

Université Moulay Ismaïl

Faculté des Sciences



Département de Géologie

Master en Sciences et Techniques

Géo-ressources, Patrimoine et Géo-environnement

Géologie du pétrole

*Année Universitaire 2019 - 2020
Pr. Mohamed EL MAATAOUI*

- Table des matières -

Introduction	04
1 - Historique	04
2 – Combustibles minéraux	05
a – Les charbons	06
b – Les schistes bitumineux	07
c – Les pétroles	07
Chapitre I : Genèse du pétrole	09
A – Production de la matière organique	09
1 – Constituants majeurs de la matière organique	09
a – Les protéines	09
b – Les hydrates de carbone	10
c – Les lipides	10
2 – Répartition de la matière organique dans les océans	10
B – Dépôt et préservation de la matière organique	12
C – Transformation en composants du pétrole	13
1 – Transformation précoce	13
2 – Kérogène	14
Type I	16
Type II	16
Type III	16
3 – Evolution du kérogène	16
a – Diagenèse	20
b – Catagenèse	20
c – Métagenèse	21
D – Influence du facteur temps	21
E – Méthode de caractérisation des roches mères	24
1 – Méthodes de pyrolyse	24
2 – Microscopie	26
Chapitre II : Géodynamique pétrolière	28
A – Migration primaire	29
1– Moteurs de la migration des hydrocarbures.....	29
a) La charge sédimentaire.....	29
b) La genèse des hydrocarbures	30

a) L'expansion thermique de l'eau	31
2 – Différents modes de migration des hydrocarbures	31
a) Migration par solution aqueuse	31
b) Migration en phase constituée	34
B – Migration secondaire	39
1 – Moteurs et mécanismes de la migration secondaire	39
a) La poussée d'Archimède	40
b) L'hydrodynamisme	40
c) Les pressions capillaires	40
d) L'architecture du bassin de sédimentation	40
e) La genèse et l'expulsion de nouveaux hydrocarbures.....	41
2 – Principaux modes de migration des hydrocarbures	41
a) Migrations latérales	42
b) Migrations verticales.....	43
C – Les pièges à hydrocarbures	43
1 – Introduction	43
2 – Principaux types de pièges	44
a) Gisements structuraux	45
b) Gisements stratigraphiques	45
3 – Influence des facteurs hydrodynamiques	47
D – Conservation des accumulations	47
1 – Dismigration des hydrocarbures	47
2 – Altération et dégradation des hydrocarbures	47
E – Diversité chimique des hydrocarbures	48
F – Conclusion	49
Caractéristiques de base des hydrocarbures et principales familles	50
A – Caractéristiques de base des pétroles bruts et des gaz naturels	50
1 – Densité	51
2 – Viscosité	51
B – Principales familles d'hydrocarbures	52
1 – Les gaz naturels	53
a) Les gaz à condensat	54
b) Les gaz humides	55
c) Les gaz secs	55
1 – Les huiles	55
a) Les constituants huileux	56
- Les hydrocarbures paraffiniques	56
- Les hydrocarbures naphténiques	57
- Les hydrocarbures aromatiques	57
b) Les résines et asphaltènes	57

Introduction

Le pétrole est un liquide brun plus ou moins visqueux d'origine naturelle, c'est un mélange complexe d'hydrocarbures, principalement utilisé comme source d'énergie. Le pétrole contient des hydrocarbures saturés, à chaînes linéaires, ramifiés ou cycliques, ainsi que des traces de soufre, d'azote, d'oxygène, d'eau salée et de métaux (fer, nickel). On le trouve en grandes quantités dans des gisements enfouis sous la surface des continents ou au fond des mers.

1 - Historique

Les dépôts de surface de pétrole brut sont connus depuis très longtemps. La Bible mentionne le bitume, employé pour recouvrir l'arche de Noé. Le pétrole, remonté à la surface sous forme de suintement de bitume, était utilisé par les peuples de Mésopotamie, il y a plus de trois mille ans, comme mortier dans la construction des remparts, pour le calfatage des coques des navires et pour assurer l'étanchéité des citernes et conduites d'eau, comme source d'énergie et même comme médicament.

Connues depuis l'Antiquité, les utilisations du pétrole à des fins médicales se sont développées dès le 18^{ème} siècle. On attribuait alors au pétrole toutes les vertus.

Au Moyen âge, on utilisait des sortes de grenades en terre cuite remplies de pétrole et de salpêtre, appelées «feux grégeois», qui furent la hantise des marins : lancées d'un navire, elles explosaient en laissant échapper le pétrole, qui s'enflammait, se répandait sur l'eau et propageait le feu aux autres navires.

La révolution industrielle entraîna la recherche de nouveaux combustibles; les bouleversements sociaux qu'elle occasionna créèrent le besoin d'un pétrole peu onéreux et de bonne qualité pour les lampes. Toutefois, l'huile de baleine n'était accessible qu'aux riches, les bougies de suif avaient une odeur désagréable et les becs de gaz n'existaient que dans les maisons et appartements modernes des zones urbaines.

La recherche d'un meilleur combustible de lampe entraîna une forte demande d'«huile de roche» — c'est-à-dire de pétrole brut — et, vers le milieu du XIXe siècle, de nombreux scientifiques mirent au point des procédés permettant d'en faire un usage commercial. C'est ainsi que James Young, en Angleterre, commença à fabriquer différents produits à partir de

pétrole brut, mais il s'orienta par la suite vers la distillation du charbon et l'exploitation des schistes bitumeux. Le physicien et géologue canadien Abraham Gessner déposa, en 1852, un brevet pour obtenir, à partir du pétrole brut, un combustible peu onéreux pour lampe, brûlant sans résidu, appelé pétrole lampant; en 1855, le chimiste américain Benjamin Silliman publia un rapport indiquant la gamme de produits utiles pouvant être obtenus par distillation du pétrole.

C'est ainsi que débuta la recherche de plus importantes sources d'approvisionnement en pétrole brut. On savait que les puits creusés pour l'eau et le sel présentent parfois des infiltrations de pétrole. L'idée de forages pétroliers fit donc naturellement son chemin. Les premiers puits furent forés en Allemagne, en 1857. L'initiative qui rencontra le plus grand retentissement fut cependant celle d'Edwin L. Drake, le 27 août 1859, à Titusville, en Pennsylvanie. Drake procéda à des forages pour trouver la «nappe mère», origine des affleurements de pétrole de Pennsylvanie occidentale. Si Drake ne put extraire qu'un pétrole d'écoulement aisé et facile à distiller et si le puits était peu profond (23 m seulement), sa réussite n'en marquait pas moins le début de l'industrie pétrolière moderne. Cette découverte déclencha une véritable ruée vers l'«or noir».

Depuis, on a découvert du pétrole sur tous les continents, sauf en Antarctique. Le pétrole fit rapidement l'objet de toute l'attention de la communauté scientifique, et des hypothèses cohérentes furent émises quant à sa formation, sa remontée à travers les couches terrestres et son emprisonnement. Avec l'invention de l'automobile, en 1880, et les besoins en énergie issus de la Première Guerre mondiale, l'industrie du pétrole devint l'un des fondements de la société industrielle.

2 - Combustibles minéraux (*ou combustibles fossiles*)

Le pétrole avec les schistes bitumineux et le charbon constituent ce qu'on appelle habituellement les combustibles minéraux. Ce sont des roches assez riches en carbones libres ou en composés organiques combustibles pour pouvoir être utilisées comme combustibles, soit à l'état naturel soit après avoir subi certaines transformations. Ils appartiennent au groupe des *kaustobiolithes*, c'est à dire au groupes des roches combustibles dérivant d'anciens êtres vivants, végétaux ou animaux (ici on exclue de la définition d'autres combustibles comme par exemple le soufre).

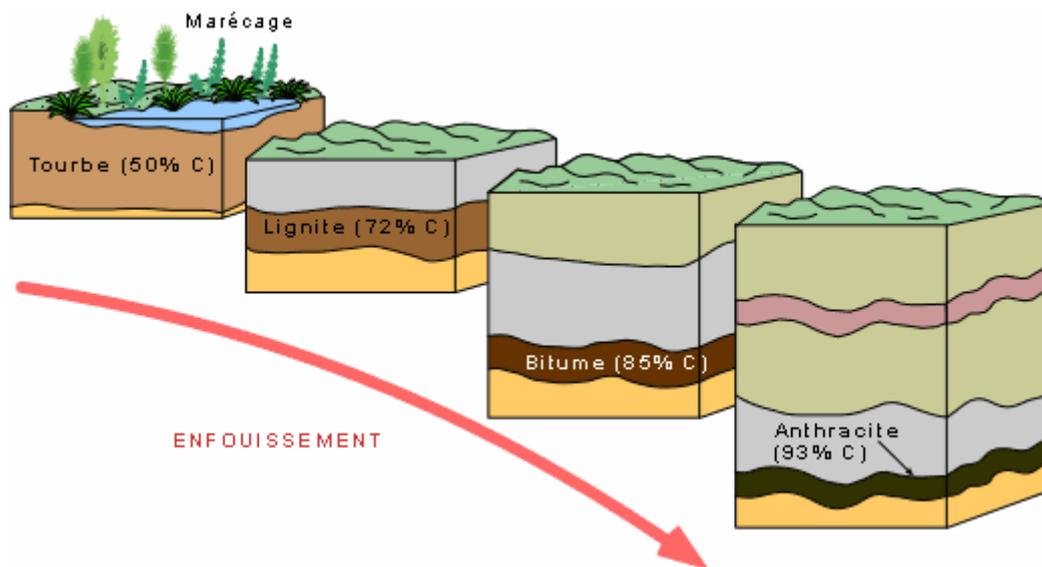
Les débris d'organismes qui concourent à la formation de ces combustibles minéraux ont toutefois subi au cours de leur dépôt (*bactéries, transformation épidermique*) ou ultérieurement par diagenèse, des transformations plus au moins importantes que nous proposons d'étudier celles qui aboutissent au pétrole et au gaz.

a) – Les charbons

La formation de charbons diffère de celle des hydrocarbures, huile et gaz. Ils sont issus des végétaux terrestres qui s'accumulent dans les zones anoxiques, comme les grands marécages. Ces végétaux sont des produits de la photosynthèse, soit des carbohydrates (carbone, hydrogène et oxygène). Progressivement, avec l'empilement et l'enfouissement sous les sédiments, les volatiles (oxygène, hydrogène et azote) sont libérés et le carbone se concentre.

Ce sont des roches sédimentaires solides, caractérisées par une forte teneur en carbone, servant de combustibles noirs le plus souvent, organogène et essentiellement formées de débris végétaux. Leur évolution se fait par enrichissement en carbone, déshydratation et appauvrissement en matières volatiles (perte en H et O), en fonction de l'augmentation de la température et de pression par enfouissement

Ce groupe comporte les tourbes (50 % de C), les lignites (70 % à 75 % de C), les houilles appelées aussi charbons (85 % de C) et anthracites (92 à 95 % de C). Le terme ultime de cette évolution est le graphite, formé de carbone pur (il est dû au métamorphisme).



Représentation schématique de la formation du charbon en fonction de la profondeur

L'origine de toutes ces roches a été depuis longtemps attribuée à des accumulations de matières végétales, comme c'est le cas des tourbes qui se forment actuellement.

Par distillation (opération qui consiste à vaporiser partiellement un mélange à l'état liquide, puis à condenser les vapeurs formées pour les séparer. Elle consiste donc à débarrasser un corps solide de ces composants gazeux ou liquides) à haute température, les charbons donnent naissance à des hydrocarbures surtout gazeux. Le résidu, qui peut être pulvérulent (réduit à l'état de poudre) ou aggloméré renferme une certaine quantité de carbone (carbone fixe) associé aux matières minérales dans lesquelles dominent la silice et l'alumine.

b) – Les schistes bitumineux

Ce sont des roches stratifiées, argileuses, sub-fissiles renfermant à côté d'un substratum minéral plus ou moins abondant une forte proportion de matière organique (MO) non soluble, ou à peine dans les solvants ordinaires des bitumes.

Par distillation vers 400 °C, ils fournissent un dégagement d'hydrocarbures liquides en forte proportion (huile de schistes). Le résidu contrairement à celui des charbons ne contient plus, ou presque pas de carbone ; donc très peu de carbone fixe. Le carbone étant combiné sous forme d'hydrocarbures.

c) – Les pétroles

Ce sont essentiellement des hydrocarbures ou plus exactement des mélanges d'hydrocarbures, gazeux, liquides ou solides qui imprègnent des roches poreuses dont la nature peut être très variable (grès, calcaire, dolomie...) que l'on appelle roches magasins ou roches réservoirs.

On accorde en général aux pétroles une origine organique. Cette hypothèse est fondée sur le résultat d'expérience aux laboratoires qui ont montré que des matières organiques animales ou végétales, peuvent par des traitements appropriés, donner naissance à des hydrocarbures. En outre, l'analyse spectrale révèle, dans la plupart des pétroles, la présence de porphyrines, produits dérivés de la chlorophylle ; donc d'origine essentiellement organique.

Dans la nature, au cours de la longue histoire de la terre, l'action des bactéries et les réactions chimiques se sont sans doute développées à partir du plancton pour aboutir à la formation de pétrole. Le plancton formant surtout à certaines époques, une masse considérable de MO a dû se déposer par couches successives au fond des mers. Toutefois la formation du pétrole à partir d'une telle matière exige que des conditions très particulières soient satisfaites, de température, de salinité d'absence d'oxygène....

Ces conditions sont plus ou moins remplies dans le cas des bassins à peu près fermés, mers intérieures ou les lagunes en voie d'assèchement. Au fond de ces bassins les micro-organismes s'accumulent et subissent à l'abri de l'oxygène de l'air, les processus de transformation qui conduisent au pétrole. En l'absence de toute migration le pétrole est souvent accompagné d'eau salée. La mise en évidence de cette dernière et son étude au cours des sondages pétroliers fournissent des données précieuses quant à la présence du pétrole.

Genèse du pétrole

Les hydrocarbures se forment dans des bassins sédimentaires à partir de la MO provenant du monde aquatique. Tandis que les vestiges du monde végétal aérien sont à l'origine du charbon. Les végétaux aquatiques, particulièrement les algues (riches en lipides) constituent la matière première du pétrole.

Mêlés aux vases des milieux sédimentaires calmes, ils donnent d'abord naissance aux "roches mères". Ces roches doivent alors subir une lente "cuisson géothermique" à des profondeurs de l'ordre de 3000 m (vers 65 à 80 °C) pour donner naissance au pétrole (hydrocarbures liquides) et à des profondeurs plus grandes (plus de 130 °C), elles ne produisent plus que du gaz.

Il est évident donc que la répartition des bassins sédimentaires et la productivité (richesse) organique primaire des océans contrôlent fortement la répartition des gisements pétrolifères.

A – Production de la matière organique

1 – Constituants majeurs de la matière organique

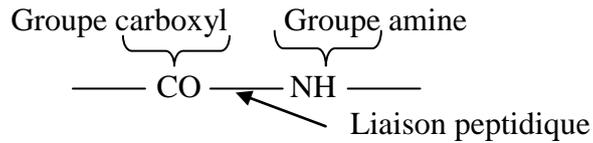
Les organismes vivants sont constitués essentiellement, comme ils l'ont été dans le passé par les protéines, les hydrates de carbone (ou carbohydrates), les lipides, la lignine...Les proportions de ces espèces chimiques varient sensiblement suivant les groupes (ou familles) des êtres vivants.

