fermes pour s'opposer à la pression du piston. Ces ressorts sont alors comprimés, et l'eau interstitielle supporte dans ce cas une partie plus grande du poids du piston, tandis que la contrainte exercée sur les ressorts est plus faible que celle exercée sur les billes rigides. Sa pression est alors supérieure à la pression hydrostatique, elle s'échappe vers le haut par le tube de dérivation. Le piston descend jusqu'à ce que les ressorts, en se compactant, finissent par supporter son poids. C'est le modèle d'une argilite.

Contrainte effective: $S = \sigma - P$

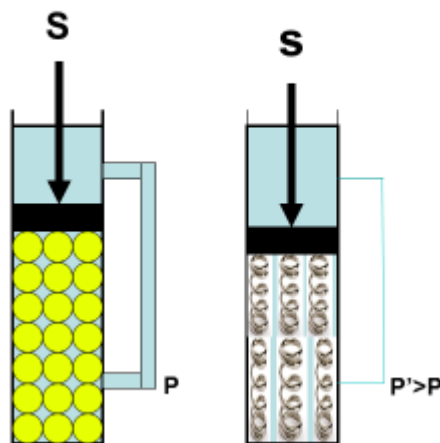


Figure 14: Modèles simplifiés d'un grès, à gauche, et d'une argililite, à droite.

Pour compléter ces modèles, il faut aussi prendre en compte la perméabilité à l'eau, qui est la résistance du milieu à la circulation de celle-ci. Cette perméabilité est beaucoup plus importante dans le cas des grès que dans le cas des argiles, qui sont comme chacun sait des roches très imperméables. On simulera ces différences par un tube de dérivation d'un diamètre important et donc sans pratiquement de perte de charge dans le cas des billes, et de très petit diamètre, un capillaire de très forte perte de charge, dans le cas des ressorts.

Tandis que le tube de gros diamètre n'oppose pratiquement pas de résistance à la circulation de l'eau, il n'en est pas de même du capillaire, où le débit de l'écoulement de l'eau va dépendre de cette résistance, c'est-à-dire de la perméabilité, et du gradient de pression dans le capillaire. Ce qu'on exprime par la **Loi de Darcy** : $dQ/dt = -k \cdot \Delta P$, dQ/dt étant la quantité d'eau expulsée par unité de temps, c'est-à-dire son débit, k un coefficient qui représente la perméabilité du capillaire (de la roche) à l'eau, et ΔP la différence de pression entre les extrémités du capillaire.

Cette perméabilité règle la vitesse d'écoulement de l'eau, et donc aussi la vitesse de compaction de l'«argile».

Chaleur et pression provoquent aussi des transformations dans les minéraux des sédiments. C'est ce qu'on appelle la **diagenèse minérale**. Les effets peuvent être importants : en particulier des dissolutions ou des cimentations peuvent se produire, qui modifient le réseau poreux des roches. Cependant ces effets sont beaucoup moins importants que ceux du **métamorphisme** qui transforme profondément les minéraux des roches, mais qui correspond à des profondeurs, et donc des températures et des pressions plus importantes, que celles qui président à la formation des combustibles fossiles et de leurs gisements.

3-1-2 Des roches-mères aux gisements: l'expulsion hors des roches-mères (la migration primaire) et l'accumulation dans les réservoirs (la migration secondaire)

Les sédiments sont, rappelons-le, des roches déposées en milieu aqueux. L'eau, le plus souvent de l'eau de mer, sature donc toujours au départ leur porosité quand celle-ci existe.

Or les hydrocarbures sont insolubles dans l'eau, à l'exception de quelques uns, pour l'essentiel le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), et le benzène (C_6H_6) le méthane l'étant un peu (10 à 20 grammes par m^3 d'eau) et les deux autres très peu. Les résines et les asphaltènes sont insolubles. Le déplacement du pétrole et du gaz dans les bassins sédimentaires ne peut donc avoir lieu, pour l'essentiel, qu'en phase distincte (séparée) de la phase eau.

Cette constatation conduit à prendre en compte des forces dont nous n'avons pas encore parlé, les **forces capillaires**: en effet il existe naturellement entre les phases eau et hydrocarbures quand elles sont en présence dans un milieu poreux une **tension capillaire**, force qui est liée à la répulsion entre les molécules de l'eau et les molécules d'hydrocarbures. La figure 15 montre ce qui se passe dans un milieu poreux occupé par deux fluides non solubles l'un dans l'autre et finement divisés. L'un des deux a plus d'affinité que l'autre pour les surfaces minérales, on dit qu'il est mouillant. C'est en général le cas de l'eau, les hydrocarbures n'étant mouillants que pour certains carbonates. Ils le sont aussi pour le kérogène. Pour déplacer des gouttes d'hydrocarbures, qui ont donc tendance à se trouver au centre des pores, et les faire passer d'un pore à l'autre, il faut déformer ces gouttes jusqu'à vaincre ce qu'on appelle la pression capillaire, dont la valeur est proportionnelle à la tension capillaire et inversement proportionnelle à la dimension des étranglements des pores des sédiments. C'est la **Loi de Laplace** : $P = 2\gamma/r$, P étant la pression capillaire, γ la tension capillaire et r le rayon des étranglements de pores.

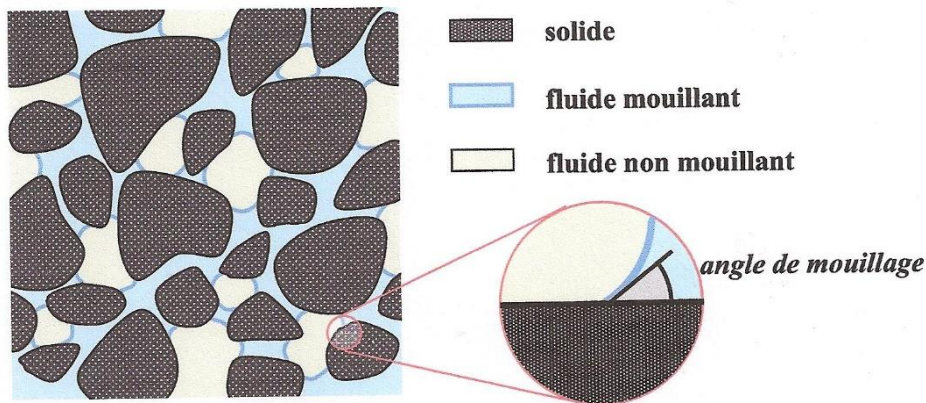


Figure 15: Capillarité et pression capillaire en milieu poreux. *Source* : [Daian, 2010](#).

Pour faire s'écouler des phases hydrocarbures à travers les pores de sédiments qui sont initialement remplis d'eau, il faut donc que leur pression soit supérieure à celle de l'eau d'une valeur au moins égale à la pression capillaire.

La saturation des phases fluides, c'est-à-dire la proportion qu'ils occupent de l'espace poreux de la roche qu'ils imprègnent, est un paramètre très important : l'écoulement d'une phase est d'autant plus rapide que sa saturation est importante.

On comprend alors qu'il devient de plus en plus difficile aux hydrocarbures de s'écouler quand leur saturation dans le milieu poreux diminue. C'est ce qui se passe quand on exploite un gisement d'hydrocarbures, et c'est entre autres ce qui explique la faiblesse du taux de récupération de la plupart des gisements de pétrole.

Les roches-mères, rappelons-le encore une fois, sont surtout des argiles ou des marnes : celles-ci sont des roches poreuses mais du fait de l'extrême petitesse de leurs minéraux les dimensions de leurs étranglements de pores sont extrêmement faibles et elles sont très peu perméables aux fluides. La loi de Laplace implique que les hydrocarbures une fois formés ne devraient pas pouvoir quitter la roche-mère, du fait d'une pression capillaire beaucoup trop élevée.

Pourtant, comme le montre le sketch de la figure 16, cela devient possible une fois une quantité suffisante de pétrole formée dans la roche-mère : Celle-ci s'enfuit progressivement, mais pendant longtemps il n'y a pas encore d'hydrocarbures formés en son sein. L'eau qu'elle contient est expulsée lentement, comme décrit plus haut par la Loi de Darcy. Il n'en reste que peu au moment où à partir du kérogène commencent à se former des hydrocarbures par craquage thermique. Ceux-ci constituent tout d'abord une phase discontinue au contact des lamines et des amas de kérogène, mais la pression capillaire due à la présence d'eau résiduelle s'oppose à leur déplacement. Les hydrocarbures ne peuvent être expulsés, tandis que l'eau continue à l'être.

La quantité d'hydrocarbures s'accroît progressivement au cours de l'enfouissement ultérieur tandis que leur **saturation** dans le milieu poreux, c'est-à-dire le rapport de leur quantité à la quantité d'eau résiduelle, augmente. En même temps, ils supportent en tant que fluides une part croissante de la contrainte géostatique et leur pression augmente.

Ils finissent alors par créer dans certaines parties de la roche-mère des phases continues sous forte pression, qui ne rencontrent plus l'obstacle de la pression capillaire pour s'opposer à leur mouvement. Ils sont alors expulsés et injectés dans des drains, fissures, failles ou roches poreuses beaucoup plus perméables (grès, carbonates) où la pression de fluides est hydrostatique ou en tous cas inférieure à ce qu'elle est dans la roche-mère. L'expulsion devient possible dès lors qu'une saturation suffisante du milieu poreux est atteinte, et devient de plus en plus rapide, comme expliqué par la figure 16.

Cette expulsion des hydrocarbures hors de la roche-mère est appelée **migration primaire**.

Macroscopiquement, l'expulsion de l'eau et des hydrocarbures au cours du temps peut être décrite par ce qu'on appelle les lois des écoulements polyphasiques en milieu poreux, qui sont des extensions empiriques de la Loi de Darcy citée plus haut, laquelle ne décrit le comportement que d'une seule phase liquide. Comme dans la Loi de Darcy établie pour une seule phase fluide (monophasique) la vitesse de l'écoulement est régie par le gradient de pression et la perméabilité du milieu à la phase fluide mais on affecte une perméabilité relative à chaque phase en présence, qui dépend entre autres de leur saturation dans le milieu poreux. On constate que plus

la saturation d'une des phases est élevée, plus l'est également sa perméabilité relative, et donc sa vitesse d'écoulement (figure 16 graphique en bas à droite) pour un même gradient de pression. Entre les phases existe une différence de pression égale à la pression capillaire.

Cette expulsion n'est toutefois pas complète, comme simulé sur la figure 12 c. Comme on le verra plus loin, les quantités non expulsées peuvent parfois être exploitées sous forme de ce qu'on appelle pétrole et gaz de schistes, en réalité de roche-mère.

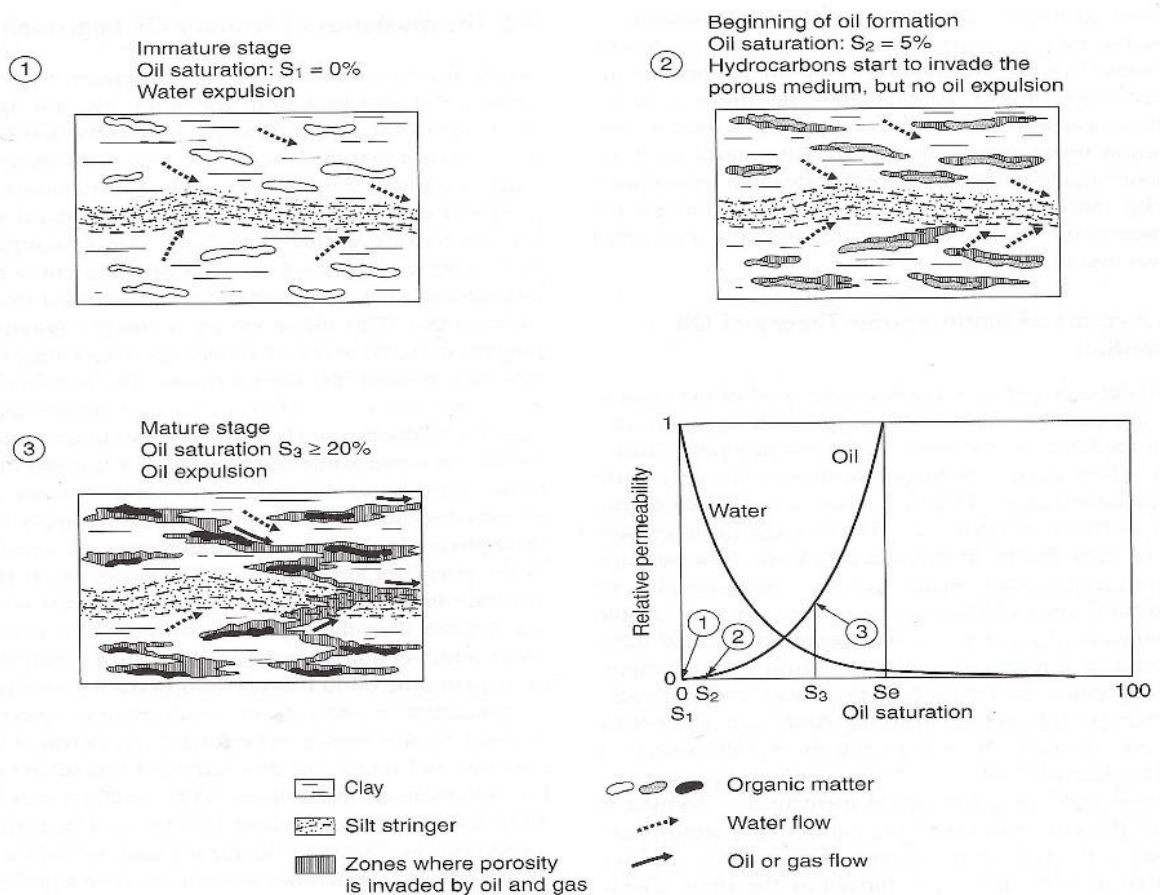


Figure 16: Sketch montrant les mécanismes de l'expulsion des hydrocarbures hors d'une roche-mère: 1- pendant la diagenèse, il n'y a aucune production d'huile et de gaz dans la roche-mère. L'eau contenue dans la porosité est expulsée par compaction. 2- au début de la catagenèse, il n'y a pas assez d'huile formée pour constituer une phase continue dans la roche-mère. La pression capillaire empêche son expulsion, mais l'eau continue d'être expulsée. 3- une fois une phase continue formée dans la roche-mère, l'huile commence à être expulsée. Une saturation suffisante des pores de la roche-mère doit être atteinte, ce que traduisent les courbes de perméabilité à l'huile et à l'eau figurant dans l'encart. Il suffit que cette

saturation, Se, soit atteinte dans les parties de la roche riche en kérogène. Ceci implique que l'expulsion intervient plus tôt dans les roches riches que dans les roches pauvres, et donc que les produits expulsés soient plus riches en gaz pour les dernières que pour les premières, conformément au schéma de la figure 11.

Source : **Ungerer, in Bordenave et al.1993.**

Avec la permission des Editions Technip

La densité des phases pétroles ou gaz par rapport à l'eau est sauf exceptions (bitumes et huiles extralourdes) inférieure à celle de l'eau. Or celle-ci est omniprésente dans la plupart des roches des bassins sédimentaires. Les phases pétrole et gaz sont donc soumises à une **Poussée d'Archimède** dirigée vers le haut : Celle-ci est proportionnelle à la différence de densité entre eau et pétrole ou gaz, et à la hauteur des phases que ceux-ci constituent. La différence de densité avec l'eau est de l'ordre de 0,1 à 0,3 dans le cas des phases pétroles et de 0,6 à 0,9 dans le cas des phases gaz. Cette poussée est négligeable devant la pression capillaire dans les roches à grains et donc à pores très fins que sont les roches-mères et ne peut donc contribuer à l'expulsion hors de celles-ci, du moins tant que les phases sont discontinues, mais peut devenir plus importante que cette pression capillaire dans des **drains à forte perméabilité**, fissures, failles et roches à grains grossiers tels que des grès ou des calcaires poreux, dès que la hauteur des phases pétrole et gaz issues des roches-mères y atteint quelques mètres. S'ensuit donc un mouvement vers le haut du pétrole et du gaz, à la faveur de ces drains.

La destinée normale des pétroles et des gaz expulsés des roches-mères est donc de progresser très lentement vers la surface des bassins sédimentaires où ils se sont formés, pour s'y dissiper. Ces «fuites» peuvent être suffisamment importantes pour alors constituer en surface ce qu'on appelle des indices, témoins de la formation de pétrole et de gaz dans les profondeurs d'un bassin.

Mais il peut arriver qu'une partie se trouve sur leur trajet ascendant concentrée et stockée progressivement dans des roches poreuses et perméables, grès ou carbonates, appelées **roches-réservoirs** ou **réservoirs** où ils se sont fait piéger dans une structure géologique fermée par une barrière de perméabilité. Celle-ci est souvent constituée d'une roche argileuse, parfois de sel, ou encore de ce qu'on appelle une fermeture sur faille. Une image inversée est celle des dépressions de surface à fond imperméable, qui piègent les eaux de ruissellement pour former des étangs et des lacs.

Ainsi se constituent les accumulations exploitables de pétrole et de gaz naturel, qui sont en fait des accumulations locales provisoires, à l'échelle des temps géologiques s'entend.

Les pièges sont de nature, de taille et de géométrie très variés : la figure 17 en montre les plus courants.

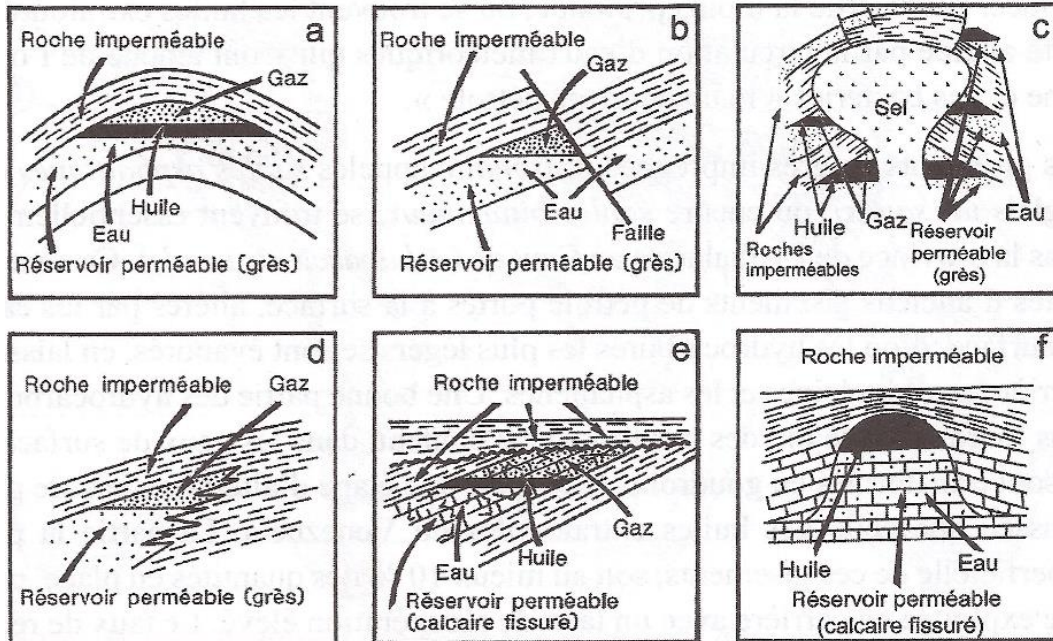


Figure 17 : Quelques types de pièges: a - anticlinal ; b - fermeture sur faille ; c - piégeage sous dôme de sel (note : le sel, roche plastique, moins dense que les roches qui le surmontent, se déforme et monte très lentement vers la surface en perçant ces roches, créant ainsi des pièges) ; d - biseau stratigraphique ; e - piège sous discordance ; f- récif calcaire. Aucune échelle n'est indiquée, ces pièges ayant des dimensions très variables. Source : Durand, 2009 . Avec la permission d'EDP Sciences.

La quantité de pétrole et de gaz ainsi piégée provisoirement dans des réservoirs structurés exploitables, ne représente qu'une très faible fraction des quantités formées dans les bassins sédimentaires, sans doute de l'ordre de 1 % seulement à l'échelle mondiale. Une partie des quantités formées reste aussi comme on l'a vu piégée provisoirement dans les roches-mères : une fraction dont l'importance est mal cernée pour l'instant, pétrole et gaz dits de schistes, en est récupérable. Mais l'essentiel du pétrole et du gaz formés dans les bassins sédimentaires se dissipe lentement au cours des temps géologiques sans être piégé dans des accumulations exploitables.

On constate ici le très faible rendement des mécanismes qui conduisent de la photosynthèse par les plantes à la formation des kérogènes, puis aux accumulations exploitables de pétrole et de gaz (figure 18) : le rendement énergétique de la photosynthèse est de l'ordre de 1 % de l'énergie solaire reçue, le rendement de la

formation des kérogènes à partir des débris organiques est on l'a vu de l'ordre de 0,1 %, le rendement moyen de la transformation des kérogènes en pétroles et en gaz est de l'ordre de 10 %, compte-tenu du fait que la plus grande partie n'en atteindra pas les températures suffisantes au cours de son histoire géologique, et la quantité de pétrole et de gaz exploitables de l'ordre de 1 % des quantités formées. Le rendement global de la chaîne qui va de l'énergie solaire aux accumulations exploitables du pétrole et du gaz n'est donc que de l'ordre de 10^{-8} ! Selon [Huc 1980](#), les quantités de carbone organique stockées annuellement dans la biomasse seraient de l'ordre de 100 milliards de tonnes, dont environ la moitié proviendrait de plancton, principale source des kérogènes les plus prolifiques en pétrole et en gaz, et la moitié de végétaux terrestres, principaux pourvoyeurs en charbons. De l'ordre de 500 tonnes de pétrole et de gaz s'ajouteraient donc en moyenne chaque année aux réserves existantes, tandis que nous en avons consommé en 2015 de l'ordre de 8 milliards de tonnes. La situation est meilleure pour les charbons, qui restent en place et pour lesquels il n'y a pas donc pas de pertes par migration. Mais seuls les charbons peu profonds sont accessibles. On peut estimer que le rendement de transformation en réserves est ici de l'ordre de 10 fois supérieur au précédent, soit 10^{-7} pour une quantité de kérogène sédimenté chaque année à peu près la même. Ce seraient cette fois environ 5000 tonnes de réserves qui se créeraient chaque année, pour une consommation aussi de l'ordre de 8 milliards de tonnes. Ces calculs sont très approximatifs, mais ils mettent en lumière l'immense écart qu'il y a entre le rythme de production naturelle des réserves de combustibles fossiles et le rythme de leur consommation par l'homme, qui lui est de l'ordre de 1 million à 10 millions de fois supérieur !

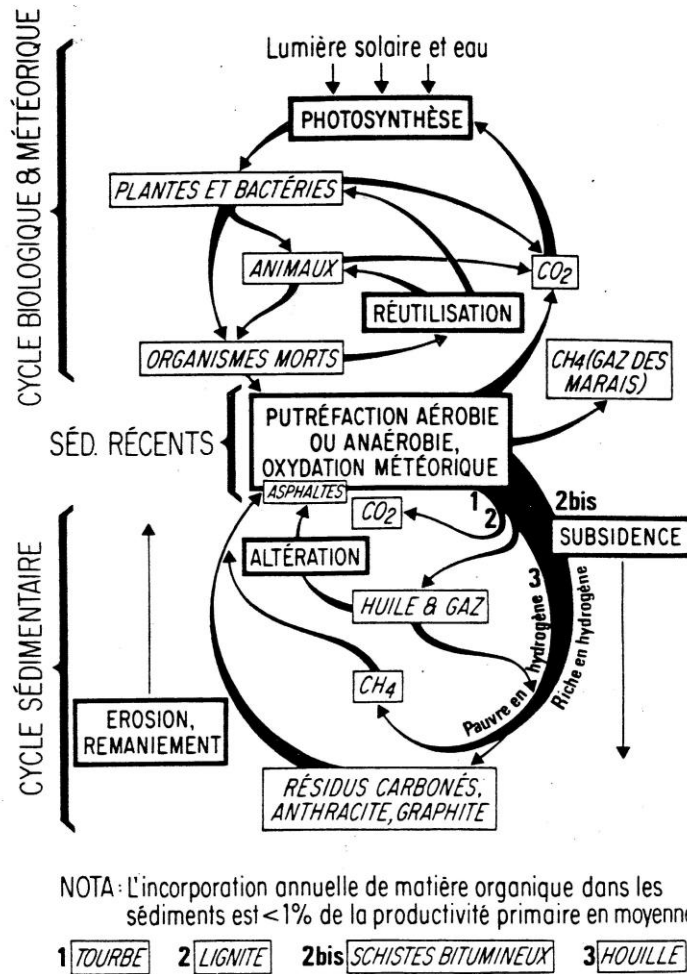


Figure 18 : Une représentation des cycles biologique, météorique et sédimentaire du carbone sous sa forme organique. Source : Durand, 1987

Avec la permission de la Société Géologique de France .

On verra plus loin que la partie du pétrole et du gaz formés qui n'a pu quitter les roches-mères, est parfois exploitable : c'est ce qu'on appelle le pétrole et le gaz de schistes (de roches-mères). Mais cela n'améliore que de façon insignifiante le rendement indiqué ci-dessus, au moins pour l'instant.

Les phases pétroles et gaz, de moindre densité que la phase eau, se situent au-dessus d'elles dans le réservoir et exercent sur son toit une poussée d'Archimède. La figure 19 montre schématiquement les différents modes d'association du pétrole (l'huile) et du gaz en fonction de leur composition et des conditions de température et de pression dans un réservoir classique de type anticlinal.