Ex 1 : les diatomées et les botryococcacées (algues) sont très riches en lipides, qui peuvent constituer jusqu'à 70 % de leurs poids secs.

Ex 2 : les plantes supérieures sont riches en cellulose et lignine

a) - les protéines

Ils constituent une part importante de la MO et sont solubles dans l'eau. Ce sont des polymères (ou macro-molécules) constitués par l'association d'acides aminés (monomères) reliés par des liaisons peptidiques.



b) - les hydrates de carbone

Ils regroupent les glucides et leurs polymères (oses, holosides). Ils constituent une source d'énergie pour les organismes.

Ex. de carbohydrate : cellulose produit par les tissus des végétaux supérieurs.

c) - les lipides

Ils regroupent tous les produits organiques insolubles dans l'eau et solubles dans les solvants organiques. Ce sont les corps gras (graisses animales ou végétales), esters d'acides gras saturés ou non et d'alcools plus ou moins complexes.

Ils jouent un rôle prépondérant dans la formation des hydrocarbures. L'étroite parenté qui existe entre les hydrocarbures et les lipides, surtout par l'intermédiaire des constituants appelés « fossiles géochimiques » et des études chimiques fines ont montré que les HC dériveraient principalement de la fraction lipidique.

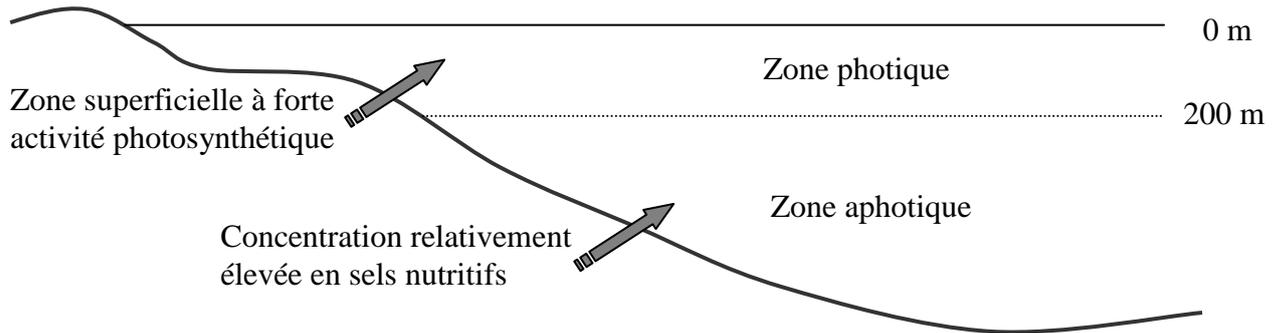
2 – Répartition de la matière organique dans les océans

Si l'on examine la distribution de la productivité organique primaire dans les océans à l'époque actuelle, on constate des variations importantes. Elle est concentrée dans les eaux de surfaces car elle est le résultat de la photosynthèse. Géographiquement, les zones de forte productivité sont surtout localisées à proximité des continents. Cette productivité est d'autant plus grande que les conditions favorables à la vie marine sont réunies : ensoleillement, eaux claires, apport d'azote et de phosphate. Les périodes de détritisme intense, où les eaux sont troubles et peu chargées en sels nutritifs, auront une productivité organique faible. L'hétérogénéité de ces facteurs (lumière et sels minéraux) dans les océans conditionne donc l'activité biologique.

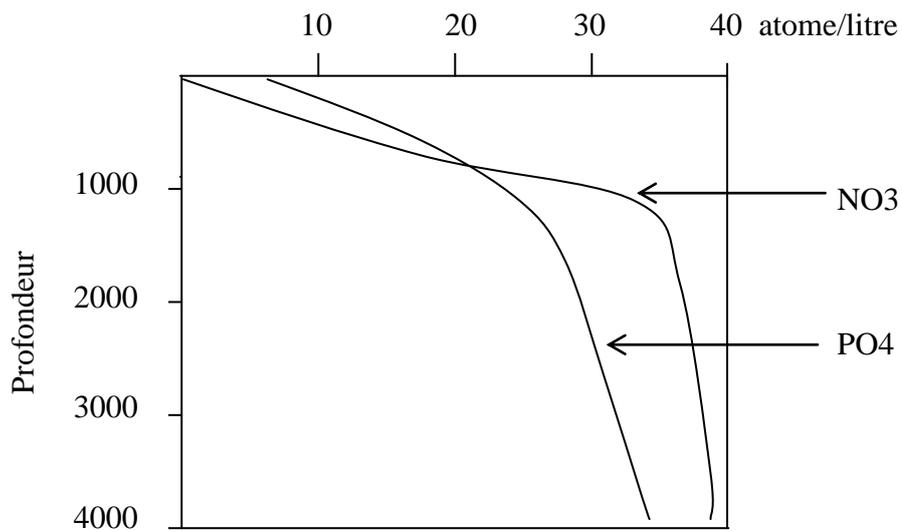
Le point de départ de cette dernière est constitué par la photosynthèse. A partir de l'énergie solaire et des sels minéraux disponibles dans le milieu (N, P, Fe...), les végétaux autotrophes synthétisent leurs constituants cellulaires.



Le glucose ainsi formé est le métabolite de base à partir duquel sont élaborés les autres constituants : protéines, lipides...



Les concentrations en sels nutritifs sont faibles dans la partie superficielle des océans et croissent rapidement avec la profondeur.



Distribution verticale des nitrates et des phosphates dans les océans

Par suite de certaines conditions météorologiques particulières, les vents (du continent) véhiculent les eaux de surface vers le large. Les eaux de surface sont remplacées par des eaux profondes riches en sels nutritifs. De tels phénomènes hydrodynamiques qui sont fréquents au niveau des côtes sont appelés « upwelling ».

D'où la concentration organique dans les zones d'upwelling (voir planche ; sud ouest de l'Afrique, Chili, Californie...)

B – Dépôt et préservation de la matière organique

De nombreuses zones montrent des teneurs en carbone organique très faibles, bien que la productivité primaire y soit importante (voir planche ; côtes du Sénégal).

Pour que la MO se sédimente, il est nécessaire qu'elle ne se dégrade pas avant de se déposer et qu'elle soit protégée au moment de son dépôt et après. La principale cause de non préservation de la MO dans les sédiments est l'important recyclage auquel elle est soumise dans la plupart des cas. Recyclage ou destruction aboutissant à la minéralisation de la m o par oxydation sous forme de CO_2 , H_2O , CH_4 , SO_4 , NH_4 , NO_3

Donc outre une bonne productivité, il faut également de bonnes conditions de préservation de la m o lors du dépôt proprement dit.

Les milieux les plus favorables (productivité + préservation) tous aquatiques, se rencontrent sur les marges continentales, dans les eaux côtières, ainsi que dans les lagunes, les mers fermées ou bordées par un seuil sous marin et les lacs.

D'une manière générale se sont des milieux anoxiques de faible énergie de dépôt. C'est le cas des bassins confinés où l'oxygène ne parvient pas en profondeur (brassage des eaux insuffisant, eaux souvent stratifiées). Ex : cas de la mer noire et certains lacs

Il faut comprendre que les niveaux sédimentaires à forte concentration en m o sont d'autant le résultat de conditions exceptionnelles de préservation que de productivité.

D'autres facteurs jouent un rôle non négligeable dans la conservation de la m o comme :

- le rythme de la sédimentation : une sédimentation rapide assure un enfouissement rapide (donc une protection) de ces produits fragiles. Un rythme lent à l'avantage de bien concentrer la m o dans des lits fins à condition que le milieu de dépôt soit confiné.

- les minéraux argileux paraissent jouer un rôle certain dans la fixation et la préservation des composés organiques (catalyse).

Ces milieux exceptionnels où toutes ces conditions sont réunies, constituent le berceau de ces sédiments particuliers (fins riches en m o et qualifiés de sapropéliques ou sapropèles) qui peuvent, sous certaines conditions, devenir les roches mères du pétrole

C – Transformation en composants du pétrole

La m o se transforme avec l'enfouissement pour donner les hydrocarbures ou les charbons suivant la nature de la matière de départ. D'une manière générale la destinée de la m o dans la diagenèse est une réduction du nombre et une simplification de la structure de très nombreux composés organiques à un seul composé : le carbone résiduel.

La m o est donc la matière la plus sensible et la plus variée aux transformations diagénétiques, transformations qui commencent immédiatement après le dépôt (sous l'interface eau-sédiment).

1 – Transformation précoce ou stade « épidermique »

Dans les premiers mètres des sédiments, on assiste successivement à des processus biochimiques anaérobies dont un exemple est la formation du méthane par fermentation bactérienne (= diagenèse biochimique) et à des processus chimiques (perte de certaines fonctions, réarrangement...)

Ce premier stade se poursuit avec la profondeur mais en décroissant peu à peu. Cette décroissance est due à la réduction du nombre de bactéries avec la profondeur. L'action d'anaérobiose est due à l'action même des micro-organismes (qui consomment rapidement l'oxygène disponible) à condition que les sédiments auxquels est mêlée cette m o soient plus ou moins imperméables.

Dans une première évolution, les constituants organiques sont utilisés par l'activité enzymatique des micro-organismes. A cette destruction par minéralisation peuvent échapper des monomères qui vont subir une polymérisation (*réaction qui, à partir de molécules de faible masse moléculaire (monomères), forme par les liaisons de celles-ci des composés de masse moléculaires élevés (polymères)*) et une condensation pour former des géo-polymères hétérogènes qu'on appelle kérogène.

Le kérogène ou MO sédimentaire est un édifice macromoléculaire dans lequel les molécules qui constituaient les derniers organismes vivants sont liées les unes aux autres par de nouvelles liaisons chimiques, après avoir perdues leurs fonctions les plus fragiles. A ce

stade la m o sédimentaire (ou kérogène) est très largement insoluble dans les solvants usuels (alcool, chloroforme, benzène...). Pratiquement on obtient le kérogène en détruisant les minéraux de la roche par attaque acide (ex : HCL pour les carbonates et l'acide fluorhydrique pour les silicates).

Le kérogène apparaît donc comme le résultat de la condensation et de l'insolubilité des acides organiques (fulviques et humiques). Une partie faible à très faible des hydrocarbures et des lipides de la matière vivante peut être préservées (traverse sans dommage l'épreuve de la décomposition) et former par la suite, des fossiles géochimiques ou bio-marqueurs. Ce sont des molécules dont la structure est très proche de celles de la MO vivante.

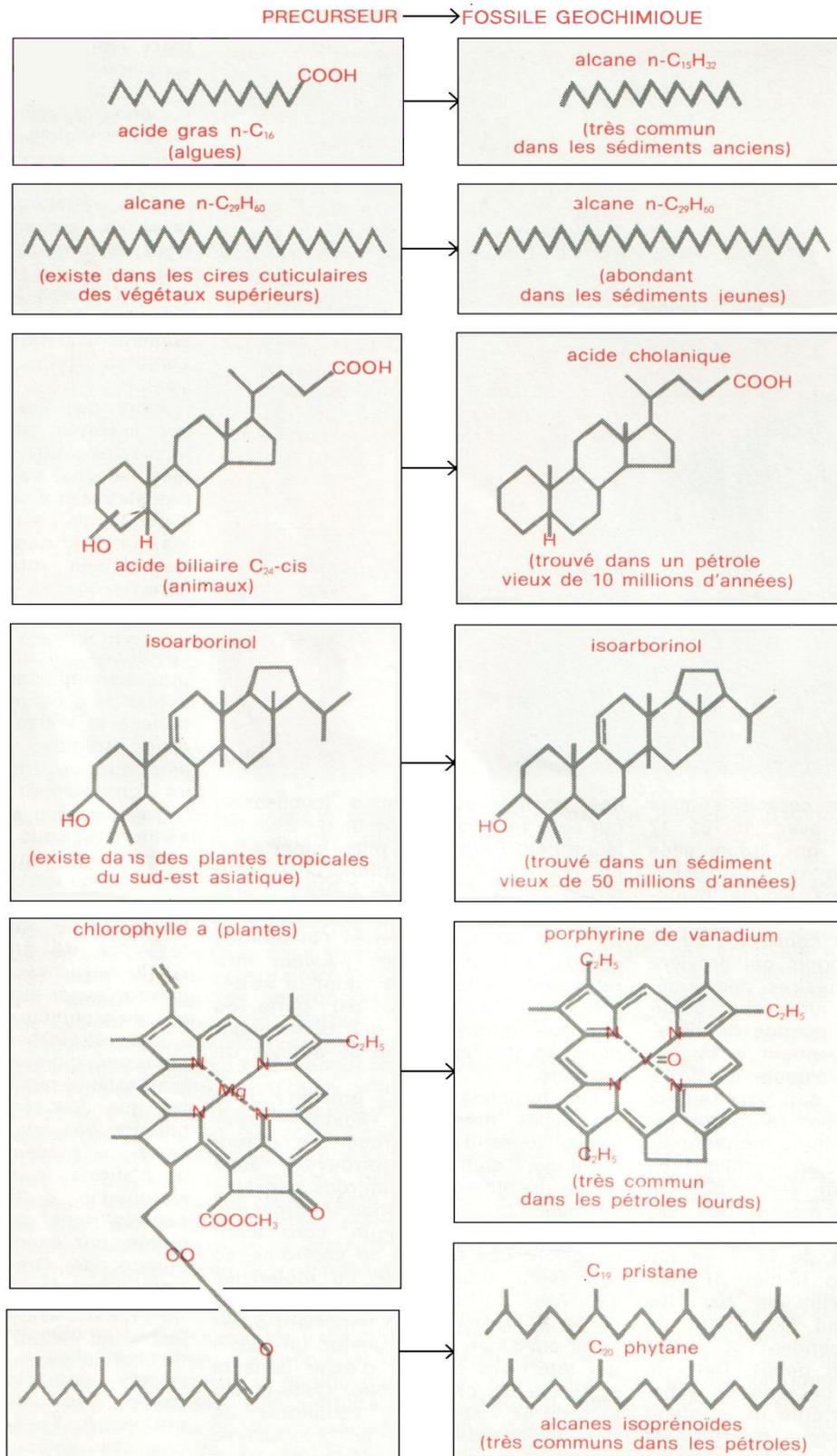
2 – Kérogène

Eléments	C	H	O	S	N
% en poids	70 à 85	6 à 12	5 à 15	ε à 4	ε à 3
% en nombre d'atomes	35 à 45	40 à 65	3 à 9	ε à 1	ε à 2

Variation de la composition élémentaire du kérogène

Le kérogène est un complexe macromoléculaire composé de noyaux cycliques condensés, liés par des chaînons hétéro-atomiques ou aliphatiques. Il est constitué par des lipides, des particules végétales figurées, de matières diffuses dues à la dégradation des précédentes et de matières secondaires bitumineuse. A l'état de trace on peut trouver quelques produits organiques spécifiques, synthétisés par les êtres vivants (alcanes, acides gras, terpènes, stéroïdes, porphyrines...)