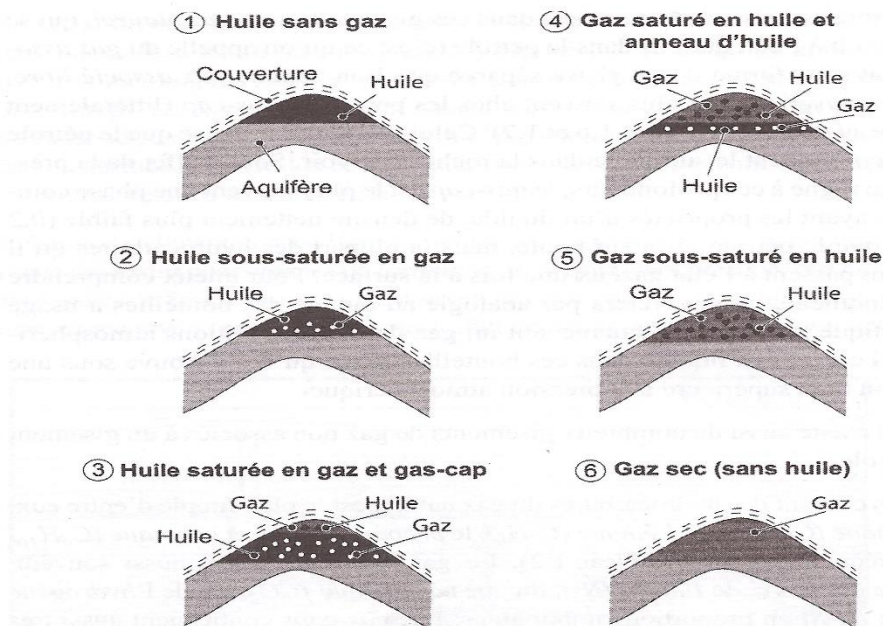


Figure 19: Les différents modes d'association*¹³ de l'huile (pétrole) et du gaz dans les gisements : 1 - huile sans gaz ; 2 - huile sous-saturée en gaz ; 3 - huile saturée en gaz et gaz associé de couverture (gas-cap) ; 4 - gaz saturé en huile ; 5 - gaz sous-saturé en huile ; 6 - gaz sec (sans huile). Le gaz dissout dans l'huile est appelé gaz associé ; le pétrole (huile) dissout dans le gaz et que l'on récupère en tête de puits est appelé condensat. Cette figure est à rapprocher de la figure 4. Source : Durand, 2009. Avec la permission d'EDP Sciences.

*¹³ note : outre les situations représentées sur la figure 19, il existe une situation intermédiaire entre gaz sous-saturé en huile et gaz sec, que l'on appelle le gaz humide : à la différence du gaz sec, il contient un peu d'hydrocarbures liquides dissous récupérables dans les usines de traitement de gaz. Le gaz biogénique (biochimique, bactérien) ne contient quant à lui pas d'autre hydrocarbure que du méthane et n'est jamais associé à du pétrole dans ses gisements. Il s'agit donc de gaz sec. Mais ses gisements peuvent parfois contenir également du gaz thermique provenant d'une source plus profonde.

3-1-3 Les transformations dans les gisements

Une fois accumulés dans leurs gisements, l'histoire géologique du pétrole et du gaz n'est pas terminée. Ils peuvent en effet sortir de leur gisement, soit latéralement à la base du réservoir lorsque celui-ci est plein, soit en fuyant lentement par le haut à la faveur d'un défaut dans la couverture, fissures ou imperméabilité insuffisante. C'est ce qu'on appelle la **migration tertiaire** ou **dysmigration**. La dysmigration peut conduire à la formation de nouveaux gisements, mais aussi à des fuites en surface, et ainsi à la formation d'**indices** de pétrole ou de gaz.

A l'intérieur du réservoir le pétrole peut être transformé par craquage thermique en huile plus légère et **pyrobitume**, pour peu que la température du réservoir et/ou le temps soient suffisants. C'est ce qu'on appelle une **dismutation**. Pétrole et gaz

peuvent aussi réagir avec les minéraux des roches encaissantes pour former du gaz carbonique ou des composés sulfurés, en particulier de l'hydrogène sulfuré. Ce phénomène existe dans les réservoirs profonds, donc à forte température, quand ils sont constitués de carbonates avec présence éventuelle d'anhydrite (sulfate de calcium anhydre). Le gaz du gisement de Lacq, le plus important jamais trouvé en France, est dans ce cas et contenait à l'origine 9% de gaz carbonique et 15 % d'hydrogène sulfuré (tableau 2).

L'arrivée de gaz ou d'hydrocarbures légers dans un réservoir d'huile peut provoquer un **désalphaltage**, c'est-à-dire une précipitation de bitume solide riche en **asphaltènes**, et la formation d'une huile plus légère, de façon analogue à ce qui se passe lorsqu'on sépare les asphaltènes du pétrole en laboratoire (cf chapitre 1).

Les réservoirs peuvent aussi se retrouver près de la surface sous l'effet d'une inversion tectonique et de l'érosion des sédiments en surface qui l'accompagne. Leur contenu s'altère alors par évaporation, par lessivage (par des eaux douces météoriques ou par les eaux d'aquifères chargés en sels, les saumures), par oxydation et par altération bactérienne, et donne naissance à des accumulations d'huiles extra-lourdes ou de bitumes (figure 20)

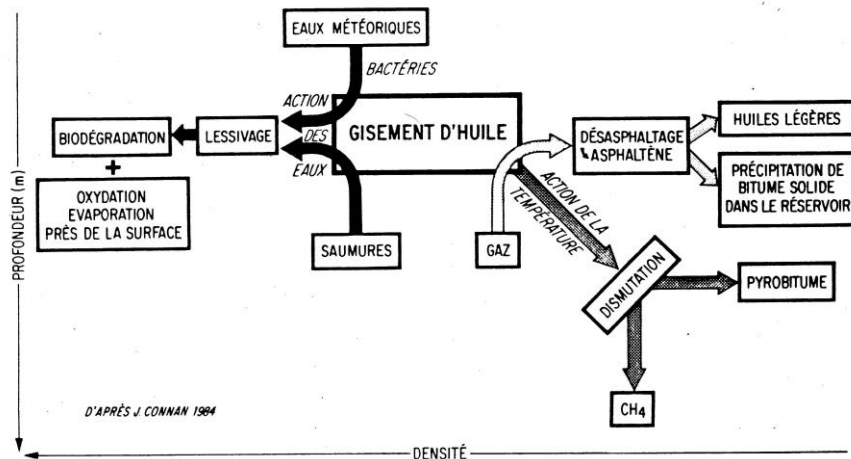


Figure 20 : Transformations des huiles dans leurs réservoirs. Comme indiqué par la flèche des densités, le désalphaltage et la dismutation sont des phénomènes donnant lieu à la formation de phases hydrocarbures de densité plus faible que les huiles initiales. Comme indiqué par la flèche des profondeurs, la dismutation a lieu en profondeur. Lessivage, évaporation, action bactérienne et oxydation se produisent à faible profondeur et provoquent une augmentation de densité des phases hydrocarbures. Source: Durand, 1987 d'après Connan, 1984.

Avec la permission de la Société géologique de France.

C'est ainsi que se sont formés les gigantesques gisements d'**huiles extra-lourdes** (**extra-heavy oils**) de l'Orénoque au Venezuela, et de **bitumes (bitumens, tars)** de l'**Athabasca** au Canada.

Chaque gisement a donc une histoire complexe qui lui est propre. Il y a une très grande variété de situations, et il faut des études géologiques et géochimiques approfondies pour les démêler.

L'exploitation de ces gisements, c'est-à-dire la récupération du pétrole et du gaz qu'ils contiennent, doit composer avec les mêmes lois physiques que celles qui président à leur constitution, c'est-à-dire à celles de l'écoulement polyphasique des fluides en milieu poreux (figure 16). L'écoulement de chaque phase, eau, pétrole, gaz peut être décrite par une loi d'écoulement, où le débit dépend des différences de pression et des perméabilités relatives du milieu poreux à ces phases. Il faut aussi tenir compte de la pression capillaire entre phases, et de la mouillabilité des surfaces minérales par ces phases et donc des caractéristiques minéralogiques et pétrophysiques du gisement.

Retenons ici que lorsque des gisements tels que ceux représentés sur la figure 17 sont mis en perçe par des forages, dans un premier temps le pétrole et/ou le gaz vont remonter vers la surface sous l'effet de la poussée d'Archimède qui est due à leur différence de densité avec la phase eau qu'ils surmontent, mais aussi de leur décompression, en particulier pour la phase gaz. En quelque sorte, l'eau réoccupe progressivement l'espace dont elle avait été chassée par le pétrole et le gaz, et tend à remonter vers la surface jusqu'au niveau hydrostatique. On appelle cela le **drainage naturel** ou la **récupération primaire**. Dans un deuxième temps, il faudra cependant aider le pétrole et le gaz à remonter vers la surface en injectant de l'eau dans l'aquifère pour maintenir sa pression, et éventuellement en diminuant la viscosité de la phase pétrole en y injectant ce qu'on appelle un gaz miscible, c'est-à-dire un gaz pouvant se dissoudre dans la phase pétrole. C'est ce qu'on appelle la **récupération secondaire**. Puis on utilise des techniques plus sophistiquées, dites de **récupération tertiaire**, pour récupérer le maximum possible de pétrole ou de gaz.

Il faut savoir que, malgré tous ces efforts, le **taux de récupération** de la phase pétrole, c'est-à-dire le rapport de la quantité finalement récupérée à la quantité initialement en place, si elle est très variable d'un gisement à l'autre, est en moyenne de l'ordre de seulement 30 %. Cela est dû à la physique des écoulements en milieu poreux, la résistance à l'écoulement d'une phase dépendant beaucoup de sa saturation, c'est-à-dire de sa proportion dans les fluides contenus dans les pores de la roche (figure 16), et de sa viscosité. Or la saturation du pétrole décline au fur et à mesure de son exploitation, et sa viscosité est souvent importante. Le taux de récupération moyen pour le gaz, beaucoup moins visqueux, est bien meilleur, en moyenne 80 %.

Et il existe beaucoup de gisements, par exemple ceux d'huiles extra-lourdes et de bitumes, ou ceux de gaz et pétroles de roche-mère (de schistes) qui sont justiciables de techniques de récupération **non-conventionnelles**, par opposition à celles **conventionnelles** évoquées ci-dessus

Tout cela est dans la pratique fort complexe, et chaque gisement ou presque est un cas particulier. Un ouvrage classique décrivant les principes physiques des techniques conventionnelles est celui de **Cossé, 1989**.

3-1-4 Deux exemples d'histoires de la formation des gisements.

3-1-4-1 Le Viking Graben en Mer du Nord :

Le sketch de la figure 20 est inspiré du cas du fossé d'effondrement situé au centre de la Mer du Nord, le Viking Graben: il montre l'histoire de la formation progressive de gisements de pétrole et de gaz dans un bassin sédimentaire.

Dans un premier temps se déposent des sables, qui se transforment progressivement en grès, puis au-dessus s'installe une roche argileuse (argilite) dont la base seulement est riche en kérogène. Le bassin s'approfondit et de nouvelles strates de sédiments se déposent. Pétrole puis gaz se forment ensuite à la base de l'argilite à partir du kérogène présent. Puis ils sont expulsés (migration primaire), ici vers le bas et latéralement dans le grès sous-jacent car ils n'ont pas d'exutoire par le haut. Cette expulsion résulte de leur excès de pression par rapport à la pression hydrostatique comme il est expliqué chapitre 3-1-1. Ils y cheminent ensuite en un mouvement ascendant sous l'effet de la poussée d'Archimède jusqu'à des pièges (migration secondaire). Une partie s'échappe d'un de ceux-ci pour aller former un gisement secondaire puis une fuite en surface (migration tertiaire). L'histoire de la formation des gisements s'étale sur 180 millions d'années. La profondeur atteinte par la roche-mère au centre du bassin est d'un peu plus de 6 km, ce qui correspond à une température d'environ 200 °C.

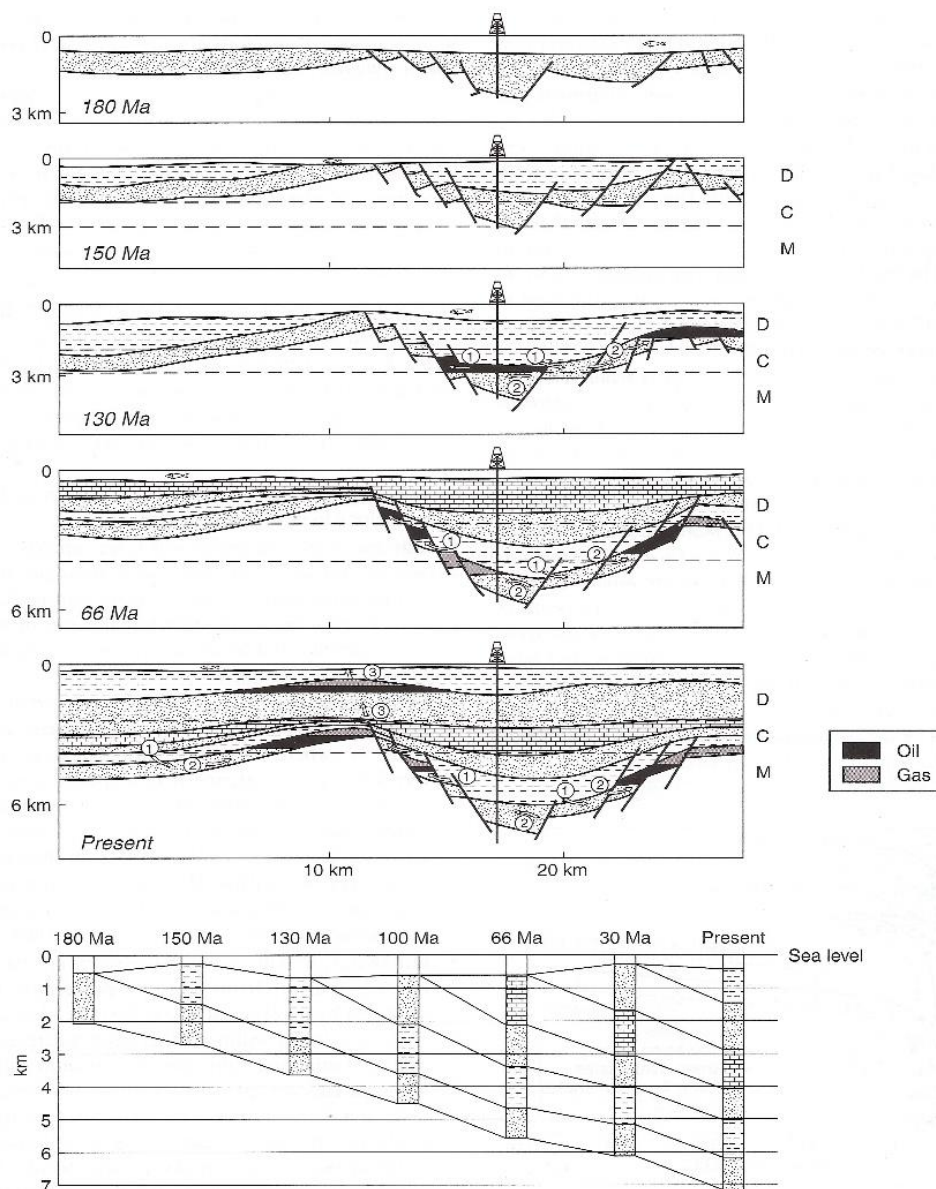


Figure 21: Sketch montrant la formation progressive de gisements de pétrole et de gaz dans un bassin sédimentaire, d'après l'exemple du Viking Graben en Mer du Nord. La partie haute de la figure représente des étapes successives de l'évolution du bassin et de celle d'une argilite riche en kérogène, figurée en tirets, enfouie à des profondeurs et donc à des températures croissantes. L'huile et le gaz formés dans cette roche-mère aux étapes C (catagenèse) et M (métagénèse) ont été expulsés (flèches 1) vers des drains qui les ont conduit (flèches 2) à s'accumuler dans des pièges et à former des gisements. Une partie s'en est échappée de ces pièges (flèches 3) pour aller former plus haut d'autres gisements. La partie basse de la figure montre l'évolution au cours du temps de l'empilement et de l'enfouissement des strates sédimentaires dans un puits fictif situé au centre du bassin. Source: Durand, 2003 . Avec la permission des Editions Technip.

3-1-4-2 Le Bassin de Neuquen en Argentine:

La figure 21 est une coupe Est-Ouest du Bassin de Neuquen, situé au Sud de

l'Argentine: On y observe la grande complexité de l'agencement des strates de sédiments, à l'instar de beaucoup d'autres bassins sédimentaires. Sur un socle d'âge Paléozoïque se sont d'abord déposés des sédiments d'âge Triasique et surtout Jurassique et Crétacé. Ces premiers dépôts ont ensuite été comprimés et ont subi une inversion tectonique: leur partie supérieure a alors été érodée, comme l'indique l'existence d'une lacune dans la succession des sédiments et d'une surface de discordance (en pointillés sur la figure). Puis un bassin sédimentaire d'âge Cénozoïque (Tertiaire) s'est installé au-dessus de la surface d'érosion. L'ensemble a ensuite subi une nouvelle inversion tectonique et les sédiments ainsi portés à la surface sont maintenant en cours d'érosion.

Un fait remarquable est la surcharge par des nappes de charriage, le plissement et la fracturation imposés récemment (géologiquement parlant) à la partie Ouest de l'ensemble sédimentaire du fait de la formation des Andes. On observe aussi les nombreuses intrusions volcaniques, dont certaines sont très récentes puisqu'elles ont traversé tout l'empilement des sédiments.

La formation Vaca Muerta est une formation épaisse de quelques centaines de mètres déposée en une vingtaine de millions d'années de la fin du Jurassique au-début du Crétacé. Elle comprend en son sein des marnes riches en kérogène, notées "Black shales" sur la figure 21, dont la profondeur actuelle depuis le sol varie de 2000 à 3000 mètres environ.

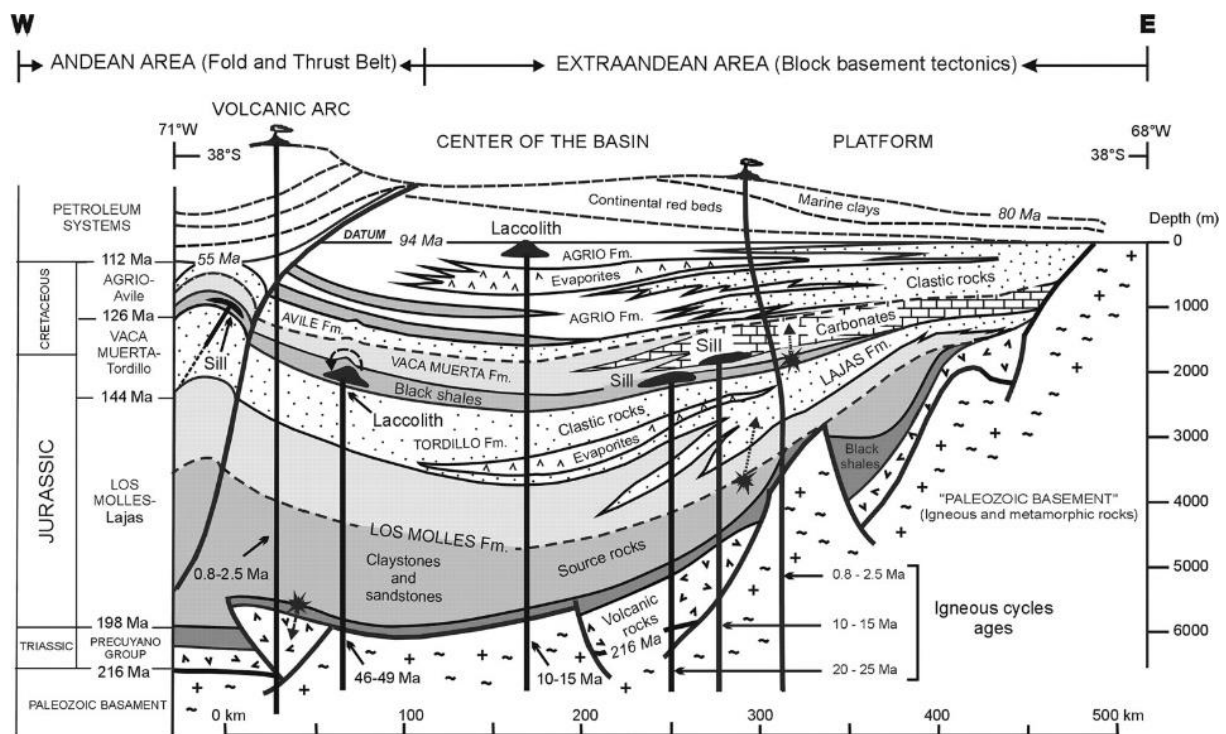


Figure 22: Coupe Est-Ouest du Bassin de Neuquen montrant les Black Shales de la formation Vaca Muerta. Source Wikipedia.

La Figure 23 est une cartographie simplifiée de la "maturité" des black shales, montrant l'extension géographique de la zone à huile et de la zone à gaz humide (dont l'ensemble correspond à la zone de catagenèse) et celle de la zone à gaz sec (métagenèse). On observe une maturité croissante d'Est en Ouest. Cela est probablement dû à la surcharge de la partie Ouest par les nappes de charriage

andines, créant en cet endroit un flux thermique élevé et une surépaisseur de sédiments maintenant disparue par érosion.

Ces black shales ont donc produit du pétrole et du gaz. Ils ont alimenté la plupart des gisements trouvés en Argentine. Mais cette roche-mère a aussi conservé en son sein une bonne partie de l'huile et du gaz qu'elle a produits. C'est un des principaux objectifs pour la production de pétrole et de gaz de roches-mères (de schistes) dans le monde hors Etats-Unis.

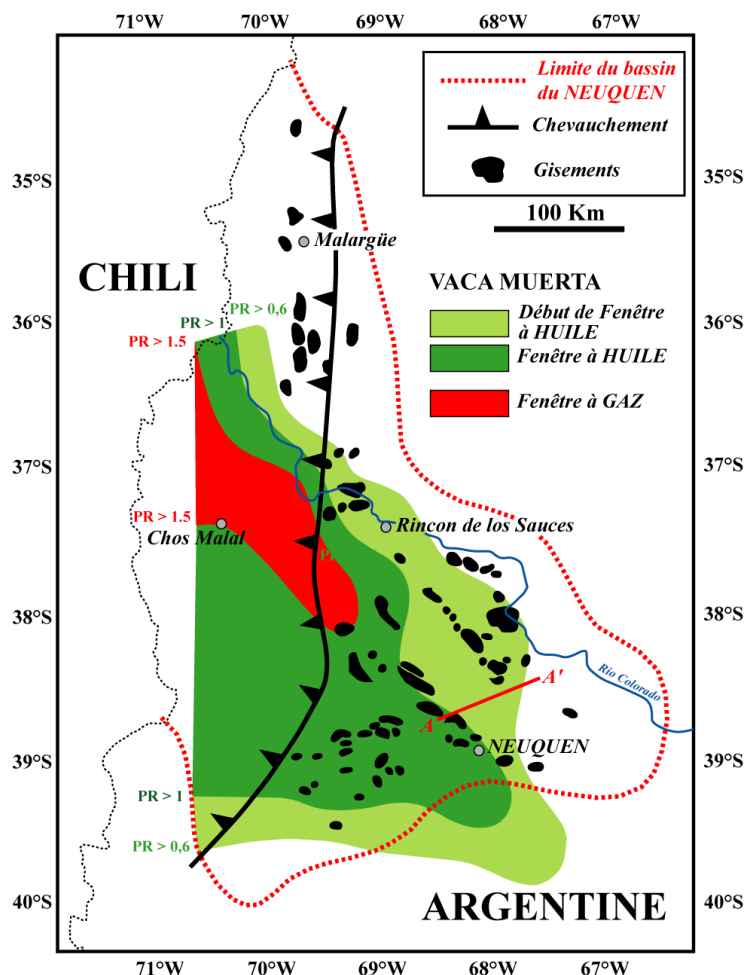


Figure 23: Géographie de la maturité des Black Shales de la formation appelée Vaca Muerta, roche-mère des gisements du Bassin de Neuquen en Argentine: Cette carte montre l'extension des zones à huile et à huile et gaz humide (en vert clair et vert foncé), et à gaz sec (en rouge). La Vaca Muerta a gardé une bonne partie des hydrocarbures qu'elle a produits: elle est le principal objectif d'éventuelles exploitations de pétrole et de gaz de roches-mères (de schistes) en Argentine. Les zones de maturité croissante sont ici repérées avec un indicateur, le pouvoir réflecteur de la vitrinite, noté PR, dont la valeur croît avec la maturité.. Cette méthode normalisée est par exemple décrite par [Alpern, 1980](#). On remarquera que bon nombre de gisements se trouvent en dehors des zones de formation. Cela est dû au déplacement du pétrole et du gaz, la migration secondaire, après leur expulsion hors de leur roche-mère. Est indiquée la limite Ouest du chevauchement du Bassin de Neuquen par les plissements andines (Fold and Thrust Belt de la figure 21) **Courtoisie R.Vially.**

Ces deux exemples ne donnent qu'un tout petit aperçu de la très grande variété des

histoires de la formation des gisements de pétrole et de gaz dans les bassins sédimentaires, et de la complexité que peuvent présenter ces derniers. La coopération de nombreux professionnels est nécessaire pour les reconstituer. Ce travail, de plus en plus indispensable à la découverte de nouveaux gisements, est confié aux « explorateurs », géologues, géophysiciens, géochimistes.

3-1-5 Gaz biogénique, hydrates de gaz, et gaz dissout dans les aquifères profonds.

De grandes quantités de gaz biogénique peuvent se former dans les sédiments récents, à condition que ceux-ci offrent au développement des bactéries méthanogènes un espace suffisamment poreux, que l'eau des sédiments contienne des substances organiques dissoutes, et qu'elle soit dépourvue d'oxygène, de sulfates et de nitrates. Mais ils ne peuvent former d'accumulation significative que si leur zone de formation est surmontée d'une couverture imperméable. Ces conditions ont par exemple été réunies dans la plaine du Pô en Italie, où il existe d'importants gisements de gaz biogénique dans des **turbidites**, formées de lentilles sableuses emballées dans des argiles. Les turbidites sont des sédiments formés par des éboulements sous-marins d'accumulations de sédiments issus de l'érosion de montagnes proches, ici les Alpes. Le gaz s'accumule dans les parties hautes des lentilles sableuses et ne peut s'échapper du fait des argiles qui emballent celles-ci. Les gisements ainsi formés ont été ensuite enfouis à des profondeurs importantes. Le gisement d'Antonella par exemple se trouve à l'heure actuelle à environ 4000 mètres de profondeur. Dans certains gisements de Sibérie Occidentale en Russie, tels que celui d'Ourengoï (tableau 2) le gaz d'origine biogénique contiendrait un peu de gaz thermique.

Les importants gisements récemment découverts entre Chypre, Israël, Palestine et Egypte, semblent pour une grande part contenir du gaz biogénique.

Un autre mode de piégeage est ce qu'on appelle les hydrates de gaz (de méthane) ou encore les glaces de méthane. En langage de chimiste ce sont des clathrates. Il s'agit de cages de molécules d'eau qui emprisonnent une molécule de méthane, formant ainsi un solide qui ressemble à de la glace, mais que l'on peut enflammer (figure 23).

Ils se forment dans des conditions précises de température et de pression. On peut en trouver jusqu'à des profondeurs de quelques centaines de mètres dans ce qu'on appelle le pergélisol (permafrost), sol qui ne dégèle jamais, des zones arctiques continentales, en Russie et au Canada. On peut aussi en trouver en mer dans les sédiments accumulés sur les pentes continentales, où la température est un peu plus élevée, 4 °C, ce qui est la température de l'eau de mer à son maximum de densité, mais la pression plus forte, à partir d'environ 400 mètres de profondeur d'eau dans les océans et dans les lacs. Les quantités existantes ne sont pas connues précisément, mais elles sont grandes, certains prétendent même beaucoup plus que celles de tous les autres combustibles fossiles réunis ([Makogon, 2010](#)).