L'analyse élémentaire du kérogène est essentielle et constitue un premier moyen de caractériser son origine en même temps que les transformations qui vont aboutir à la formation du pétrole. Pour cela et en tenant compte que l'H, le C et l'O sont de loin les principaux éléments du kérogène ; on reporte le rapport atomique H/C en fonction du rapport O/C (voir diagramme de Van Krevelen). Selon leur origine, les kérogènes montrent des compositions très différentes. 3 principaux se détachent sans que cela exclue des types intermédiaires.



Exemples de fossiles géochimiques trouvés dans les sédiments ou dans les pétroles bruts, avec leur précurseur probable, tel qu'il est connu dans les organismes actuels. Certaines molécules, comme les alcanes normaux des cires cuticulaires de végétaux ou l'isoarborinol (alcool triterpénique), ont été incorporées sans changement dans les sédiments. D'autres subissent des réarrangements qui stabilisent la molécule, mais préservent le squelette carboné (d'après Tissot, 1977).

*** Type I**

Avec à l'origine un rapport H/C élevé de l'ordre de 1,8 et des teneurs en O faibles (O/C = 0,1). Ce type correspond à des milieux de dépôt très confinés et en particuliers lacustres, où les conditions de préservations sont très bonnes. La structure chimique est héritée principalement des bactéries anaérobies qui ont recyclé la MO initiale (probablement d'origine algale) dans le sédiment et qui sont dotées d'épaisses membranes faites de chaînes lipidiques longues. Ce kérogène sera donc caractérisé par une abondance de chaînes carbonées linéaires et par de faibles proportions de structures cycliques.

*** Type II**

Caractérisé à l'origine par des rapports H/C et O/C de l'ordre de 1,3 et 0,15 respectivement. On le rencontre surtout dans les milieux de sédimentation marins confinés. Contrairement au premier les chaînes carbonées linéaires sont moins longues, les structures cycliques sont plus nombreuses. Ce kérogène provient d'une biomasse planctonique marine.

*** Type III**

Avec à l'origine un rapport H/C inférieur à 1 et un rapport O/C de l'ordre de 0,4 à 0,5. Ce type correspond à la MO d'origine continentale dont la cellulose et la lignine se trouvent peu modifiées dans le kérogène. Les structures cycliques portant de nombreuses fonctions oxygénées sont abondantes.

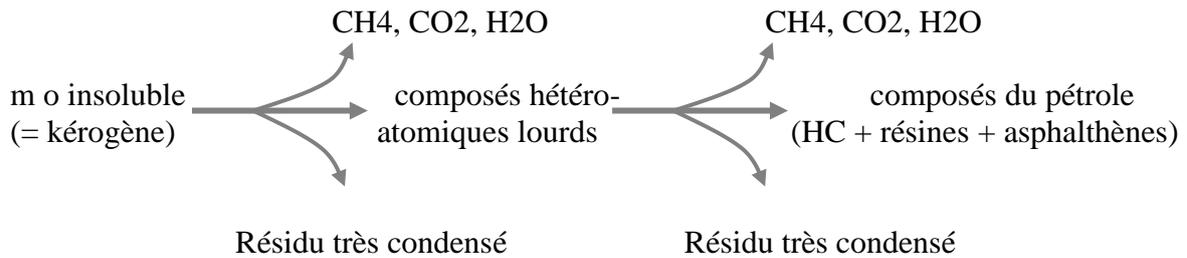
Remarque : Ce n'est pas uniquement par la composition élémentaire que l'on est parvenu à la connaissance de la structure du kérogène, qui n'est d'ailleurs pas parfaite. Parmi les principales méthodes ; on peut citer la spectroscopie infrarouge et la résonance magnétique nucléaire (qui permettent de déterminer les liaisons chimiques) mais aussi de l'analyse par chromatographie de fragments de kérogène (la fragmentation étant obtenue par pyrolyse c'est à dire par chauffage à l'abri de l'air).

3 – Evolution du kérogène

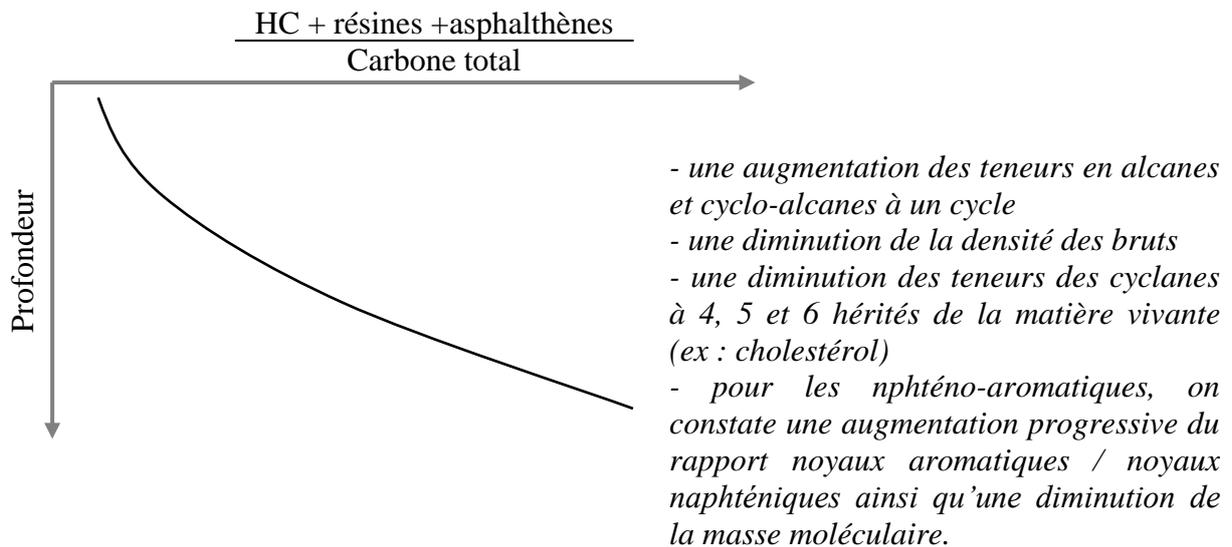
La conversion de la MO sédimentaire (= kérogène) en pétrole est une transformation chimique, elle est régie par la nature de la MO originelle, la température, la pression et les catalyseurs éventuels

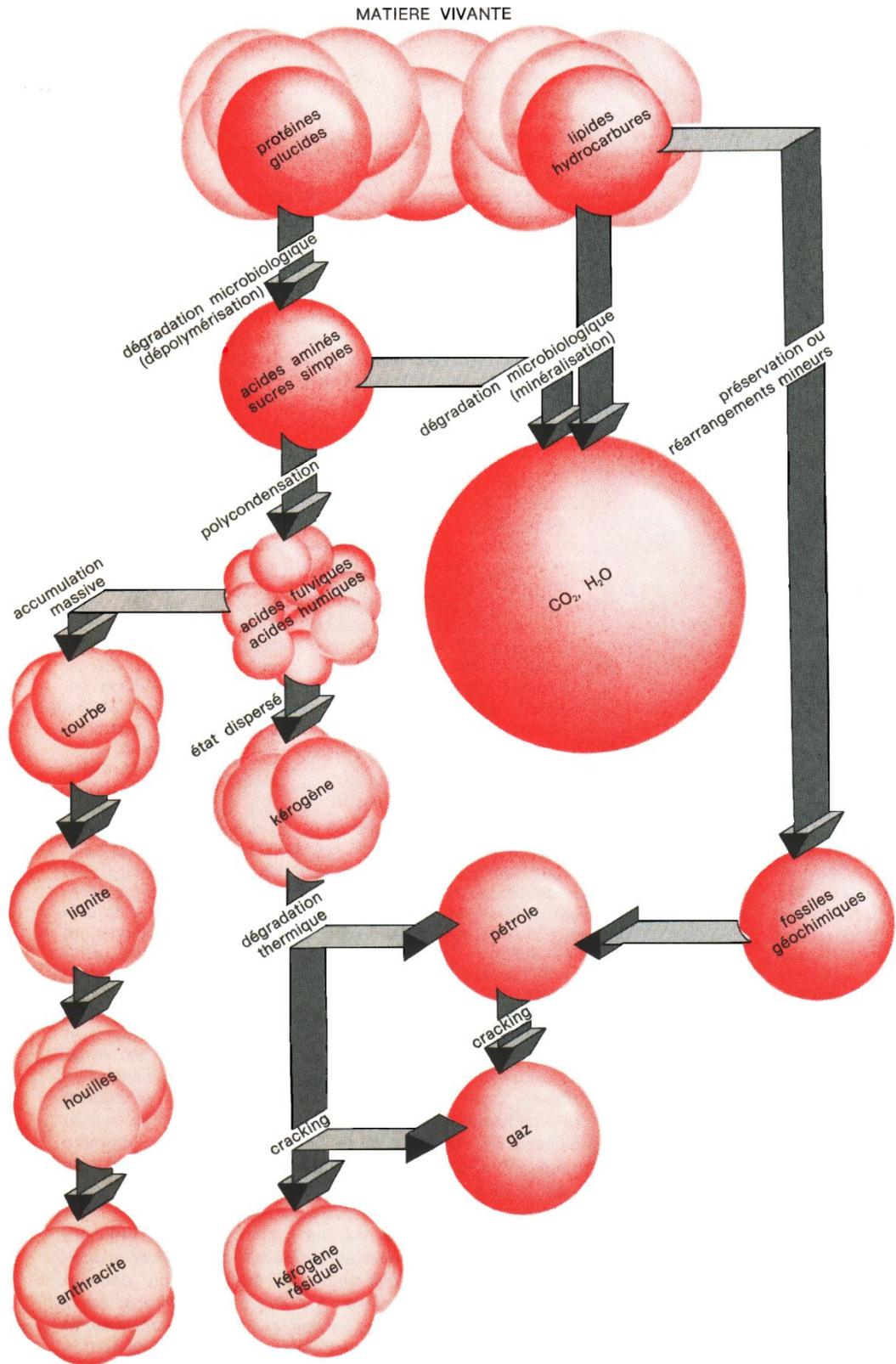
*** T et P**

L'élévation de la pression et de la température (= enfouissement) constitue le facteur déterminant de l'évolution de la m. o. Elle favorise l'apparition des composés du pétrole et en particulier des H C au dépens du kérogène.



D'une manière générale on note avec l'accroissement de la profondeur :





Seule une petite partie de la MO est incorporée dans les sédiments. Elle subit toute une série de transformations qui produiront des combustibles fossiles. Une accumulation massive de végétaux supérieurs se transformera en tourbe, puis en lignite, en houille, puis en anthracite. La MO dispersée d'origine marine ou terrestre produira du pétrole ou du gaz (d'après Tissot, 1977)

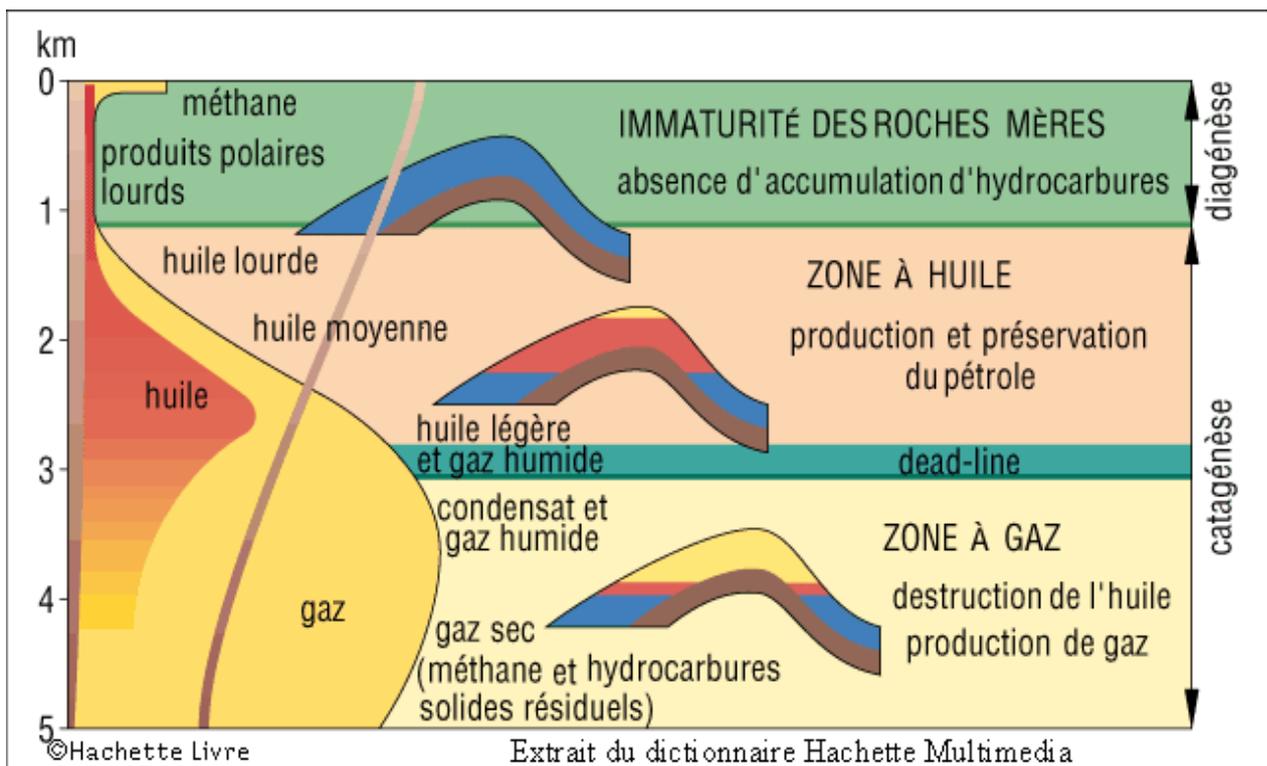
* Matière organique originelle

Elle influe sur les propriétés globales de la m o et son mode d'évolution au cours du temps et de l'enfouissement.

* Catalyseurs

Rôle joué sans doute par les minéraux argileux (fixation, adsorption)

Au cours de l'enfouissement, l'augmentation de la température provoque une succession de transformation dont les grandes lignes sont les mêmes, quel que soit le type de kérogène. L'évolution de la m o en fonction de l'enfouissement (diagramme de Van Krevelen) se traduit par un déplacement sur la courbe vers l'origine des axes qui constitue le pôle du carbone pur ($H/C = 0$ et $O/C = 0$).



Modèle diagénétique de la formation des huiles et des gaz en fonction de la profondeur.

On distingue trois phases désignées en géochimie organique par diagenèse, catagenèse et métagenèse.

a) diagenèse

Groupe l'ensemble des processus, physiques, biochimiques et physico-chimiques qui transforme un sédiment fraîchement déposé en une roche sédimentaire. Au cours de ces phénomènes la matière minérale et organique ne sont plus en équilibre thermodynamique avec le nouveau milieu et vont évoluer pour atteindre, tendent vers, de nouveaux équilibres. Simultanément à cette évolution on note une perte progressive de la porosité et de la perméabilité avec en parallèle une expulsion d'eau.

L'action biologique (bactérienne) se joue en moyenne dans les premiers mètres (*sans exclure que certaines bactéries peuvent survivre à des profondeurs et donc à des températures élevés*). Elle se traduit par une forte réduction du milieu..

Au cours de cette phase on assiste à la perte de la majeure partie des fonctions oxygénées (groupements alcool, carboxyl....) de la MO avec production de CO₂ et H₂O. Dans le diagramme Van Krevelen, la diagenèse est caractérisée par une diminution plus rapide du rapport O/C que du rapport H/C.

Dans les bassins sédimentaires la diagenèse se déroule à des températures allant de 80 °C à 120 °C environ (selon le gradient géothermique et l'âge des bassins) soit à peu près entre 1000 et 3000 m de profondeur.

b) catagenèse

Ce stade correspond à la fin de la phase principale de compaction et marque l'action dominante des facteurs thermiques. Le craquage thermique s'attaque aux liaisons carbone-carbone, ce qui se traduit par la formation des HC. Selon l'intensité de la température, on peut distinguer deux phases principales :

- La première correspond à la phase principale de genèse d'HC liquides est appelée « fenêtres à huile » ;
- La seconde est caractérisée principalement par la formation de gaz humide.

La fraction C₁₅ – C₄₀ constitue la majeure partie des HC constituant la fenêtre à huile.

Contrairement à la première phase (diagenèse), le rapport H/C diminue beaucoup plus rapidement que celui de l'O/C. Les produits formés sont en effet plus riches en H que le kérogène de départ.

La proportion de pétrole formé par unité de kérogène initiale décroît avec la teneur en H. Il s'ensuit que les kérogènes de type III produisent moins de pétrole que ceux de type II, eux même ayant un rendement plus faible que le type I.

c) métagenèse

On assiste à la production de gaz sec à partir du kérogène mais aussi à partir du pétrole formé auparavant qui subit à son tour le craquage thermique. Dans ce processus, la diminution du rapport H/C se poursuit et la composition élémentaire tend progressivement vers le pôle graphite (H/C = 0 et O/C = 0) qui n'est cependant jamais atteint dans les bassins.

Le rapport H/C des produits formés croît et atteint la valeur 4 lorsqu'il n'y a production que du méthane.

D - Influence du facteur temps

Le temps joue un rôle très important dans la genèse des HC. On observe en effet que la maturation de la matière organique nécessite une température d'autant plus élevée que les roches mères sont plus récentes. D'après l'analyse d'accumulations d'huile d'âge géologique et de température connus ⁽¹⁾ ; une relation reliant le temps et la température a été proposée en 1974 par CONNAN :

$$\text{Log } t = (A / T) - B$$

Avec t en millions d'années et T en °K, A et B sont des constantes

Les solutions de cette équation ont donné par exemple pour :

10 MA	—————>	130 °C
100 MA	—————>	81 ° C

⁽¹⁾ On dispose de la possibilité d'observer et de mesurer certaines propriétés de minéraux, ou de particules organiques (macéraux), qui ont été affectées par une élévation de température et qui ont conservé ces transformations comme un enregistreur ou un thermomètre à maximum. Parmi les marqueurs les plus utilisés, on peut citer le pouvoir réflecteur de la vitrinite.

D'autres températures ont été fournies par l'étude de différents bassins (Perrodon, 1980) :

50 à 60 °C —————> pour le Silurien-Dévonien du Sahara (Algérie)

60 à 70 °C —————> pour le Toarcien du bassin de Paris

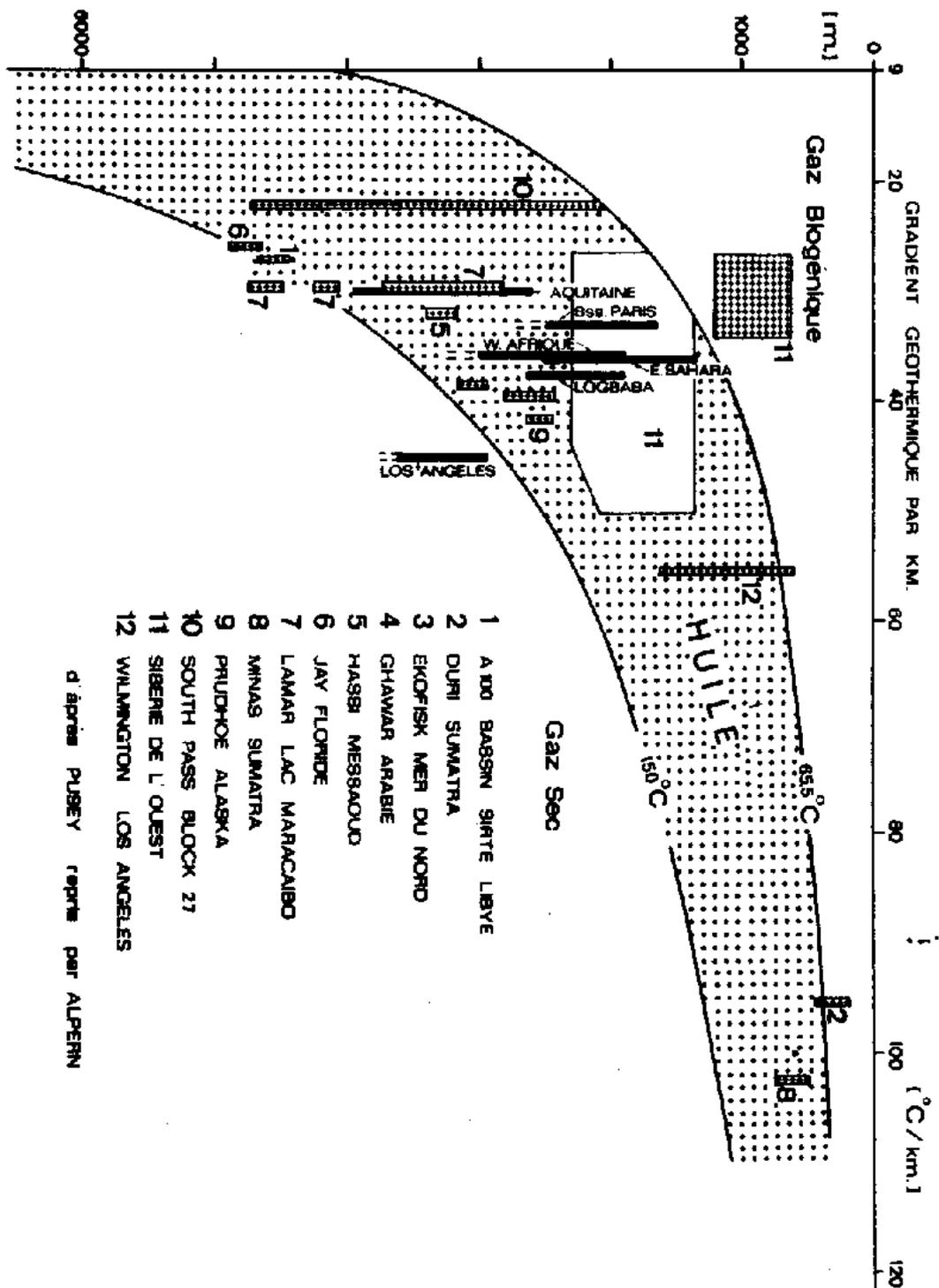
100 °C —————> pour l'éocène du bassin d'Utah (Colorado)

115 °C —————> pour le Moï-Pliocène du bassin de Los Angeles

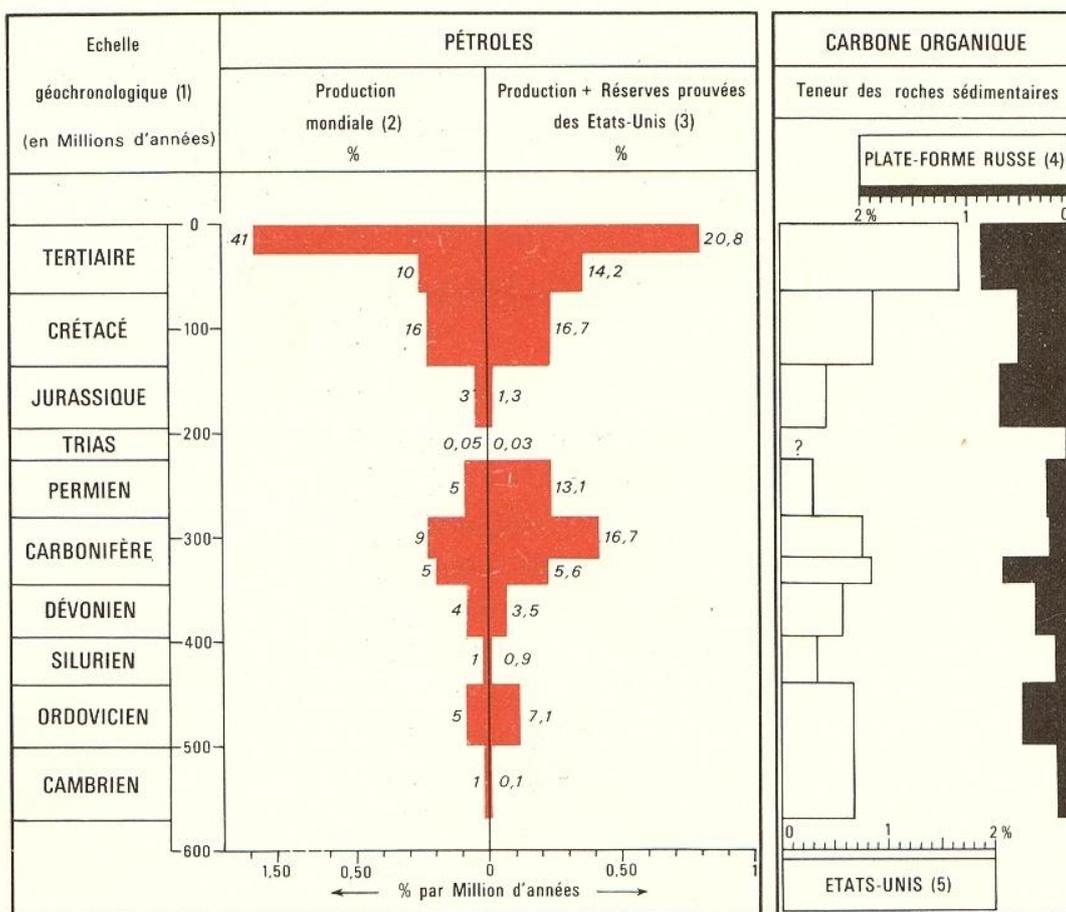
La relation qui lie le temps et la température signifie bien que le degré de maturation de la MO dépend de la quantité d'énergie : celle-ci peut être fournie par une température relativement faible pour une durée de réaction grande ou une température plus élevée pour un temps plus court (*le facteur temps compense donc les enfouissements faibles et les faibles gradients géothermiques*). Un exemple est montré par la figure ci-dessous.

Donc la genèse des pétroles ne dépend pas seulement de la profondeur et du gradient géothermique, mais aussi de la durée d'exposition à une température donnée.

Le pétrole que l'on exploite est présent dans le sous-sol depuis un peu plus de 500 millions d'années, à l'aurore du cambrien comme le montre la figure ci-dessous. Certaines périodes ont été plus favorables que d'autres à la genèse du pétrole (exemple la période triasique qui coïncide avec de grandes émergences est caractérisée par une productivité organique primaire réduite).



Le concept de la fenêtre à huile selon PUSEY, 1973. Sa profondeur dépend de la température, donc du gradient géothermique ; aux limites figurent les températures calculées d'après les gradients géothermiques et les profondeurs indiquées.



Corrélation entre teneurs en matière organique des roches et production de pétrole des différents étages géologiques (d'après Sallé et Debyser, 1976)

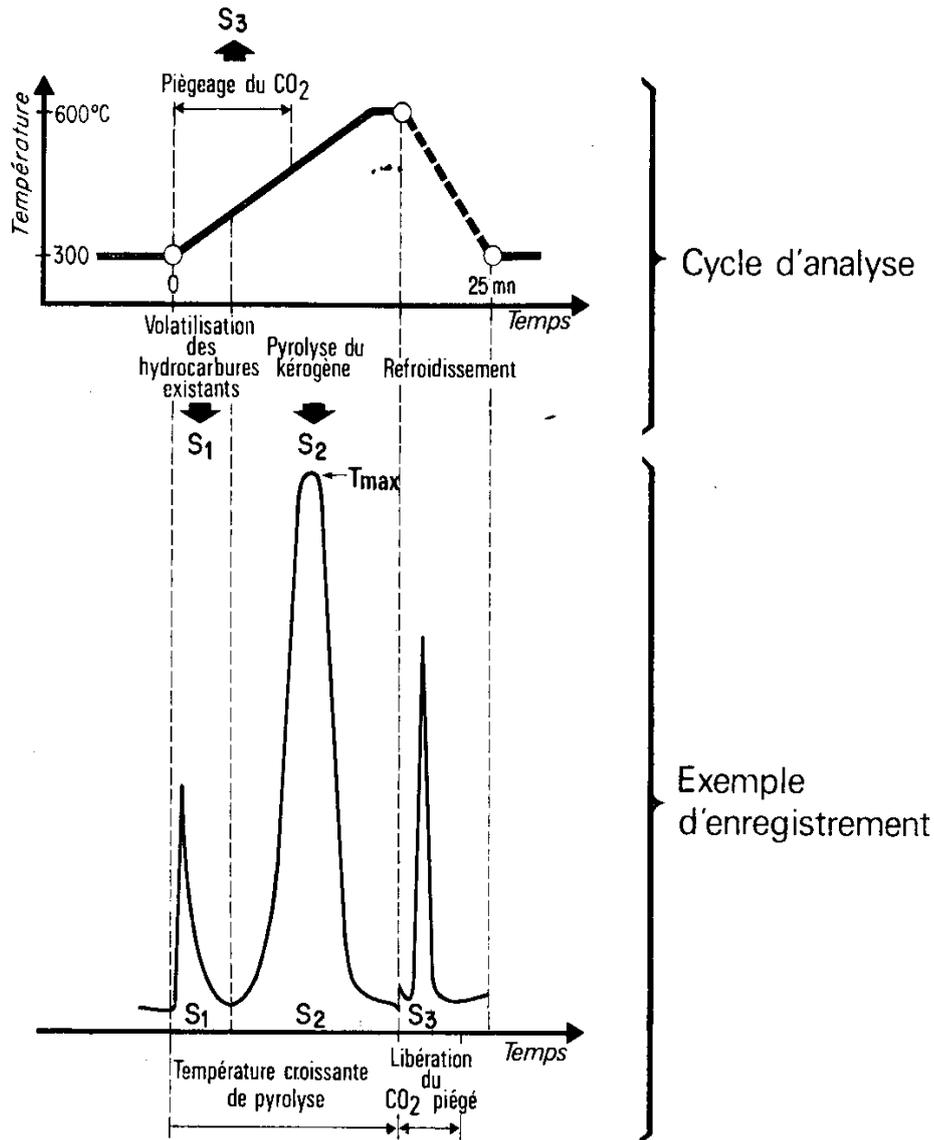
E - Méthodes de caractérisation des roches mères

1- Méthodes de pyrolyse

La pyrolyse consiste à chauffer un échantillon de kérogène ou de roche mère à l'abri de l'air. De cette façon, on reproduit à des températures de 300 à 600 °C le craquage thermique qui intervient aux environs de 70 à 150 °C dans les bassins sédimentaires : comme les réactions de craquage sont contrôlées par une cinétique chimique, on peut compenser le temps plus court par une température plus forte et simuler la formation du pétrole par pyrolyse en laboratoire. Ceci permet d'utiliser la pyrolyse comme un moyen de caractérisation des roches mères, en quantifiant les HC produits pendant le chauffage. L'appareil Rock-Eval, construit à l'IFP (*Institut Français du Pétrole*), utilise ce principe.