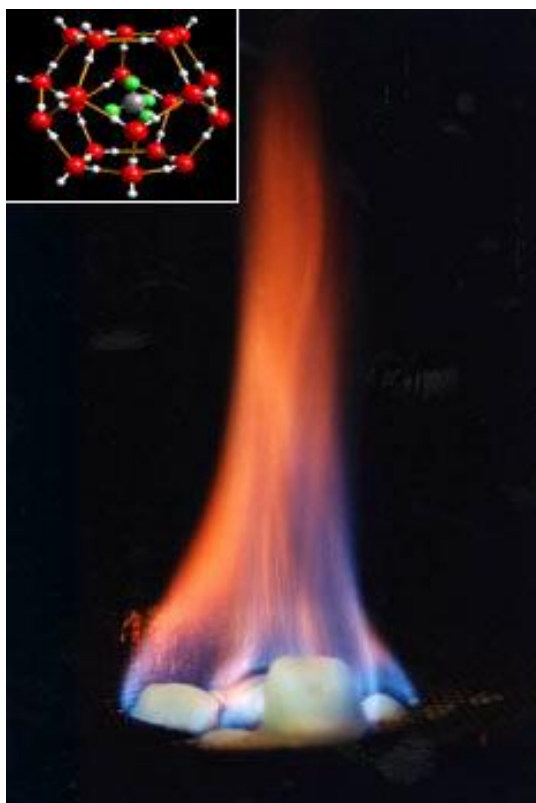


Figure 24 : En haut à gauche, représentation d'un élément de clathrate formé d'un dodécaèdre de molécules d'eau (en rouge l'oxygène, en blanc l'hydrogène) encageant une molécule de méthane (en gris le carbone et en vert l'hydrogène). Ces cages sont associées en édifices plus complexes. En dessous, un feu de blocs de clathrates. Source : [CNRS in Wikipedia](#).

Mais tout cela n'a pas grand sens : l'essentiel des hydrates de gaz se trouve dans des sédiments récents déposés sur les marges continentales actuelles, qui datent en gros de moins de 100 millions d'années, c'est-à-dire une proportion faible de l'histoire géologique des combustibles fossiles, car celle-ci commence avec le développement explosif des êtres vivants il y a 2 à 3 milliards d'années^{*14}. De plus, comme ils sont instables, ceux que l'on connaît se sont probablement formés très récemment. Il est donc très douteux qu'ils puissent représenter une quantité plus grande que l'ensemble des combustibles fossiles connus.

En fait d'autres études ([Laherrère, 2009](#)) semblent montrer que leurs quantités en place seraient de l'ordre des réserves actuelles des gisements de gaz. Mais quantités en place ne signifie pas réserves. Seule la partie exploitable de façon rentable peut être considérée comme réserve. Or ils ont un très gros défaut : ils sont très dispersés dans les sédiments sous forme de lentilles discontinues sur une épaisseur faible et une surface très grande. Personne à ce jour n'a réussi à faire mieux que de petites installations pilotes sans lendemain.

Le Japon, qui a grand besoin d'énergie produite sur son territoire, a fait et continue à faire des essais de production offshore d'hydrates de gaz, mais sans grand succès semble-t-il : Selon Nelder, après dix ans d'efforts et 700 millions de dollars dépensés, environ 1 million de m³ de méthane ont été récupérés sur le site japonais de Nankai, alors que la même quantité de gaz achetée sur le marché aurait coûté, sous forme de gaz naturel liquéfié importé, environ 50 000 dollars ! Les résultats ne

sont pas meilleurs sur le site de Mallick, dans le permafost.

Une revue récente sur les modes de formation et de gisement, les ressources et les techniques d'exploitation des hydrates de gaz est celle de **Vially, 2016**.

14 Note: On connaît des gisements de pétrole et de gaz dont l'âge serait de l'ordre du milliard d'années, en Australie, en Oman et en Sibérie Orientale, mais aussi des roches-mères ayant produit du pétrole il y a 2 milliards d'années, comme à Oklo au Gabon ! **J.Craig 2015 a fait récemment l'inventaire de nombreux exemples montrant que la formation du pétrole et du gaz est aussi ancienne que la vie elle-même, dont les premiers signes indiscutables d'apparition datent d'environ 3,8 milliards d'années.*

Les hydrates de gaz ne sont pas nécessairement formés à partir de gaz biogénique, mais leur ubiquité montre que c'est probablement le plus souvent le cas : du gaz thermique ne pourrait provenir que d'une fuite en surface d'un gisement de gaz plus profond, forcément très localisée.

La pérennité des hydrates est liée au maintien des températures et pressions adéquates. S'il n'y a pas de couverture imperméable durable au-dessus des zones de formation, le méthane ainsi piégé est voué à se dissiper au cours du temps, car ces conditions peuvent changer. C'est une des préoccupations des climatologues, dont certains pensent que le réchauffement climatique en cours peut conduire à leur libération dans l'atmosphère. Or le méthane est un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le gaz carbonique. Mais si le milieu se modifie, ce méthane pourrait aussi être transformé en gaz carbonique par des bactéries aérobies avant d'être relâché vers l'atmosphère. Des concrétions de carbonates au-dessus de sédiments contenant du gaz biogénique, mais aussi au-dessus de gisements contenant du gaz thermique, dont l'origine serait du méthane ainsi transformé en gaz carbonique, ont été par exemple observés en Mer du Nord (**Hovland and Irwin, 1992**).

Notons que des hydrates de gaz peuvent se former dans les gazoducs sous-marins qui acheminent le gaz des gisements de gaz exploités en mer. Les producteurs cherchent à éviter cette formation, car ces hydrates peuvent boucher les gazoducs. Pour cela, ils utilisent des canalisations chauffées ou injectent des produits chimiques inhibiteurs dans le gaz, dans les zones où ce risque est élevé. Ces hydrates de gaz préoccupent aussi les producteurs quand les plateformes de forage en mer doivent être installées sur des zones riches en hydrates, à cause des risques d'instabilité des sédiments là où ils sont présents.

Un autre mode de piégeage est par dissolution du gaz, dans ce cas thermique, dans les aquifères profonds. Nous avons vu en effet que le méthane avait une solubilité non négligeable dans l'eau. Un exemple classique est celui des aquifères profonds de la Gulf Coast en Louisiane aux Etats-Unis, où des aquifères à haute pression à partir de quelques centaines de mètres de profondeur contiennent jusqu'à 20 m³ de méthane en conditions normales, soit environ 700g par m³ d'eau (**Durand, 2013**). Ce méthane est parfois récupéré comme sous-produit d'installations géothermiques exploitant la chaleur de ces aquifères. **Selon Randolph, 1977**, les ressources correspondantes sont considérables à l'échelle mondiale, bien supérieures en fait à celles des hydrates. Pour autant les réserves, c'est-à-dire la partie qui en est récupérable de façon rentable, est insignifiante à l'heure actuelle.

3-2 Les combustibles solides : charbons et schistes bitumineux

3-2-1 De la tourbe à l'anhracite : la formation des gisements de charbon

Des débris de végétaux supérieurs peuvent s'accumuler en masses importantes pour former un sédiment très riche en kérogène de type 3, une **tourbe** (peat), dans laquelle on peut facilement identifier à l'œil nu des débris végétaux. Les tourbes peuvent arriver à former des couches d'épaisseur plurimétrique et d'extension plurikilométrique.

De grandes quantités de tourbes se forment actuellement dans les marécages perpétuellement ennoyés des zones froides de l'hémisphère Nord, à partir de végétaux spécifiques tels que des sphaignes et des mousses, des bruyères ou des cypéracées. Ce sont les plus connues. Leur destinée sera cependant pour l'essentiel de rester à l'état de tourbe, car elles sont en grande partie installées sur des zones tectoniquement très stables qui ne subiront pas d'enfouissement important pendant très longtemps, appelés **cratons** ou **boucliers**.

Mais des tourbes se forment aussi à la limite continent/océan de bassins sédimentaires en cours d'approfondissement, dans des zones climatiques à forte productivité végétale, et à partir d'associations végétales très diverses. Des exemples actuels sont les deltas des fleuves d'Indonésie, où s'accumulent des débris d'arbres et autres plantes ligneuses tropicaux. Elles sont donc enfouies progressivement. Elles sont recouvertes par d'autres sédiments, par-dessus lesquels se déposent d'autres niveaux de tourbes etc... ainsi se constituent ce qu'on appelle des séries houillères, qui peuvent avoir plusieurs kilomètres d'épaisseur, du fait de la permanence des mêmes situations tectoniques et climatiques au même endroit pendant des millions d'années. Les roches constituant ces séries sont en général des alternances de grès et d'argilites, ces dernières contenant aussi très souvent des kérogènes du même type (type 3), mais en teneurs plus faibles que dans les tourbes.

Ces tourbes ainsi soumises à des températures et des pressions croissantes donnent alors naissance à des charbons de plus en plus compacts dont le kérogène s'est progressivement enrichi en carbone, successivement du **lignite**^{*15} **mat** (brown coal), du **lignite brillant** (sub-bituminous coal), du **charbon bitumineux** (bituminous coal), appelé aussi **houille**, de l'**anhracite** (anthracite) et enfin de la **méta-anhracite** (meta-anhracite).

** 15 Note : il ne faut pas confondre comme il est fréquent LE lignite, qui est une variété de charbon, avec LA lignine, qui est un constituant des tissus de soutien (bois, tiges, nervures de feuilles...) des végétaux dits supérieurs (arbres, végétaux herbacés).*

Cette évolution est appelée **houillification** ou **carbonification (coalification)**, ou encore **maturation**, et on en repère le stade, ce qu'on appelle le **rang**, par la modification des caractéristiques physiques et chimiques qui l'accompagne : teneur en carbone du kérogène, **pouvoir réflecteur de la vitrinite**, paramètres qui croissent avec le rang, **teneur en matières volatiles**, **teneur en eau**, qui décroissent... Les rangs ultimes ne sont atteints que pour des enfouissements de l'ordre de la dizaine de kilomètres ou sinon des gradients géothermiques anormalement élevés. Le stade (rang) tourbe correspond à la diagenèse précoce de la figure 11, tandis que le lignite correspond à la diagenèse, le charbon bitumineux à la catagenèse et l'anhracite à la métagenèse. La métaanhracite correspond à la frontière du métamorphisme.

Le sketch de la figure 25 montre les étapes successives de la transformation de tourbes en charbons de rang croissant.

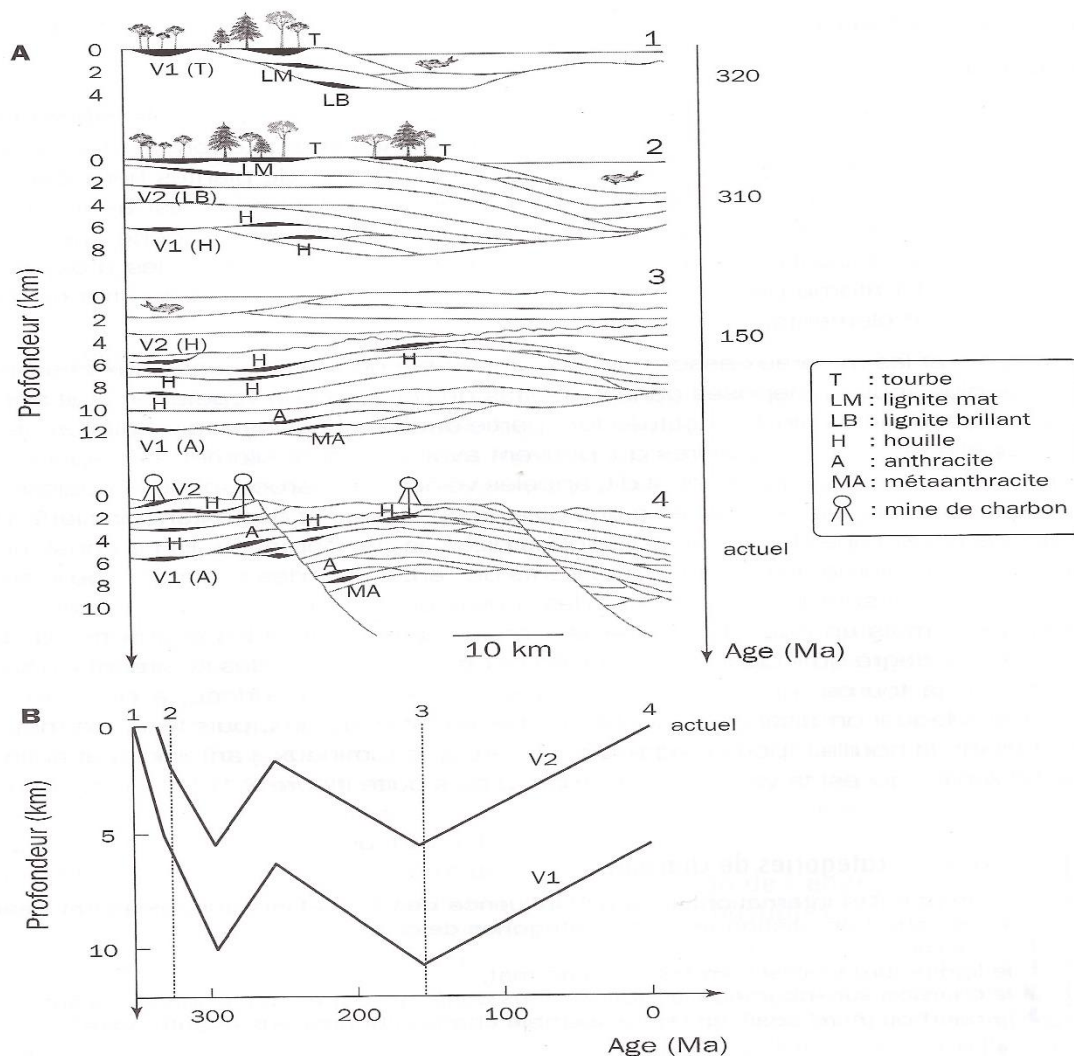


Figure 25: Sketch de la formation progressive d'une série houillère. A- évolution du bassin et des veines de charbon au cours du temps géologique ; B- histoire de l'enfouissement au cours du temps de deux veines de charbon (V1 et V2). L'unité de temps est le million d'années.