Dans cet appareil, l'échantillon est soumis d'abord à un palier de température à 250 °C pendant lequel les HC libres qu'il contient sont volatilisés, et emportés par un courant d'hélium vers un détecteur (pic S₁). L'aire du pic S₁ représente la quantité d'HC présents dans la roche. Dans un second temps, la température est augmentée linéairement jusqu'à 600 °C, produisant le craquage thermique. L'aire du signal enregistré par le détecteur (pic S₂) représente donc la quantité de pétrole supplémentaire que la roche mère aurait formé si l'évolution naturelle s'était poursuivie jusqu'à son terme. En parallèle, le CO₂ formé pendant la pyrolyse est piégé et quantifié à la fin de la montée en température (pic S₃). La température correspondant au sommet du pic S₂ est mesurée par l'appareil (T_{max}) et fournit un moyen de mesurer le degré d'évolution de la MO : pour un échantillon immature, c'est à dire avant que le pétrole commence à se former, T_{max} est généralement inférieur à 435 °C. La zone de formation du pétrole (catagenèse) correspond à des valeurs comprises entre 435 et 470 °C environ, tandis que les valeurs supérieures à 470 °C indiquent la zone de formation de gaz (métagenèse).

La pyrolyse Rock-Eval consiste à chauffer un petit échantillon de sédiment (100 mg, ou moins) sous courant inerte (hélium) en programmation de température à 25 °C / mn entre 300 et 600 °C. Aux basses températures, les HC libres contenus dans la porosité du sédiment sont volatilisés (pic S₁) puis le kérogène est craqué et libère des HC (pic S₂), mais aussi du gaz carbonique (pic S₃). S₁ représente donc les HC contenus dans la roche, tandis que S₂ représente le potentiel pétrolier encore à produire par le kérogène, si le sédiment était enfoui à plus grande profondeur. S₃ est corrélé avec la teneur en oxygène du kérogène. La température du maximum du pic S₂ (T_{max}) est un indicateur du degré de maturation du kérogène. En effet, celui-ci est craqué à température d'autant plus haute qu'il aura subi un effet thermique important dans la nature.



Principe de la méthode de pyrolyse rapide Rock-Eval.

2 - Microscopie

La microscopie est également très utilisée en exploration pétrolière, en lumière transmise ou en lumière réfléchie. Dans ce dernier cas, l'illumination en lumière ultraviolette est fréquemment pratiquée pour obtenir une fluorescence de certains composants. On peut ainsi souvent reconnaître l'origine de la MO par les macéraux qu'elle contient. Le terme de macéral désignant un faciès organique reconnaissable au microscope par analogie avec le terme de minéral employé en pétrographie minérale. Le pouvoir réflecteur (intensité réfléchie/intensité incidente) d'un macéral donné augmente de façon continue avec l'évolution de la MO. On utilise en général le pouvoir réflecteur de la vitrinite, macéral issu

des parties ligno-cellulosiques des végétaux supérieurs et que l'on trouve abondamment dans les séries de type III (origine continentale).

En lumière transmise, on détermine ce qu'on appelle le palynofaciès de la MO, c'est à dire les proportions de constituants de différentes origines et en particuliers d'origine terrestre (débris de végétaux supérieurs) ou aquatiques (débris d'algues). On étudie aussi la couleur des constituants, qui passe de jaune à clair à brun puis à brun-noir au fur et à mesure de la formation des HC.

Géodynamique pétrolière

Les HC que l'on exploite dans les gisements sont presque toujours allochtones, et l'on a pu montrer dans certains bassins comme celui de l'Alberta (Canada) que le pétrole peut parcourir des distances de plusieurs dizaines de km (voir des centaines) depuis la roche mère où il s'est formé. Il s'agit certes de cas extrêmes, mais il faut savoir que la formation d'un gisement demande toujours une contribution des flancs de la structure et que la migration latérale à une échelle de l'ordre de 10 km est chose courante.

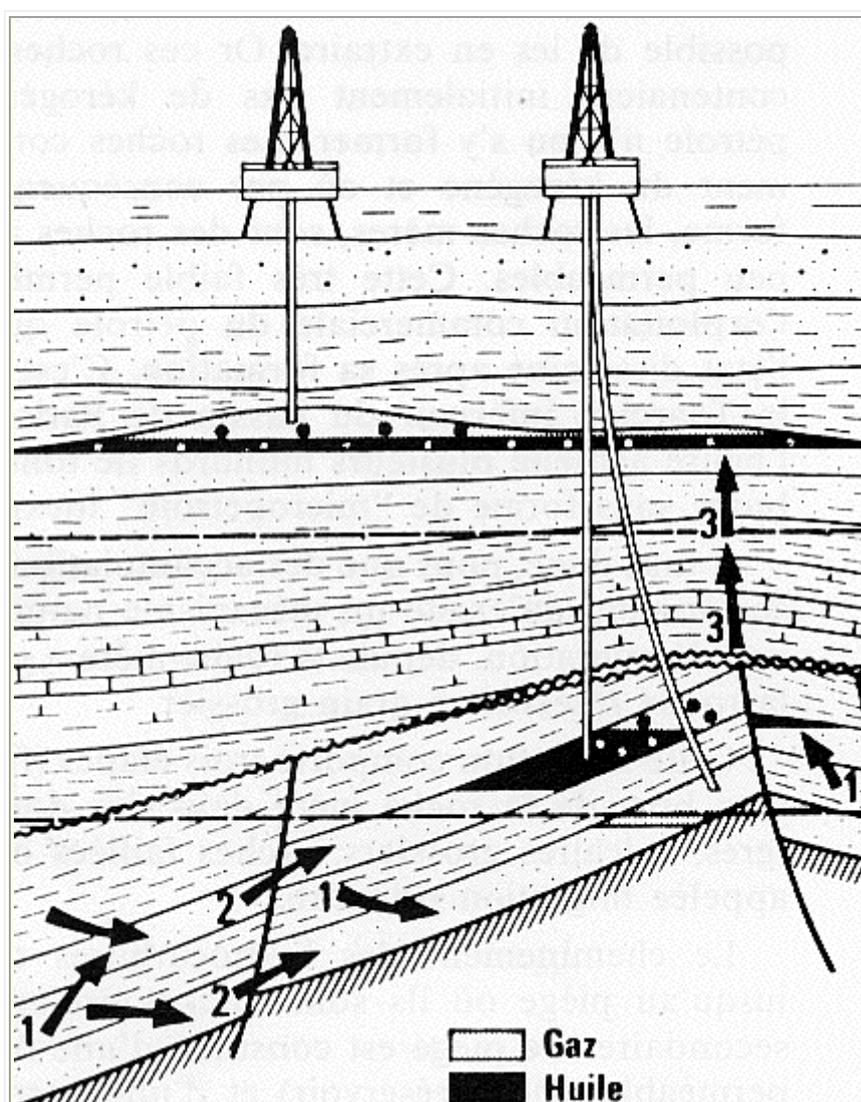


Schéma d'ensemble de la migration du pétrole :

1 - migration primaire ; 2 - migration secondaire, le long de roches poreuses, de failles, etc ;

3 - dysmigration : le pétrole "s'échappe" d'un réservoir où il s'était accumulé

Pour décrire cette migration, on a coutume de distinguer trois stades successifs :

- migration primaire (*expulsion des hydrocarbures de la roche mère vers la roche réservoir*),
- migration secondaire (*déplacement des hydrocarbures au sein de la roche réservoir*),
- migration tertiaire (*ou dysmigration, il s'agit de la migration des hydrocarbures après leur accumulation*).

A – Migration primaire

L'expulsion et la ségrégation des HC pour constituer une phase séparée devient une nécessité pour permettre la formation de gisement dans d'éventuels réservoirs. Ce phénomène souvent désigné sous le nom de migration primaire est certainement à ce jour le plus mal connu parmi les éléments nécessaires à la genèse des gisements de pétrole. Les géochimistes pétroliers qui s'intéressent à ce processus sont en désaccord sur des points fondamentaux ; ainsi certains admettent que la migration s'accomplit entièrement à l'état de phase constituée (ou individualisée), huile ou gaz, alors que d'autres sont persuadés qu'une partie des transferts se fait en dissolution dans l'eau.

Avant d'examiner les différents modes de transfert des HC nous étudierons d'abord le moteur qui déclenche cette migration.

1 – Moteur de la migration des HC

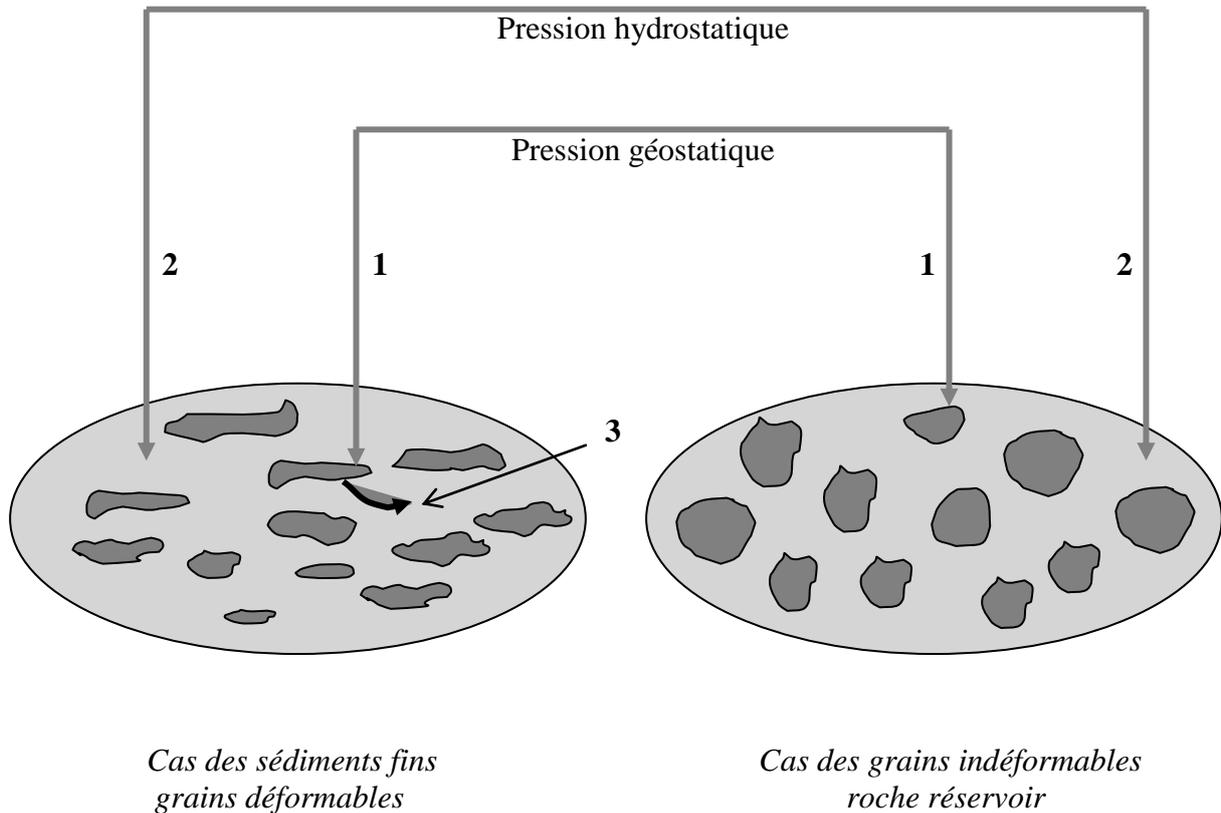
Le moteur principal de l'expulsion des HC est le gradient de pression. L'élévation de la pression dans l'espace poreux des roches mères résulte essentiellement de 3 causes :

- la charge sédimentaire,
- la genèse des HC,
- l'expansion thermique de l'eau.

a) la charge sédimentaire

La conséquence mécanique de l'accumulation des sédiments et l'élévation de la pression. La pression à laquelle sont soumis les grains solides des roches est celle de la colonne des sédiments (= pression géostatique). Celle à laquelle sont soumis les fluides contenus dans ces roches est variable : pour une roche poreuse à grains incompressibles et indéformables (cas des réservoirs) les fluides sont à la pression hydrostatique. Par contre, une

roche à grains déformables (sédiments fins) verra la pression de ses fluides comprise entre la pression hydrostatique et la pression géostatique.



Pression intermédiaire 3 : la contrainte géostatique peut être transférée de la matrice rocheuse solide au fluide contenu dans les pores.

Pression hydrostatique < 3 < pression géostatique

b) La genèse des HC :

La naissance des HC se traduit au point de vue mécanique, par une augmentation de volume et par conséquent, si la roche est peu ou pas perméable, par un accroissement de la pression. L'augmentation du volume peut atteindre 15 % du volume initial. Une fois un certain seuil dépassé, il se produira une expulsion des fluides des zones à forte pression (genèse des HC au niveau de la roche mère) vers les zones de faible pression (réservoirs).

c) L'expansion thermique de l'eau

L'eau se dilate avec l'augmentation de la température. La température augmente avec l'enfouissement. Donc l'eau se dilate avec l'enfouissement. En général le coefficient de dilatation des minéraux est beaucoup plus faible que celui de l'eau. La dilatation de cette dernière l'emporte sur celle de la roche. Elle doit donc s'échapper, si elle ne le peut pas, elle créera une pression anormale (production des micro-fractures dans la roche mère). Ce phénomène est connu sous le nom d'effet aquathermique.

Remarques :

- Dans ce dernier cas on constate que la pression et la température jouent un rôle complémentaire dans le déplacement des fluides résultant de la compaction; ainsi progressivement avec l'enfouissement, l'effet de la pression qui était le moteur prépondérant, est relayé petit à petit par l'effet de la température.

- Le déplacement des fluides (eau + HC) résultant du gradient de pression peut, bien entendu, s'effectuer dans n'importe quelle direction, en particulier aussi bien vers le bas que vers le haut (*des endroits les plus chauds vers les endroits les plus froids, du plus profond à moins profond et du centre du bassin vers les bordures*).

Autres causes possibles la migration

Outre les forces résultantes de la compaction et de l'effet aquathermique on peut ajouter aussi la déshydrations des minéraux argileux, l'effet d'osmose, la pression capillaire et la diffusion des HC.

2- Différents modes de migration des HC.

Les deux formes sous lesquelles l'huile et le gaz s'engagent dans la migration primaire sont les suivants :

- en solution dans l'eau (vraie solution moléculaire ou solution colloïdale et micellaire)
- en phase constituée (individualisée ou séparée)

a) Migration par solution aqueuse :

On peut envisager 3 modes de transport des HC par l'eau selon la taille des particules transportées :

- * Solution vraie,
- * Dispersion colloïdale,
- * globules d'huile ou micelles.

Les obstacles à la circulation sont liés à la géométrie des pores et la mouillabilité du milieu et ils iront d'une manière croissante avec la taille des particules :

Molécule de CH ₄	∅ = 4 Å	1 Å = 1/10 μm
Molécule de H ₂ O	∅ = 3,2 Å	
Molécule d'Asphaltène	∅ = 50 à 100 Å	

Le diamètre (∅) des pores des argiles est environs 50 à 100 Å à 2000 m et inférieur à 50 Å au delà de 2000 m .

La migration primaire sous forme aqueuse n'est sans doute pas totalement impossible (surtout pour les gaz et les légers, relativement solubles dans l'eau) mais ce mode de transport de l'huile brut à l'état dissout dans une phase aqueuse reste un mécanisme peu efficace pour aboutir à des accumulations pétrolifères et ceci pour plusieurs raisons :

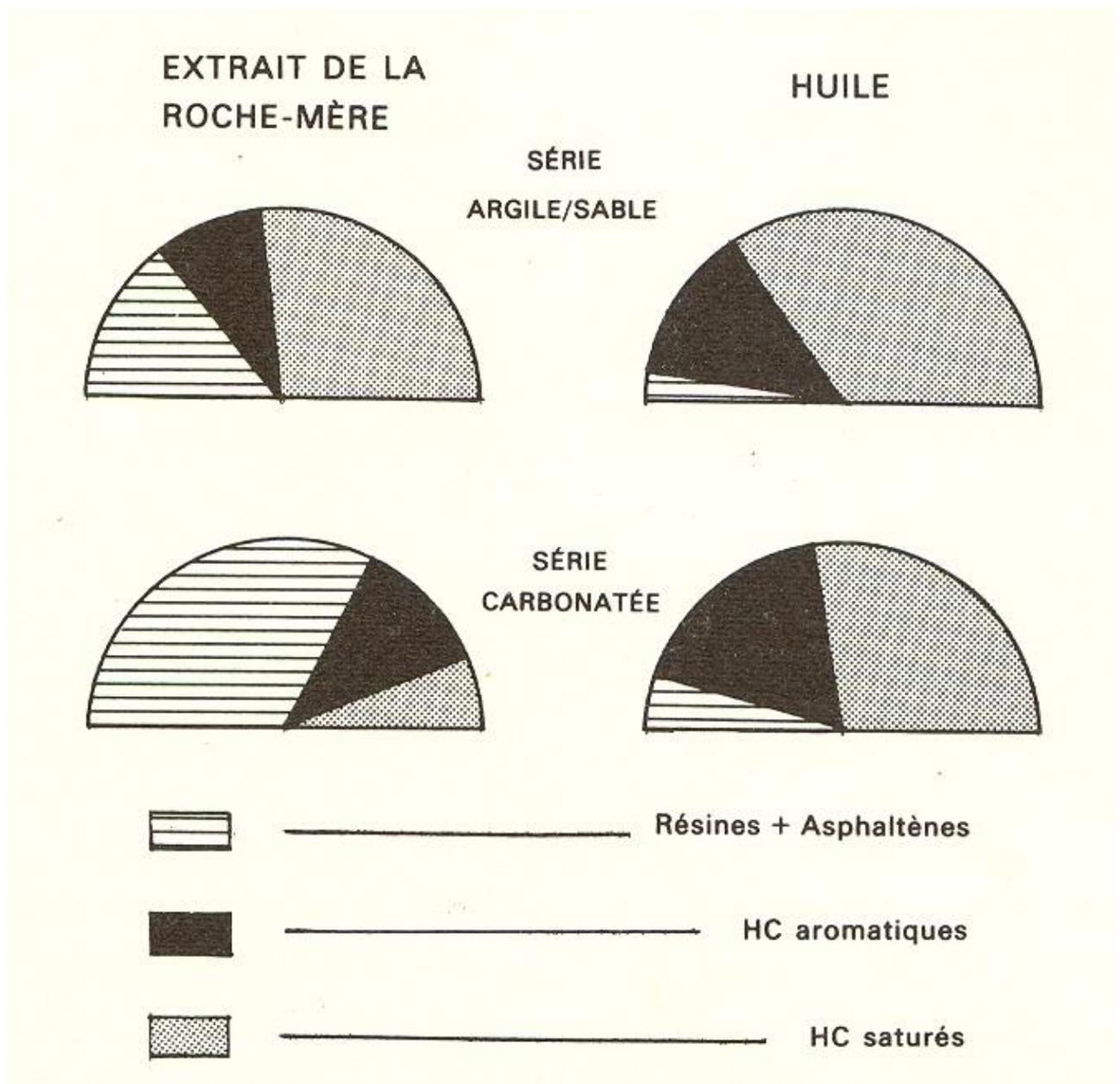
- la très faible solubilité des HC dans l'eau. La solubilité des gaz est plus importante et l'on peut se demander, notamment à grande profondeur si les gaz dissout ne véhiculent pas des HC liquides qu'ils retiendraient en solution,

- les composés les plus susceptibles de former des micelles (résines et asphaltènes) sont beaucoup moins abondants dans le pétrole du réservoir que celui disséminé dans la roche mère. Un exemple est montré par la figure ci-dessous.

Remarquons que les résines et asphaltènes sont fortement retenus le long du chemin de migration et que les proportions en saturés et aromatiques sont relativement importantes dans l'huile de gisement que dans celui de la roche mère.

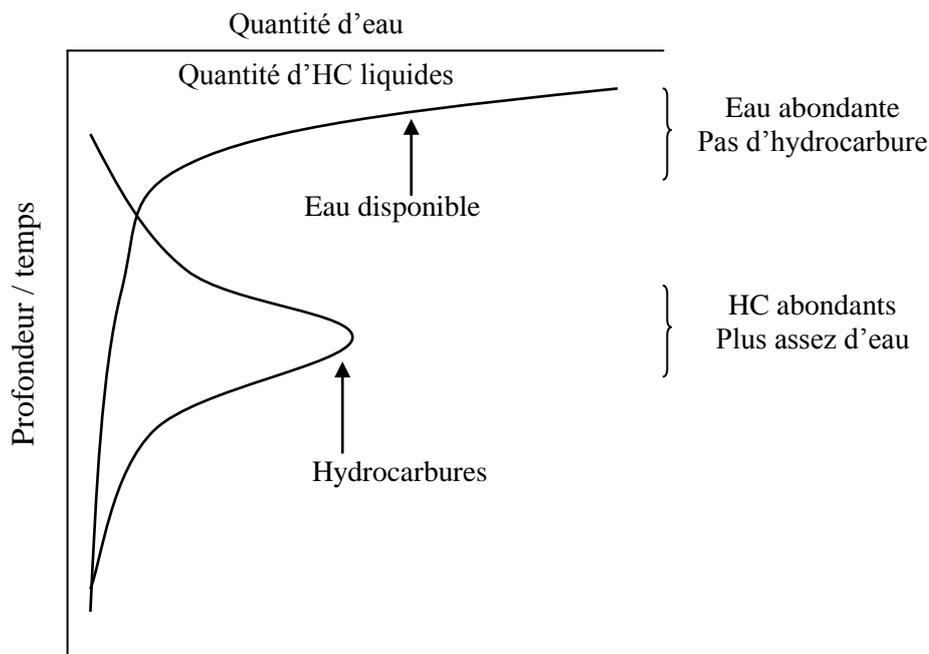
	Pétrole dans la roche mère	Pétrole non dégradé dans un réservoir
HC saturé	29.2 %	57.2 %
HC aromatiques	19.7 %	28.6 %
Résines et asphaltènes	51.1 %	14.2 %

Composition moyenne des pétroles dans la roche mère et dans les réservoirs



Changement de composition dû à la migration dans une série argile / sable (Dévonien, Algérie) et dans une série carbonatée (Jurassique, France) (d'après Sallé et Debyser, 1976)

- un autre argument contre le transport du pétrole par l'eau est la comparaison des quantités d'eau et du pétrole éventuellement disponibles pour la migration. A faible profondeur, une grande quantité d'eau est expulsée, mais il y a peu d'HC. Au niveau de la fenêtre à huile il n'y a plus assez d'eau.



Quantités comparées d'eau et d'HC liquides dans les roches mères, en fonction de la profondeur et du temps (d'après Tissot, 1988).

Remarque

Dans certaines zones où les formations argileuses sont qualifiées de sous compactées (porosité anormalement élevée par rapport à la profondeur) les quantités d'eau disponible peuvent être anormalement élevées à des profondeurs énormes.

b) migration en phase constituée

Les considérations précédentes conduisent à penser que la majeure partie d'HC liquides doit migrer en phase constituée. Dans le cas des gaz, la partie déplacée en solution aqueuse peut être relativement importante étant donnée leur forte solubilité dans l'eau.

L'analogie chimique remarquable existant entre les pétroles naturels et les extraits organiques de leurs roches mères est certainement en faveur d'une migration de l'huile uniquement en phase constituée ; par contre la composition des gaz naturels, la solubilité relativement importante de leurs constituants dans l'eau et la décroissance des teneurs dans l'ordre de solubilité restent compatibles avec une migration partiellement en dissolution.

On peut concevoir, qu'à partir d'un certain degré de compaction pour une roche mère riche en MO, les HC puissent constituer une phase mouillante. La teneur minimale en HC

(saturation en huile en %) pour que se réalise cette mouillabilité (= *propriété d'une surface solide qui permet l'étalement d'un liquide à sa surface*) doit être voisine de 30 à 40 %. Les pores non mouillables à l'huile le seront à l'eau. Dès lors et sous l'action du gradient de pression, le cheminement des HC en phase huileuse à travers les masses argileuses deviendrait possible.

Plusieurs auteurs se sont basés sur le concept de la perméabilité relative pour expliquer ce mode de transport en particulier Magara en 1978 (pores mouillés partiellement par l'huile et partiellement par l'eau)

$$\mathbf{K_r = K_e / K_a}$$

K_e : perméabilité effective = propriété d'un milieu poreux d'être traversé par un fluide en présence d'un ou de plusieurs autres fluides. Donc elle dépend à la fois de la roche et du pourcentage des autres liquides (*écoulement di ou tri-phasique*),

K_a : perméabilité absolue ; quand la roche est traversée par un liquide homogène. Elle se déduit de la loi de Darcy suivant la relation (*écoulement mon-phasique*).

$$\mathbf{Q = K \cdot S / \eta \cdot dp / dx}$$

Avec Q le débit, S la section, dp / dx le gradient de pression (ou gradient hydraulique)

η la viscosité du fluide

Le coefficient de perméabilité de Darcy (*ou conductivité hydraulique*), s'exprime en cm/s ; il a la dimension d'une vitesse. Il englobe à la fois des caractéristiques du milieu (K_i) et du fluide (f = fluidité)

Le coefficient de perméabilité intrinsèque a la dimension d'une surface

$$\mathbf{K = K_i \cdot f \quad f = \rho \cdot g / \eta \quad / \quad (g/cm^3 \cdot cm / s^2) \quad g/cm/s}$$

Il faut que la saturation critique en huile soit dépassée (seuil) pour que l'huile et l'eau puissent migrer ensemble. Pour cela, il est nécessaire que la saturation en HC (S_{HC}) dans le volume poreux dépasse un certain seuil, au delà duquel cette seconde phase peut s'écouler.