Les dépôts initiaux de tourbe datent d'un peu avant 320 millions d'années (Carbonifère). Un premier enfouissement sur environ 20 millions d'années aboutit à la constitution d'une série houillère. Il est suivi d'une première inversion tectonique durant environ 30 millions d'années, et d'une érosion de la partie supérieure de la série. S'installe alors à cet endroit un nouveau bassin sédimentaire, qui s'approfondit jusque vers - 150 millions d'années, entraînant les charbons les plus anciens de la série jusqu'à des profondeurs suffisantes pour les transformer en métaanthracite. Puis une nouvelle inversion tectonique fait remonter et s'éroder cet ensemble. Une partie des niveaux de charbon se trouve alors suffisamment près de la surface pour faire l'objet d'exploitations par mines souterraines. Il faut pour cela des profondeurs inférieures à 1500 mètres environ. Source: [Durand, 2007](#).

Avec la permission d'EDP Sciences.

Le charbon bitumineux (appelé aussi houille) correspond à l'étape que nous avons appelé catagenèse dans l'évolution générale des kérogènes au cours de

l'enfouissement, celle où se forme le pétrole puis le gaz humide. Et on peut en effet dans certains échantillons observer en microscopie par réflexion des exsudats fluorescents de fines gouttelettes de pétrole résiduel, ou une imprégnation de l'huile d'immersion par des hydrocarbures (figure 5).

Pourtant, les géologues ont très longtemps refusé d'admettre que des hydrocarbures liquides puissent se former dans des séries houillères. Dans leur esprit, les charbons ne pouvaient produire que du gaz (le grisou). Cela tient en partie au fait que les charbons de référence ont été très longtemps ceux exploités en Europe, d'âge Carbonifère. Or ceux-ci ont subi des inversions tectoniques comme indiqué sur la figure 23. D'éventuels gisements de pétrole formés au Carbonifère auraient disparu par érosion. Cela tient aussi à ce que la biomasse dont ces charbons sont issus était relativement peu riche en constituants générateurs d'hydrocarbures liquides.

A contrario, des séries houillères plus récentes, par exemple celles du Tertiaire d'Indonésie, ont une histoire géologique beaucoup plus simple et beaucoup n'ont pas encore connu d'inversion tectonique importante. Leur kérogène, dérivé de plantes tropicales, contient en quantité des substances génératrices d'hydrocarbures liquides telles que des résines d'arbres, et des cires cuticulaires qui protégeaient ces plantes de l'évaporation : Il y en avait beaucoup moins dans les plantes génératrices des charbons carbonifères européens. Ces séries ont donné naissance à des gisements de pétrole, sources de la richesse pétrolière de l'Indonésie (figure 26).

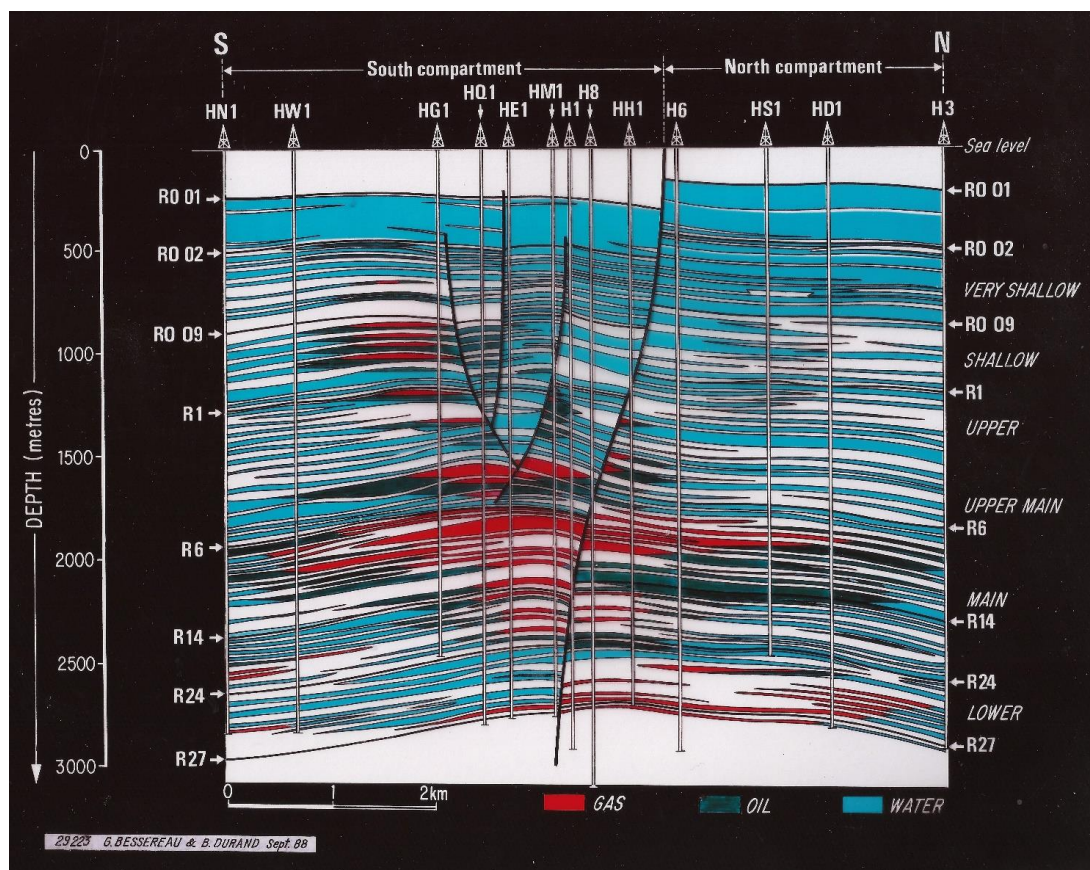


Figure 26 : Coupe du gisement de pétrole et de gaz de Handil dans le delta de la Mahakam, Kalimantan, Indonésie. Pétrole et gaz occupent ici les niveaux gréseux d'une série houillère de type deltaïque qui a commencé à se développer à cet endroit il y a quinze millions d'années environ. Y alternent, en blanc des sédiments argileux

contenant en quantités variables du kérogène dérivé d'une biomasse de végétaux supérieurs tropicaux, riches en cires cuticulaires (c'est-à-dire contenues dans les cuticules de feuilles) et en résines d'arbres, et des niveaux gréseux contenant en superposition de l'eau (aquifère), en bleu, de l'huile (du pétrole), en vert sombre, et du gaz, en rouge, mais parfois seulement de l'eau. Il existe fréquemment dans les sédiments argileux des niveaux de charbon, non représentés ici. Cette série houillère, non associée cette fois à du pétrole et du gaz parce qu'ils ne sont pas restés piégés, se trouve à plus faible profondeur à terre, et est exploitée pour son charbon. La source du pétrole et du gaz est pour ce gisement la série houillère elle-même, mais à partir d'une profondeur de 3000 mètres environ. L'alimentation en pétrole et gaz des niveaux gréseux qui servent de réservoir se fait par leur aval pendage, mais aussi par les failles, qui servent également de zones de fuites vers la surface. Ces niveaux sont donc des stockages provisoires de pétrole et de gaz, à l'échelle des temps géologiques s'entend, qui ne perdureront que tant que les apports seront supérieurs aux fuites. Cet exemple montre à la fois la complexité de l'architecture d'une série houillère deltaïque et de celle d'un gisement dit «multipay», où existent de nombreux niveaux exploitables.

Il ne faut donc pas parler du charbon, mais des charbons, roches d'une grande variété, en fonction de leur rang, mais aussi des particularités de la biomasse de végétaux supérieurs qui leur a donné naissance. S'y ajoute également une dimension liée à l'importance de leur contenu minéral qui est très variable. Notons également que certains charbons, ceux trouvés en Inde par exemple, que l'on appelle charbons du Gondwana du nom du super continent où ils se sont formés au Carbonifère, et que l'on trouve en particulier en Inde, sont très riches en inertinites pour une raison mal connue, ce qui diminue leur capacité calorifique.

La plupart des classifications commerciales internationales sont très réductrices : on y distingue en général la tourbe (peat), le brown coal (soft coal) qui est en réalité le lignite mat, et le hard coal qui regroupe le lignite brillant (charbon sub-bitumineux, sub-bituminous coal), le charbon bitumineux et l'antracite. On appelle **charbon vapeur (steam coal)** le charbon utilisé pour produire de la vapeur d'eau dans les chaudières, essentiellement celles des centrales électriques à charbon. Il s'agit surtout de charbon bitumineux éventuellement de sub-bitumineux, bien que le lignite serve aussi beaucoup à produire de l'électricité, en particulier en Allemagne.

CEE	Peat	Lignite	Sub-Bitumineux	Bitumineux	Bitumineux	Anthracite
				Haut volatiles	Bas volatiles	
USA		Browncoal		Hard coal		
France	Tourbe	Lignite	Flambant sec	Flambant gras	Gras	Anthracite
Rang	Low	Low	Medium	Medium	High	High
Pouvoir calorifique MJ/kg	4-6	15-20	20-27	27-33	27-33	33-36

Humidité %	>50%	25-50%	14-25%	5-10%	5-10%	1-6%
Matières volatiles %	>75%	50%.	25-50%	30-40%	15-25%	<10%.
Teneur en cendres	50%.	30-50%	20-30%	10-20%	10-20%	0-10%
Réflexion vitrinite (indice)	<0,30.	0,30.	0,35-0,45	0,5-1,25	1,5-2,0	2,0-5,0

Tableau 4: 3 classifications différentes des charbons commercialisés et paramètres principaux utilisés pour caractériser leur rang. Le pouvoir calorifique (voir chapitre 2-2 de la deuxième partie) indique la quantité de chaleur productible par combustion. Les valeurs indiquées ici sont approximatives, car elles dépendent de paramètres tels que la teneur en cendres, ou la nature de la biomasse végétale dont provient le charbon, qui peuvent varier sensiblement pour un même rang. D'après Teissié et al.,2005.

Avec la permission d'EDP Sciences.

Un excellent ouvrage à lire pour bien comprendre la très complexe physico-chimie des charbons est celui de **van Krevelen,1993**.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE, en anglais International Energy Agency, IEA) fait la distinction entre **peat** (tourbe), **lignite**, en fait le lignite mat, **sub bituminous coal**, en fait lignite brillant, le **coking coal** (charbon à coke, utilisé pour produire le coke métallurgique), qui est une variété de charbon bitumineux plus riche en hydrogène que la moyenne^{*16}, le **other bituminous**, à l'exclusion du coking coal par conséquent, ce qui correspond à peu près au **charbon vapeur (steam coal)**, et l'**anthracite**.

15 note : la richesse en hydrogène du charbon à coke en fait le charbon ayant le pouvoir calorifique le plus élevé. Mais aussi cette richesse permet l'apparition lors de la cokéfaction d'une phase liquide, la **mésophase, qui donne ensuite naissance à une microporosité. Cette dernière facilite la circulation de l'air lors de la combustion du coke dans le haut- fourneau : Le coke est très résistant mécaniquement, ce qui empêche la compaction du mélange d'oxydes de fer et de coke qui sert à produire la fonte.*

Bien qu'il existe des veines de charbon jusqu'à des profondeurs considérables, sans doute supérieures à 10 000 mètres dans quelques bassins sédimentaires, il est techniquement impossible de l'exploiter actuellement par mine si la profondeur est supérieure à 1500 mètres environ.

Aux profondeurs supérieures on peut par contre exploiter parfois le gaz qu'il contient (le grisou) par forages de type pétrolier. On pourra peut-être aussi un jour gazéifier le charbon par gazéification souterraine, comme expliqué au chapitre 4.

3-2-2 Les gisements de schistes bitumineux : des roches riches en kérogène, n'ayant jamais été suffisamment enfouies pour avoir produit du pétrole.

Les schistes bitumineux sont des roches sédimentaires riches en kérogène, mais moins que les charbons. Leur teneur typique en carbone organique est de l'ordre de 10 % de leur poids sec.

Leur kérogène est le plus souvent d'origine planctonique marine (type 2). Cependant le gisement le plus important connu, celui des Green River Shales aux Etats-Unis, est d'origine lacustre (type 1).

Ce kérogène est donc riche en hydrogène (rapport H/C élevé) et a donc un potentiel pétrolier élevé. Cela, avec leur richesse en kérogène, explique leur capacité à produire en quantité, de l'ordre de 100 litres à la tonne et plus, de l'huile de schistes par pyrolyse.

Cependant, cela n'est possible que parce que ces roches n'ont jamais été enfouies à des profondeurs suffisantes pour avoir produit du pétrole et du gaz. En effet, dans le cas contraire, tout ou partie du potentiel pétrolier de leur kérogène aurait disparu, et ils ne produiraient plus assez d'huile par pyrolyse pour que leur exploitation soit rentable.

Toujours pour des questions de rentabilité, ils ne sont guère exploités qu'en carrière ou à la rigueur en découverte.

Les critères définissant les schistes bitumineux sont donc autant économiques que géologiques.

Les premiers schistes bitumineux à avoir été dans l'histoire exploités pour produire industriellement de l'huile de schistes sont les **Schistes d'Autun**, à Igornay en Saône-et-Loire en 1837. Certains schistes bitumineux, comme la **Kuckersite d'Estonie**, ont été longtemps utilisés directement pour produire de la chaleur ou même de l'électricité, comme le sont les charbons.



Figure 27: Affleurement de schistes bitumineux au Maroc. On observe la « schistosité », en fait un feuilletage de lamines de compositions minéralogiques variables suivant les conditions locales de sédimentation (voir figure 6), et une fracturation naturelle résultant des contraintes mécaniques subies par la roche

pendant son histoire géologique et qui se révèle au cours de la décompression lors de la remontée progressive vers l'affleurement. La teneur moyenne en carbone organique d'une telle roche est de l'ordre de 10 % de son poids sec.

La dénomination de schistes bitumineux (en anglais Oil Shale) n'est pas très heureuse: en effet ces roches ne sont pas des schistes au sens du géologue, qui désigne ainsi des roches métamorphiques, même si beaucoup présentent une «schistosité» visible à l'œil nu (figure 27). Ce sont des roches d'une assez grande variété minéralogique, même s'il s'agit essentiellement d'argilites et de marnes, et elles ne contiennent pas de bitume qui est comme on l'a vu un pétrole à l'état solide, mais du **kérogène**. Les plus riches en kérogène sont parfois appelés **sapropélites**, du terme sapropèle qui signifie vase riche en matières organiques en putréfaction. Les médias français ont aussi pris la regrettable habitude d'appeler schistes bitumineux des roches qui sont en fait des roches-mères ayant produit du pétrole, ce qui est source de confusion.

Les quantités en place de schistes bitumineux répertoriées à ce jour sont considérables, et certains estiment que les quantités d'huile de schistes que l'on pourrait théoriquement produire par pyrolyse à partir d'elles, sont bien supérieures aux réserves restantes de pétrole. Mais on est très loin actuellement de pouvoir passer des quantités en place à des réserves, c'est-à-dire à des quantités d'huiles produites de façon rentable !

Les principaux gisements, représentant plus de la moitié de ces quantités, se trouvent aux Etats-Unis : il s'agit de la formation des Green River Shales, déjà citée, qui s'étend sur les Etats du Colorado, de l'Utah et du Wyoming.

De petites exploitations dans la formation des Schistes-Cartons du Toarcien Inférieur de Lorraine et de Bourgogne, ainsi que dans celle des Schistes d'Autun, avaient encore lieu en France encore un peu après la deuxième guerre mondiale, et des essais de reprises ont eu lieu après les chocs pétroliers de 1973 et 1979.

La faiblesse du rendement énergétique net de la production d'huile de schistes, et les considérables problèmes environnementaux que posent leur production avec les normes actuelles, font que pour l'instant, il y n'a plus d'exploitations industrielles encore en activité dans le monde à l'exception d'une petite production au Brésil (Schistes d'Irati). Des exploitations anciennes en Estonie (Kukersite) et en Chine (Schistes de Fushun) sont maintenant arrêtées. Il en est de même d'installations pilotes aux Etats-Unis (Projet Mahogany de la compagnie Shell dans les Green River Shales) et en Australie (Schistes de Stuart).

4- Une vision d'ensemble des combustibles fossiles.

Jusqu'à présent, les variétés de combustibles fossiles ont été décrites séparément. En voici maintenant une description synthétique :

La figure 28 est une coupe géologique d'un ensemble sédimentaire où sont rassemblées les principales catégories de gisements de combustibles fossiles pouvant en principe y exister.

L'histoire de cet ensemble est la suivante : Un socle ancien, d'âge Paléozoïque (Ere Primaire), est d'abord étiré par des forces tectoniques et sa partie gauche s'effondre (à vitesse géologique s'entend), créant ainsi un ensemble de môles et de fossés d'effondrement (en termes géologiques horsts et grabens), qui est envahi progressivement par les eaux. Les fonds sont comblés par des conglomérats (graviers

et morceaux de roches emballées dans un ciment argileux...), et des grès (sables consolidés), provenant de l'érosion des points hauts. Puis, pendant le Mésozoïque (Ere Secondaire), une série sédimentaire s'installe au-dessus, formée par strates successives d'une argilite (roche constituée essentiellement de minéraux des argiles) riche en kérogène d'origine planctonique marine (type 2), d'une formation de grès, d'une argilite dépourvue de kérogène, et d'une formation de calcaires (carbonates).

Les forces tectoniques fonctionnent ensuite en compression, ce qui provoque une inversion tectonique, c'est-à-dire une remontée des strates sédimentaires. La partie supérieure de la série est alors érodée au fur et à mesure de la remontée. La compression provoque une accentuation de la structuration en horsts et grabens du socle (et un développement des failles qui les séparent), et en anticlinaux et synclinaux*¹⁷ de la série sédimentaire.

**17 note : pour les non géologues : les séries sédimentaires sont très fréquemment et plus ou moins intensément plissées sous l'effet des forces tectoniques. Un pli formant un dôme est un anticlinal, un pli formant une cuvette est un synclinal.*

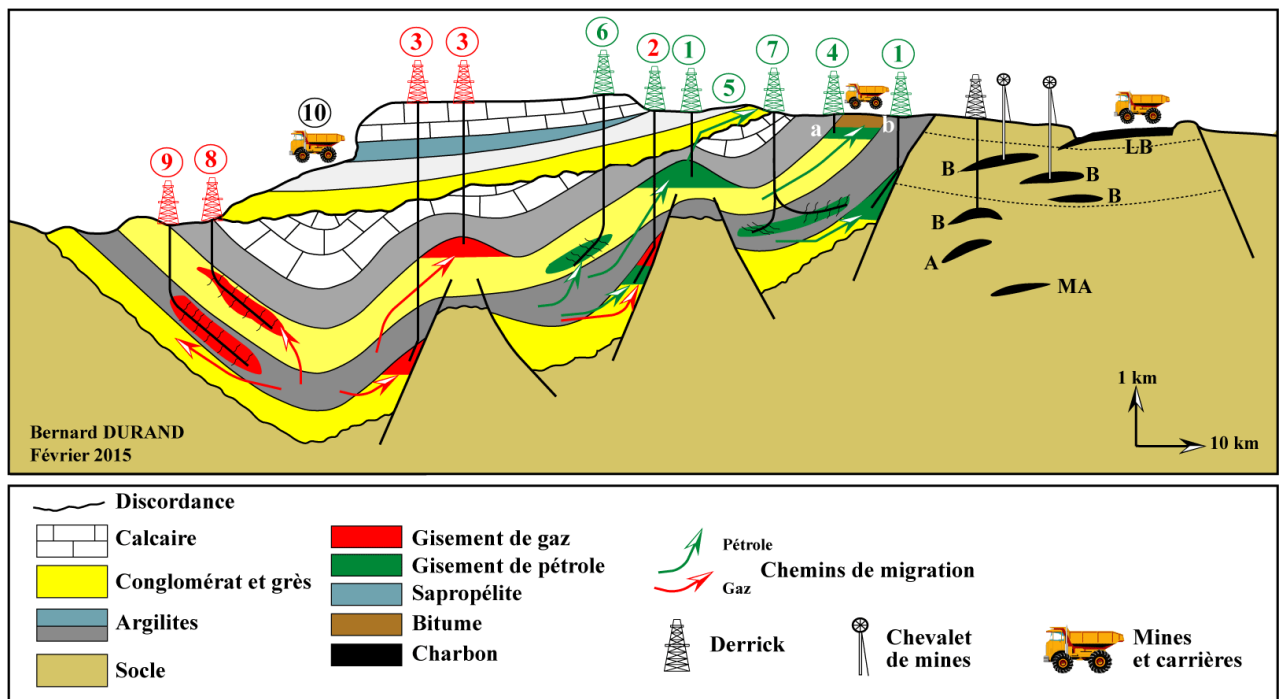


Figure 28 : Coupe synthétique rassemblant les différentes catégories de combustibles fossiles pouvant être trouvées dans les bassins sédimentaires. 1 pétrole conventionnel ; 2 pétrole et gaz conventionnels ; 3 gaz conventionnel ; 4a huile extra-lourde ; 4b bitume ; 5 indice de surface ; 6 pétrole de réservoir compact ; 7 pétrole de roche-mère (de schistes) ; 8 gaz de réservoir compact ; 9 gaz de roche-mère (de schistes) ; 10 schistes bitumineux (spropélite) .

L'ensemble est à nouveau enfoui progressivement pendant le Cénozoïque (Ere Tertiaire), et s'installe alors sur la surface d'érosion (appelée aussi **discordance**) un nouveau bassin sédimentaire.

Finalement, une nouvelle inversion tectonique fait émerger la partie haute de cet ensemble, qui s'érode pour présenter sa physionomie actuelle.

La partie la plus à droite de cette coupe est une partie non effondrée du socle, dont le haut a été érodé. Elle contient une série houillère, contenant donc du kérogène formé à partir de végétaux supérieurs (type 3), d'âge Carbonifère (-360 à -300 millions d'années). Cette série, du fait de son ancienneté et de l'érosion de sa partie

supérieure, ne comporte plus de tourbe ni de lignite, qui sont on l'a vu les catégories de charbons les moins matures et donc les plus récentes et les moins enfouies des séries houillères, mais va en fonction de la profondeur du charbon sub-bitumineux (lignite brillant, LB sur la figure) à l'antracite (A) et à la méta-antracite (MA) en passant par le charbon bitumineux (B).

Une veine de charbon sub-bitumineux (lignite brillant, LB) affleure près de la surface et est exploitée en découverte, c'est-à-dire en carrière, après décapage des roches surmontant la veine exploitée : la limite d'exploitabilité en découverte, environ 400 mètres de profondeur, est indiquée en pointillé. Des veines de charbon bitumineux sont exploitées en mines souterraines, jusqu'à la limite d'exploitabilité en mine, environ 1500 mètres de profondeur, également indiquée en pointillé. En dessous de cette limite (mais aussi dans les veines de charbon moins profondes mais inexploitable en mine, par exemple si elles sont trop peu épaisses) il est cependant parfois possible d'aller extraire par un puits de type pétrolier du **gaz de veine de charbon** (coal bed methane, CBM), mélange de méthane, de gaz carbonique et parfois d'azote, présent dans la porosité, les joints et les fissures du charbon. Ce gaz est ce qui constitue le **grisou** : Il se dégage du charbon lors de son exploitation et quand il s'agit de mines souterraines mal ventilées, son inflammation est explosive et est à la source de nombreux accidents. Il s'est formé par la dégradation thermique du kérogène des charbons au cours de leur enfouissement, et une partie en est restée piégée dans ceux-ci. Ce type de gaz fournit actuellement aux Etats Unis près de 10 % de leur approvisionnement en gaz naturel, en particulier grâce au Bassin de San Juan au Nouveau-Mexique. L'exploitation se fait à partir de forages dans les veines de charbon, dirigés depuis la surface pour rester à l'intérieur de ces veines sur de grandes longueurs. C'est ce qu'on appelle **forage horizontal**, même si les veines sont rarement vraiment horizontales. Il faut pomper l'eau contenue dans la formation, avant de pouvoir pomper le gaz. Il faut également bien souvent procéder préalablement à une **fracturation hydraulique** de la veine de charbon. Cela consiste à injecter dans celle-ci de l'eau à une pression suffisante pour excéder la résistance mécanique de la roche, et ainsi élargir les fissures naturelles ou en créer de nouvelles, ce qui augmente la perméabilité de la formation et permet l'extraction de volumes suffisants pour que l'exploitation soit rentable.

Ce gaz, quand il est libéré brutalement pendant l'exploitation d'une mine, ou bien doucement après la fermeture de celle-ci, se retrouve finalement à l'atmosphère. Les mines modernes sont puissamment ventilées pour éviter le danger des accumulations de grisou dans les galeries. Plutôt que de le dissiper à l'extérieur, ce grisou est de plus en plus récupéré et utilisé comme source d'énergie pour les installations de surface, ou pour produire de l'électricité, avec l'intérêt supplémentaire de brûler le méthane, puissant gaz à effet de serre, en produisant du gaz carbonique, beaucoup moins puissant. Cela peut se faire de différentes façons : préventivement, en pratiquant avant l'extraction des forages dans les veines de charbon, pendant l'exploitation, en récupérant le méthane dans l'air de ventilation, ou après la fermeture de l'exploitation, en récupérant le gaz qui continue de se dégager. Cet ensemble est ce qu'on appelle le **gaz de mine de charbon (Coal Mine Methane, CMM)**.