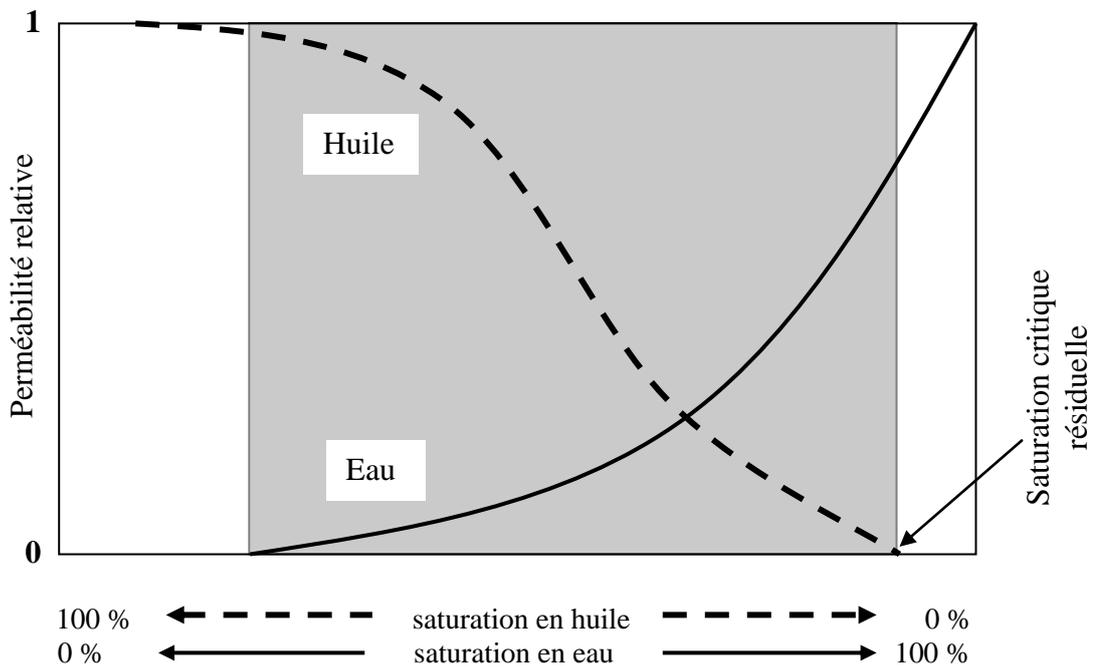
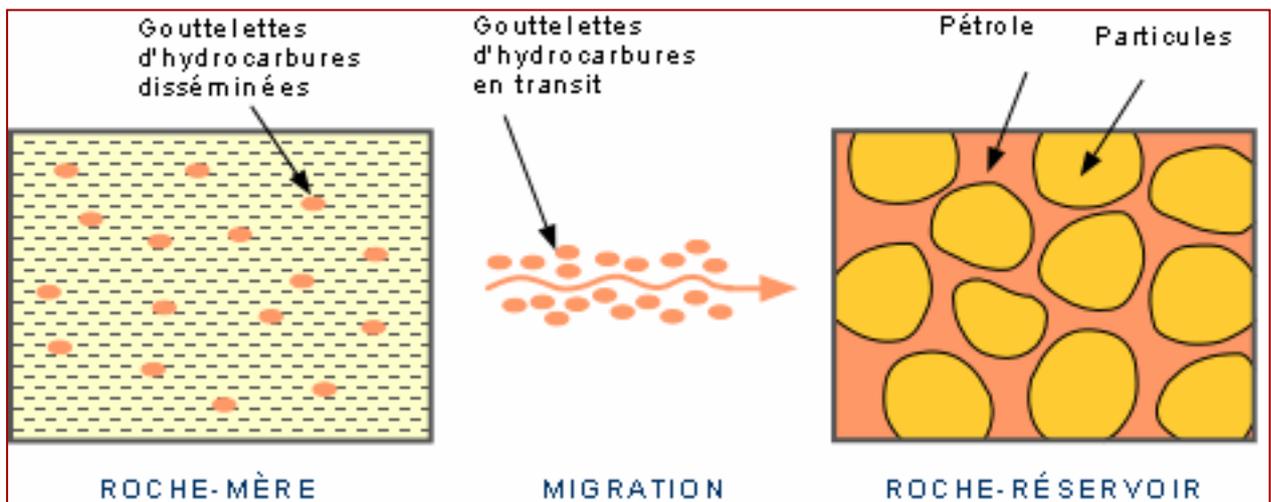
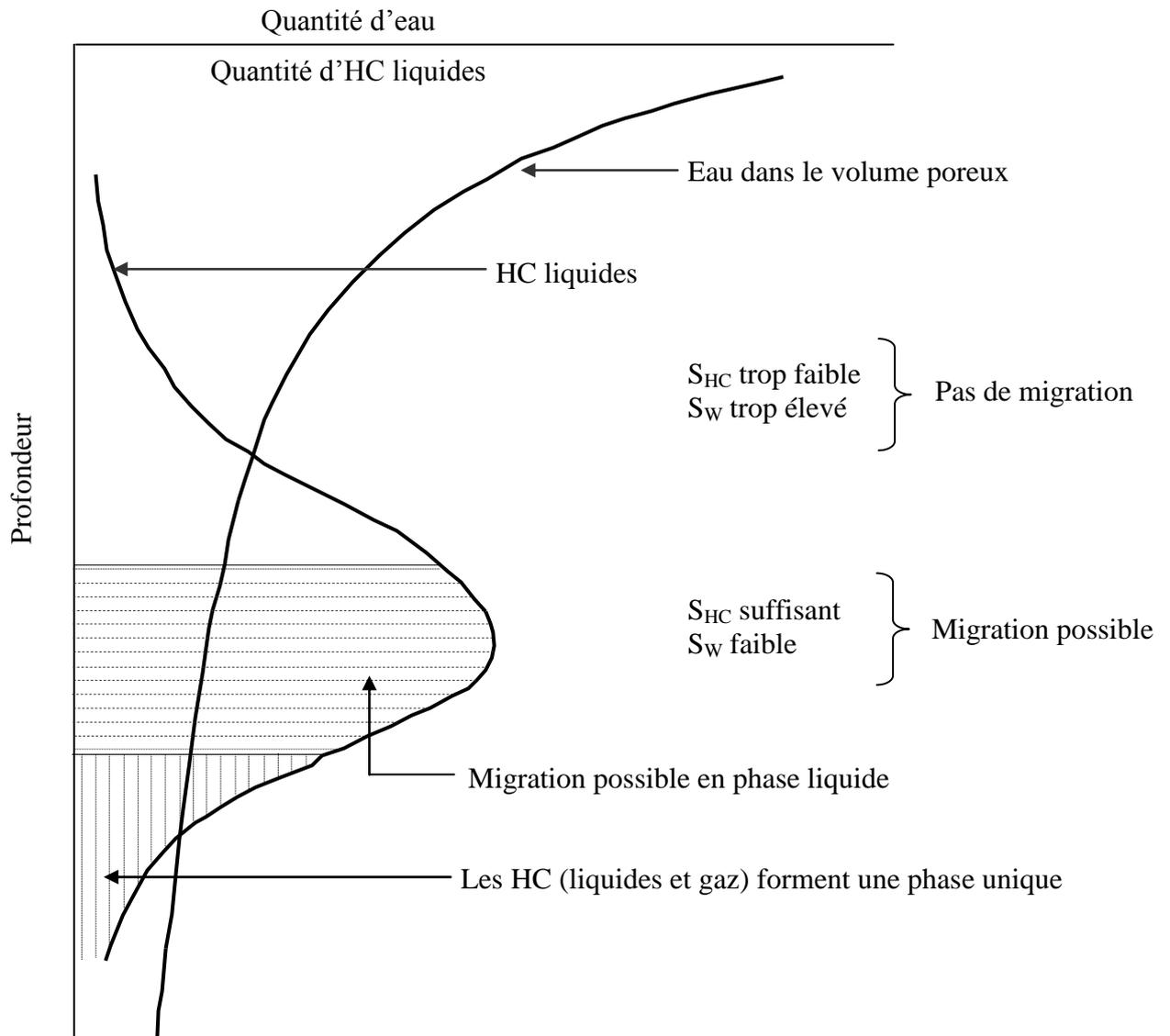


Diagramme schématisant de la relation entre perméabilité relative et saturation en eau (S_w) (ou huile) pour les grès (Magara 1978)



Représentation schématisant de l'expulsion des hydrocarbures hors de la roche mère et leur transit dans la roche réservoir

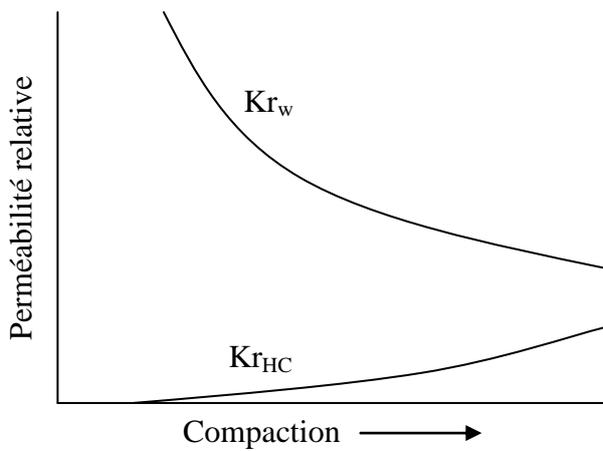
Le déplacement d'une phase hydrocarbure séparée introduit également des limitations, en termes de profondeur et d'état de maturation, pour une migration en phase liquide. Les principales limitations résultent l'une des conditions nécessaires pour un écoulement diphasique, l'autre de considérations thermodynamiques.



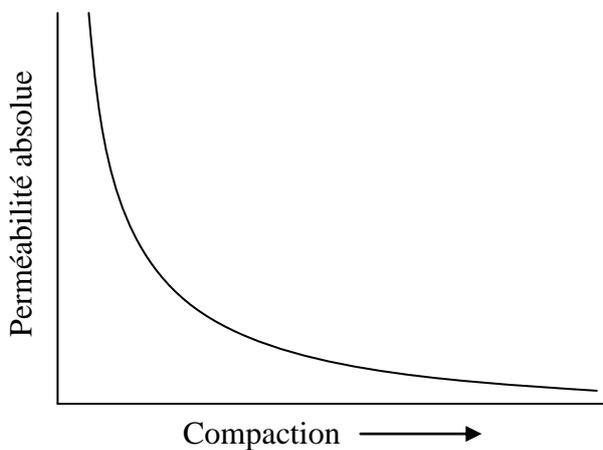
Exemple de limitations possibles de la migration en phase liquide conventionnelle ; la limitation vers le haut est due à un seuil minimum de saturation en huile, la limitation vers le bas est liée à l'existence d'une phase fluide hydrocarbure unique.

Donc la quantité d'eau liquide doit être assez faible pour que le pourcentage d'huile dans la phase liquide puisse atteindre le point où il pourra faciliter la migration en phase séparée.

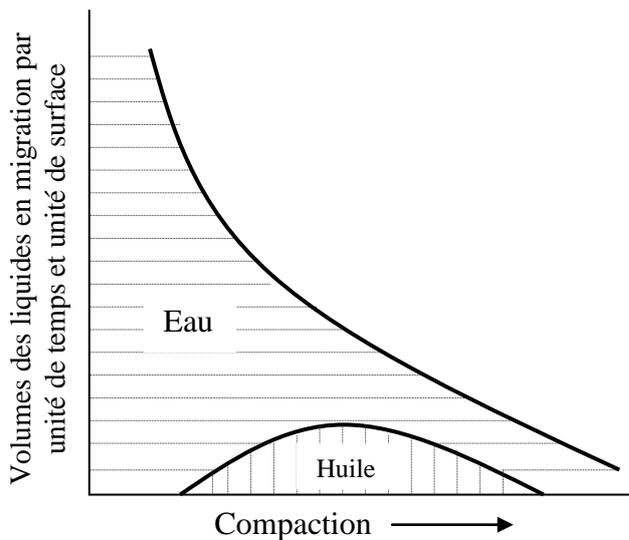
En raison de ce qui a précédé Magara a proposé un modèle de migration primaire en phase huileuse.



Au fur et à mesure que l'argile est compactée, la perméabilité relative à l'eau (K_{r_w}) diminue et la perméabilité relative au HC ($K_{r_{HC}}$) augmente.



Bien que la $K_{r_{HC}}$ augmente considérablement avec la compaction (génération d'HC), la perméabilité absolue (K_a) continue à diminuer avec la compaction



La migration d'huile en phase constituée atteindra son maximum à un stade de compaction moyenne, ensuite elle deviendra plus faible puisque la diminution de la K_a finit par prédominer.

Schémas illustrant l'hypothèse de relations entre perméabilités absolue et relative et les mouvements de l'huile et de l'eau en fonction de la compaction (d'après Magara, 1978)

Les accumulations seront d'autant plus importantes si ce stade de migration d'huile optimum coïncide avec la phase principale de genèse d'huiles HC.

B – Migration secondaire

A la différence de la migration primaire, la migration secondaire se déroule essentiellement au sein des roches perméables et des zones fracturées. En règle générale le déplacement des fluides, et des HC en particuliers se fait des zones à haute pression en direction des zones à plus faible pression.

Lorsque les HC quittant la roche mère et pénètrent dans le réservoir, ils seront confrontés avec différentes conditions physiques inexistantes dans la roche mère :

- espace poreux plus grand (surtout perméabilité élevée),
- moins de pression du fluide (pression hydrostatique),
- moins de restrictions capillaires.

Dès l'entrée dans un réservoir la pression des fluides, tombe approximativement à la valeur hydrostatique. Cette décompression doit entraîner une ségrégation (ou séparation) quasi-immédiate des HC liquide quel que soit le processus de leur expulsion hors de la roche mère.

Ce processus de migration est dominé par les forces de gravité. Du fait de sa densité plus faible que celle de l'eau, le pétrole subit d'abord une migration verticale et quand il trouve un niveau peu perméable, se déplace latéralement en amont pendage.

1 – Moteurs et mécanismes de la migration secondaire

Bien que, dans de nombreuses roches réservoirs, la seule poussée d'Archimède puisse suffire pour déplacer les HC, la migration secondaire peut encore subir l'influence d'autres facteurs tels que la compaction du sédiment, l'effet aquathermique et éventuellement la déshydratation des minéraux argileux. Quelque soit la cause, la migration se fera toujours d'un endroit structuralement plus profond vers un qui l'est moins (*amont pendage, sommets des anticlinaux, sommets des récifs...*)

Poussée d'Archimède = force verticale dirigée de bas en haut à laquelle est soumis tout corps plongé dans un fluide.

Parmi les principaux moteurs on peut citer :

a) la poussée d'Archimède

Les densités de l'eau et du pétrole sont différentes (respectivement ≥ 1 et $\leq 0,9$). Ce dernier sous l'action de la poussée d'Archimède chemine dans un espace poreux et perméable en phase constituée. Les pores sont le plus souvent mouillés à l'eau.

b) L'hydrodynamisme

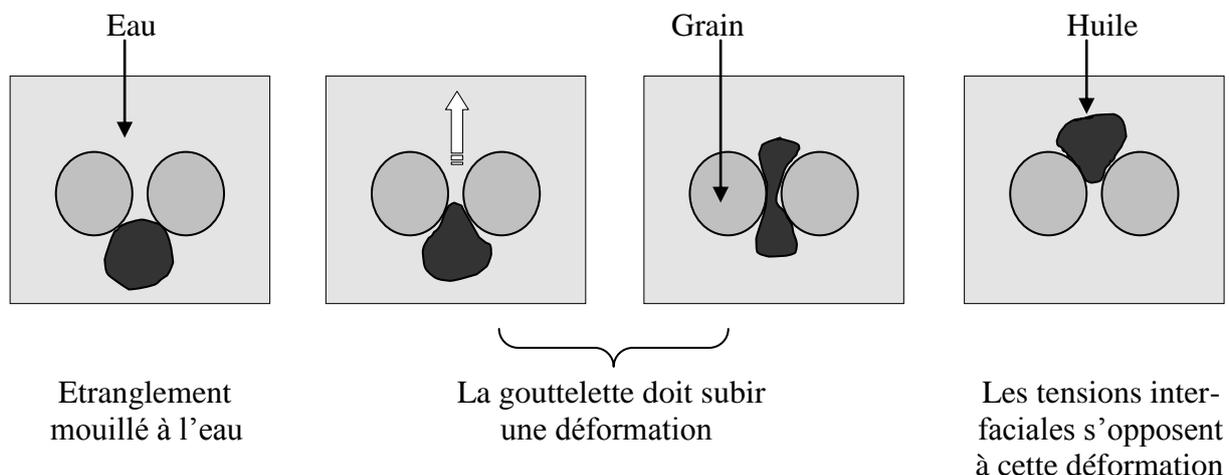
Les gradients hydrodynamiques peuvent entraîner les HC en phase libre avant et après leur accumulation (dysmigration). Les eaux peuvent également transporter des HC gazeux (micelle) en solution, ceux-ci pouvant dans certains cas contenir eux mêmes des HC liquides. La ségrégation de ces trois phases est d'autant plus efficace que la chute de la pression des fluides est importante.

c) Les pressions capillaires

L'élément d'HC ne peut envahir aucun pore du sédiment tant que la pression capillaire (*déformations des gouttelettes*) à travers l'interface eau-HC n'excède pas la pression d'entrée de l'orifice envisagé.

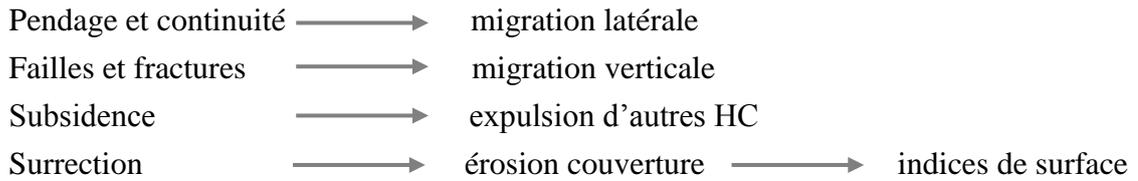
Pression d'entrée correspond à la pression capillaire la plus basse possible qui permet à un élément d'HC de forcer l'entrée d'un pore mouillé à l'eau.

Pression capillaire = est la différence de pression à travers l'interface eau-HC



d) L'architecture du bassin de sédimentation

Le pendage et la continuité des couches, les failles et fractures, l'augmentation ou la diminution de pression accompagnant les mouvements de subsidence ou de surrection commandent fortement les migrations d'HC.



e) genèse et expulsion de nouveaux HC de la roche mère

L'arrivée de nouveaux HC dans le réservoir sous l'influence d'une éventuelle subsidence peut rendre la phase huileuse importante et par conséquent augmenter le flux d'HC (additionnement).