Il sera peut-être possible un jour d'exploiter couramment des veines de charbon situées plus profondément que la limite d'exploitabilité par mine, ou des veines de charbon trop minces pour être exploitées autrement, ou encore des séries houillères situées en mer (cas du Royaume-Uni par exemple) par la technique dite de

gazéification souterraine (underground gasification): celle-ci consiste à faire entre deux puits verticaux un forage horizontal dans la veine à exploiter, puis d'y introduire un mélange d'oxygène et de vapeur d'eau à haute température par un des puits. On provoque ainsi une combustion du charbon en déficit d'oxygène, et on produit ce qu'on appelle du **gaz de synthèse**, mélange formé principalement de monoxyde de carbone (CO), d'hydrogène et de méthane, que l'on récupère par le deuxième puits. Le gaz de synthèse peut être utilisé directement dans une turbine à gaz pour produire de l'électricité, ou pour du chauffage, mais permet aussi de fabriquer des **carburants synthétiques** ou des molécules de base pour la pétrochimie, comme par exemple du **méthanol** (CH₃OH).

La gazéification souterraine a déjà été utilisée, par exemple en Ouzbékistan au temps de l'URSS, et a fait l'objet de quelques installations pilotes, y compris en France à Bruay-en-Artois. Un programme de recherche existe en Chine, mais il n'a toujours pas débouché sur une production commerciale.

Cette méthode est encore très futuriste parce que trop coûteuse, mais aussi parce que ses dangers environnementaux ne sont pas bien cernés. En effet, les formations houillères sont généralement perméables à grande échelle, car elles contiennent de nombreux corps gréseux et sont très fracturées (voir figure 25) : on peut donc craindre des fuites de gaz de synthèse vers la surface. On peut aussi craindre des venues d'eau très importantes ennoyant certaines exploitations. D'autre part, le charbon peut se consumer très longtemps même en déficit d'oxygène. C'est actuellement la source de très nombreux incendies, pratiquement impossibles à éteindre, de veines de charbon et de quartiers de mines dans le monde. Ce genre d'accident pourrait donc se produire sur des sites de gazéification.

On produit cependant déjà du gaz de synthèse à partir de charbon, mais dans des usines qui utilisent du charbon extrait d'exploitations classiques, comme par exemple l'usine de Great Plains Synfuels Plant (GPSP) dans le Dakota du Nord aux Etats-Unis ou celles de la Compagnie SASOL en Afrique du Sud. La Chine a un programme important dans ce domaine, et la rumeur a même circulé qu'elle se proposait d'aider l'Ukraine à se doter de telles usines pour lui permettre d'éviter l'importation de gaz de Russie.

Dans la partie gauche de la figure, l'argilite riche en kérogène a été, en fonction de la profondeur maximale atteinte, la roche-mère de pétrole (zone à huile), puis d'un mélange huile-gaz (zone à gaz humide), et enfin de gaz sec. Huile et gaz ont été collectés par les niveaux de grès (sables consolidés) situés au-dessus et en dessous de la roche-mère. En fonction des possibilités de migration et des pièges existants, des accumulations s'y sont créées : huile (1) huile et gaz (2) et gaz (3). Les flèches sur la figure indiquent les sens du déplacement (migration secondaire) de l'huile et du gaz depuis la roche-mère jusqu'aux pièges.

Une partie de l'huile formée a cheminé vers le haut dans la formation de grès située au-dessus de la roche-mère et s'y est altérée en parvenant à la surface. Ce faisant elle a donné naissance à des **huiles extralourdes** (4 a) qui sont restées piégées sous du **bitume** (4 b), produit par une altération encore plus poussée de l'huile. Ce bitume très visqueux a fait office de couverture étanche. On a à cet endroit des **sables bitumineux** (tar sands).

Par la faille traversant le gisement d'huile situé dans le piège anticlinal, un peu d'huile a traversé la couverture argileuse, puis la discordance et le niveau gréseux

situé au-dessus, pour aller former un indice sous forme d'un suintement d'huile à la surface (5).

Une partie de l'huile formée a aussi été piégée dans son mouvement ascendant dans une partie très peu perméable de la formation gréseuse (6) pour former un gisement de **light tight oil**, ce que l'on peut traduire par **pétrole léger de réservoir compact**. Du fait de la très faible perméabilité du réservoir, il faut pour récupérer ce pétrole faire un forage « horizontal » puis procéder à une fracturation hydraulique multiple (figure 29).

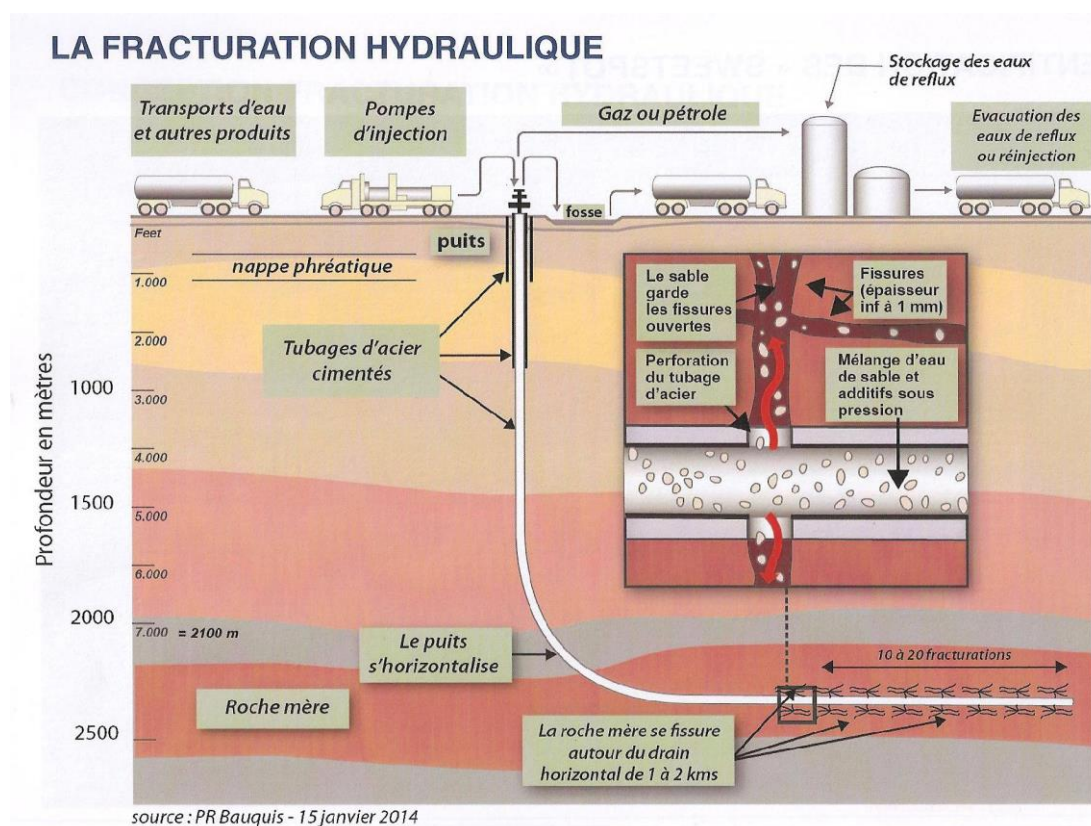


Figure 29: Schéma explicitant la technique de fracturation hydraulique multiple associée à un forage horizontal. Le tubage a été percé successivement en plusieurs endroits pour y injecter l'eau sous pression et ses additifs. On remarque la finesse des fissures créées: la roche n'explose donc pas comme le croient certains: les fissures préexistantes sont élargies et d'autres créées. La pression d'injection de l'eau doit être supérieure à la contrainte verticale s'exerçant sur les sédiments, environ 60 MPa (600 bars) à 2500 mètres de profondeur comme ici. *Courtoisie PR Bauquis et Total Professeurs Associés (TPA).*

Toute l'huile n'a pas été expulsée de la roche-mère. Celle-ci est extrêmement peu perméable, sa perméabilité est inférieure celle d'une brique (Bauquis, 2014). Pour récupérer cette huile (7), on utilise là aussi, dans les sites économiquement favorables, les forages horizontaux et la fracturation hydraulique multiple. Cette huile est ce que les Américains ont dans un premier temps appelé shale oil, terme ambigu parce qu'il désigne aussi l'huile obtenue par pyrolyse industrielle des schistes bitumineux (qu'il conviendrait maintenant comme on l'a vu d'appeler kerogen oil pour éviter les confusions). Ce terme a été traduit en Français inconsidérément par **pétrole de schiste**, alors qu'il vaudrait mieux l'appeler **pétrole de roche-mère**. Cette situation est très voisine de la situation précédente, et les

Américains réunissent maintenant les pétroles de réservoir compact (6) et les pétroles de roche-mère (7) sous le même vocable de **light tight oil** (LTO). Le pétrole (huile) récupérable est en effet dans les deux cas un pétrole léger. Mais aussi le pétrole extrait des roches-mères provient souvent, non pas de la roche-mère sensu stricto, qui est la partie qui contient le kérogène ayant produit le pétrole et/ou le gaz, mais en fait des niveaux de faible épaisseur plus perméables qu'elles, comme par exemple des calcaires dolomitiques ou des silts (grès à grains très fins) qui sont en fait des réservoirs compacts internes à la roche-mère sensu largo, où situés à son contact, et qui n'ont pas forcément une grande continuité. Il faut de plus pour que la fracturation soit efficace que les roches soient cassantes, ce qui exclut les zones très argileuses.

Côté gaz, du gaz s'est piégé dans son mouvement ascendant dans une partie très peu perméable (8) de la formation gréseuse. C'est ce qu'on appelle du **gaz de réservoir compact**, en anglais **tight gas**. On peut l'exploiter par forages classiques, et éventuellement par forages horizontaux et fracturation hydraulique pour stimuler la production là où la perméabilité ne permet plus l'exploitation classique.

La roche-mère a conservé une partie du gaz qu'elle a produit. En situation économiquement favorable on l'exploite également par forages horizontaux et fracturation hydraulique multiple (9). Le gaz récupéré est ce qu'on appelle le **gaz de schistes** (shale gas), en fait du **gaz de roche-mère**^{*18}. Là encore, les situations 8 et 9 sont très similaires.

** 18 note: Il est important de réaliser que les gaz de roche-mère ont des compositions très variées, comme les gaz trouvés dans les réservoirs classiques (cf tableau 2). Il en est de même des pétroles de roche-mère. Les roches-mères ont aussi des compositions minéralogiques et des propriétés mécaniques variées. Ces paramètres ne sont jamais pris en compte dans les discours habituels. Ils sont pourtant déterminants pour évaluer les possibilités d'exploitation. Quel intérêt si le gaz découvert est par exemple surtout de l'azote, ce qui s'est semblé-t-il produit en Pologne ?*

Il existe de nombreuses situations où le gaz contient de l'huile et l'huile contient du gaz, tout comme dans les gisements classiques conventionnels (voir figure 19). Aux Etats-Unis, les exploitations de gaz de schistes sont grandement valorisées quand il contient des proportions importantes de pétrole associé, étant donné le prix élevé du pétrole.

Par contre, les hydrocarbures liquides de haut poids moléculaire s'il y en a ne sont pas extraits avec les techniques actuelles, du fait de leur plus grande affinité avec les surfaces minérales et de leur plus grande viscosité. Le pétrole de roche-mère est un pétrole léger (light tight oil).

Il est important, et on y reviendra, de préciser que la production d'un puits destiné à la production de pétrole ou de gaz de roche-mère, où l'on associe un forage horizontal à une fracturation hydraulique multiple, contrairement à celle d'un puits de production d'un gisement conventionnel, décline très rapidement au cours du temps, d'environ 50% la première année et de 80% en deux ans (annexe 2), ce qui contraint à forer en permanence un nombre considérable de puits pour maintenir la production de la zone. Par contre, alors qu'il faut dix à quinze ans pour mettre en production un gisement conventionnel, il ne faut qu'un à deux ans pour commencer à produire du pétrole ou du gaz de roche-mère.

Notons au passage que gaz et pétrole de schistes, contrairement à ce que pourrait

faire croire leur popularité actuelle, sont connus depuis fort longtemps. La petite ville de Fredonia dans l'Etat de New York était déjà alimentée par ce type de gaz en 1840 ! Ce sont les améliorations technologiques et surtout la période de prix élevés de prix du pétrole de 2005 à 2014 qui ont permis leur développement massif aux Etats-Unis (voir deuxième partie).

Enfin, à flanc de colline (10) se trouve une carrière de **schistes bitumineux (oil shale)**. On trouve là un affleurement de **sapropélite** particulièrement riche en kérogène de type 1 ou 2, qui n'a pas été suffisamment enfouie pour avoir produit du pétrole. Le potentiel pétrolier du kérogène qu'elle contient n'a donc pas été entamé. L'argilite qui est la roche-mère des gisements de pétrole et de gaz, peut aussi, sur son affleurement situé à droite de la figure, être à la rigueur exploitée comme schistes bitumineux, parce qu'elle n'a pas été suffisamment enfouie à cet endroit pour avoir entamé beaucoup son potentiel pétrolier, mais elle est de moindre intérêt que la sapropélite, à cause d'une teneur moins importante en kérogène. Ces schistes bitumineux seront éventuellement pyrolysés dans des installations industrielles pour produire de l'**huile de schistes**, en anglais **shale oil**. A la suite de l'emploi du même terme pour désigner le pétrole de roches-mères, ce terme est devenu ambigu, et les Américains emploient aussi maintenant comme on l'a vu le terme de light tight oil (LTO) pour désigner le pétrole de roche-mère, et de kerogen oil (huile de kérogène) pour désigner l'huile de schistes produite par pyrolyse. La roche servant à produire l'huile de kérogène, c'est-à-dire le schiste bitumineux est aussi de plus en plus appelée **kerogen shale** plutôt que oil shale.