2 – Principaux modes de migration d'HC

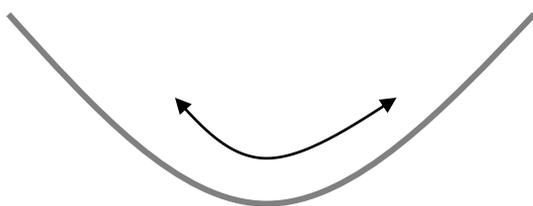
Ces migrations sont conditionnées par les caractéristiques spécifiques des bassins sédimentaires :

** Critères sédimentaires et paléo-géographiques*

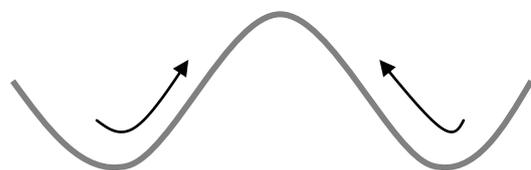
Des séries transgressives, débutant par des niveaux perméables, limitent le déplacement des fluides sous jacents vers le haut. Par contre, des surfaces de transgression, reposant sur des séries de base détritiques, constituent des voies de migration et de dysmigration.

** Critères structuraux*, les failles peuvent constituer de véritables barrières lorsqu'elles sont colmatées ou peuvent constituer des voies privilégiées à la migration en régime de distension.

** Critères hydrogéologiques*. Dans les bassins sédimentaires les gradients de pression hydraulique (centrifuges ou centripètes) peuvent affecter le jeu des migrations et déterminer les zones d'accumulation les plus favorables



Bassin en voie de subsidence
(Gradient hydraulique centrifuge)

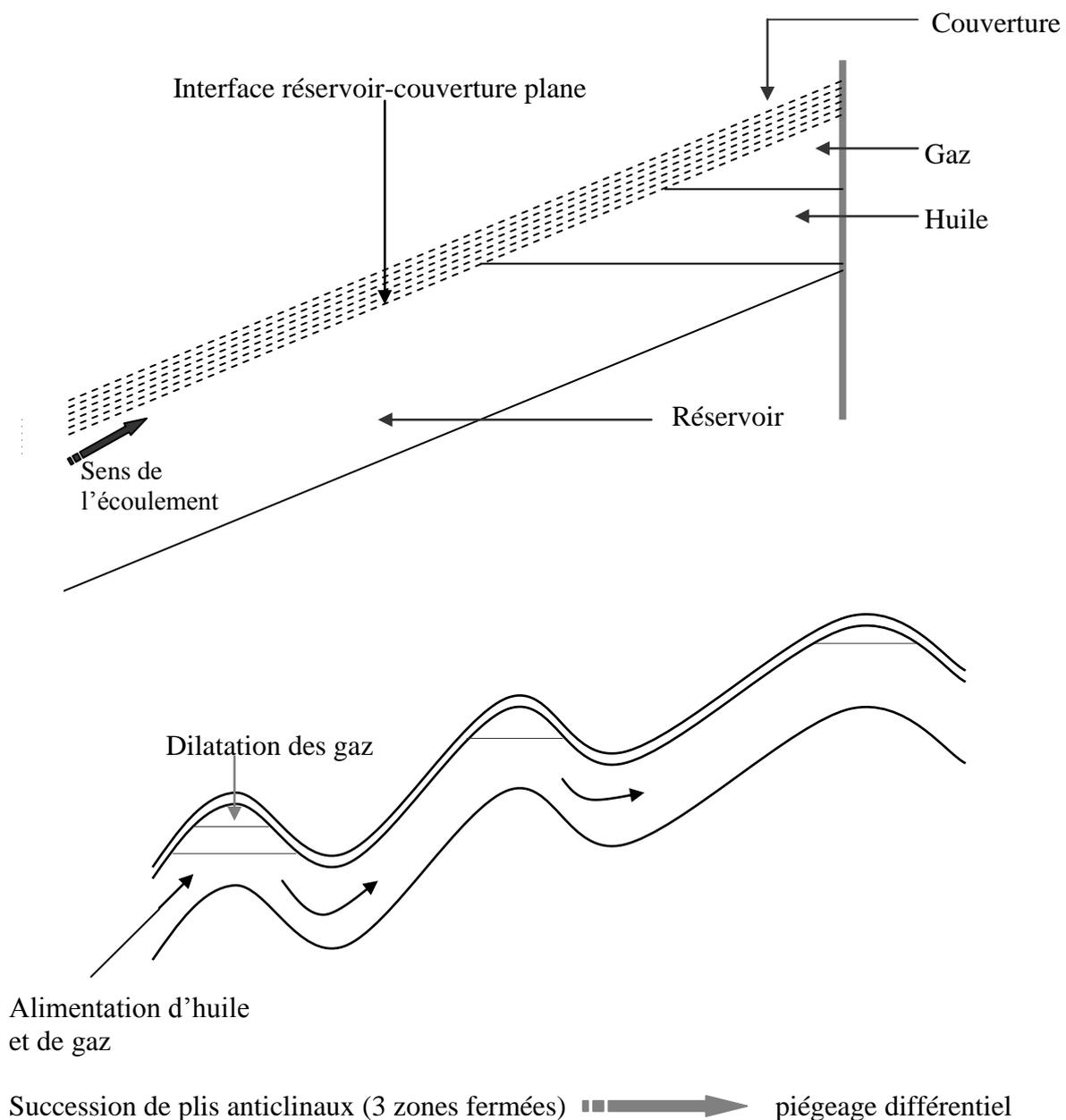


Bassin tectonique soumis à des
soulèvements, plissements
(gradient hydraulique centripète)

Le flux d'HC est qualifié de latérale s'il emprunte des couches et vertical s'il chemine par l'intermédiaire des fractures non parallèles aux strates.

a) migrations latérales

Elles s'écoulent au toit des couches continues et perméables (au contact du mur de couvertures imperméables) et pouvant se poursuivre sur des distances importantes de l'ordre de dizaines de km. Ces grandes voies de migration peuvent jouer un rôle majeur dans la formation d'importantes concentrations pétrolifères, si l'alimentation en HC est elle même prolifique. Ces migrations sont d'autant plus efficaces si l'interface réservoir-couverture est plane.



Les anticlinaux fermés les plus proches de la source c'est à dire les plus bas sont remplis les premiers

b) migrations verticales

Ce mécanisme est à rapprocher des migrations primaires. Il consiste à imbiber directement les réservoirs situés au dessus des roches mères ou à traverser les couvertures qui les surmontent.

- pour l'imprégnation directe on peut citer le cas des séries transgressives ou les HC migrent sur de faibles distances pour alimenter les pièges stratigraphiques. C'est le cas des récifs également.

- les migrations se font par l'intermédiaire de fractures et de fissures. Ce type de migration est particulièrement important pour les HC légers et surtout pour les gaz.

La migration des HC se poursuit jusqu'à ce qu'ils rencontrent une couche ou une structure suffisamment étanche et imperméable où ils vont s'accumuler

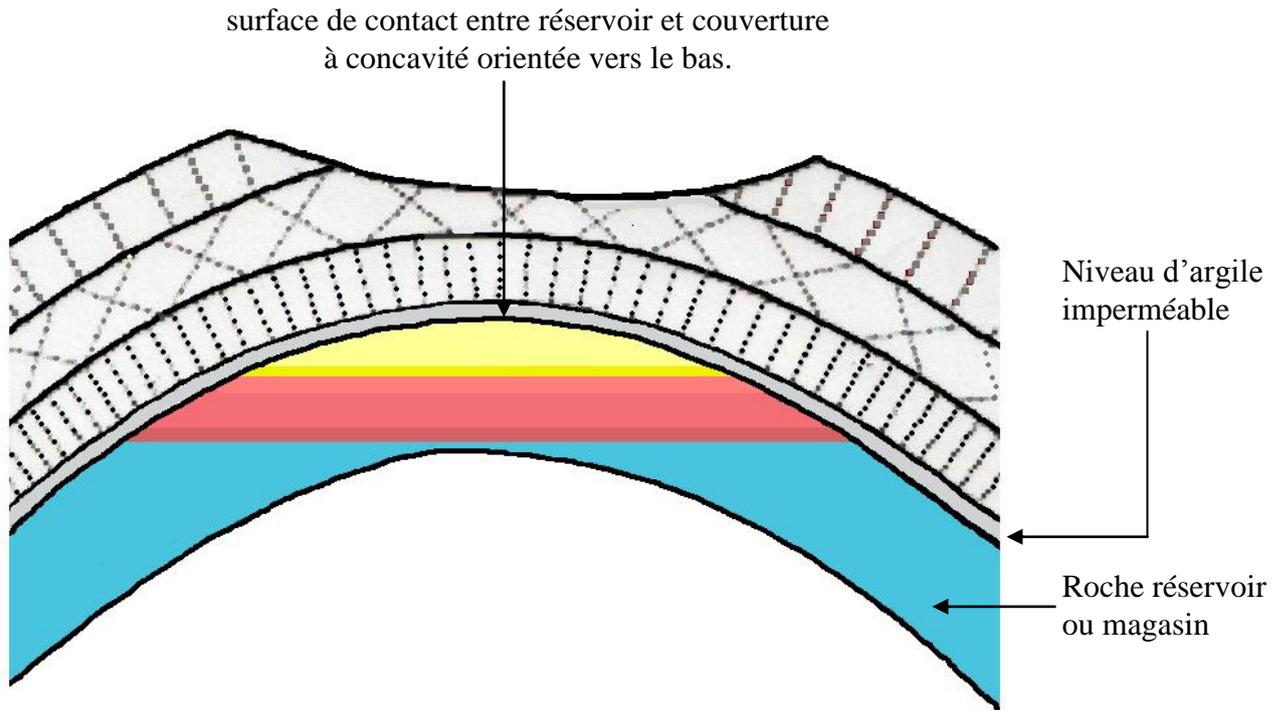
C – Les pièges

1 – Introduction

Un gisement se forme au cours de la migration secondaire lorsqu'il ségrégation, accumulation et conservation des HC dans une zone fermée du réservoir appelée piège. En règle générale, il suffit pour qu'il ait accumulation d'HC (ou piégeage) :

* Que le réservoir poreux et perméable soit couvert par une formation imperméable qui empêche les HC d'atteindre la surface du sol où ils seraient détruits. (*les argiles et les évaporites constituent d'excellentes couvertures*)

* Que la surface de contact entre le réservoir et sa couverture imperméable ait une concavité orientée vers le bas.



Représentation schématique d'un gisement d'hydrocarbures typique

La disposition relative des fluides, dans le sens vertical, est régie par leur densité.

De bas en haut de la roche réservoir on a :

- de l'eau ou aquifère du gisement,
- des hydrocarbures liquides ou huile,
- du gaz ou « gaz cap » du gisement.

2 – principaux types de pièges

On peut avoir des pièges qui sont directement liés à la migration primaire où le réservoir constitue en même temps le piège. Ils sont qualifiés de pièges lithologiques ou « réservoir-piège ». C'est le cas par exemple des récifs ou des lentilles de sable. Cependant les plus importants sont ceux qui sont alimentés par migration secondaire. On les classe habituellement en :

- pièges structuraux qui sont engendrés par déformations des horizons géologiques (failles et anticlinaux)

- pièges stratigraphiques qui sont engendrés par des facteurs sédimentologiques et paléogéographiques (biseaux et discordances)

a) Gisements structuraux

Parmi les 270 géants gisements du monde plus de 80 % d'entre eux sont représentés par des pièges structuraux. Ils constituent la pièce centrale de l'exploration pétrolière et donc sont les plus recherchés.

* *Pièges anticlinaux*

Sont de loin les plus nombreux et les plus importants. Les plus importantes accumulations pétrolifères du Moyen Orient appartiennent à ce type. Ils sont les plus faciles à déceler aussi bien par géologie de surface que par sismique.

* *Pièges par faille*

Lorsque les failles viennent de jouer ou de rejouer, elles constituent des voies de fuites (migration ou dysmigration). Par contre elles jouent un rôle important dans le piégeage (barrières efficaces aux migrations) lorsqu'elles sont colmatées. Le colmatage et par conséquent l'étanchéité est assurée par l'injection des argiles (ou autres) plastiques dans le plan de faille.

* *Pièges liés aux dômes de sel*

La plasticité exceptionnelle du sel gemme est à l'origine d'une tectonique particulière qu'on appelle halocinèse. Elle se traduit dans certains cas par des montées diapiriques dans les zones de distension.

Les accumulations liées directement aux dômes de sel sont le plus souvent de petite taille.

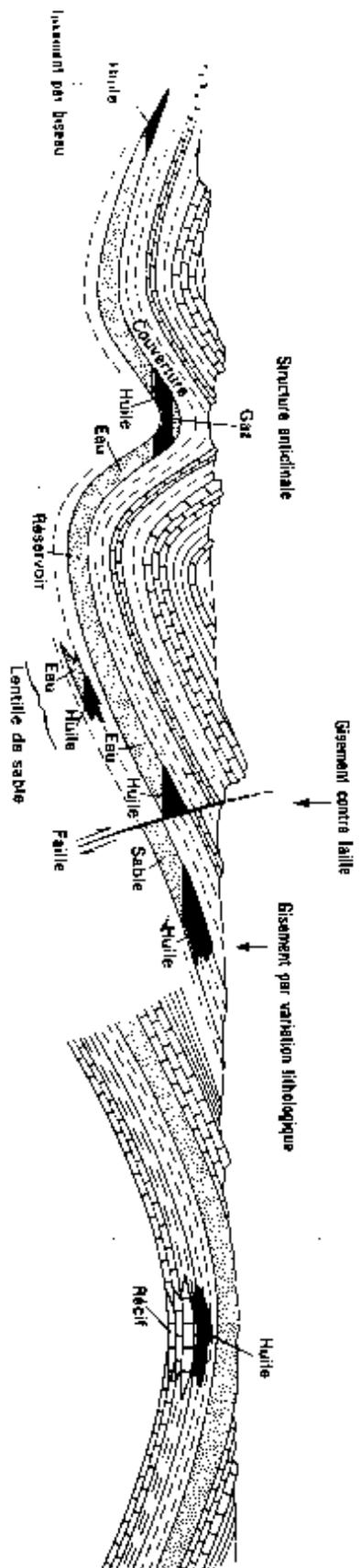
Remarque : Ces différents types de pièges structuraux peuvent être associés comme c'est le cas par exemple des anticlinaux faillés ou les anticlinaux à cœur salifère.

a) Gisements stratigraphiques

Ces pièges stratigraphiques sont dominants dans les bassins relativement stables. Leur caractéristique principale est que la fermeture est assurée par des phénomènes stratigraphiques (*variations latérales de faciès*) sédimentologiques ou lithologiques (*biseaux*).

* *Gisement par discordance*

Les discordances jouent un rôle important dans le piégeage et peuvent être à l'origine d'importantes accumulations lorsqu'une subsidence relativement importante succède à la transgression. Les facteurs primordiaux sont la présence d'une efficace couverture en position de transgression sur une zone haute plus ou moins érodée et une série sédimentaire post-transgression suffisamment puissante.



Formé à partir de la matière organique enfouie dans les sédiments, le pétrole se trouve à l'état dispersé dans le sous sol. De là, il va migrer vers une roche poreuse où il voyagera jusqu'à ce qu'il rencontre un piège convenable où il s'accumulera, constituant un gisement

Schéma des principaux types de pièges :

- pièges structuraux (anticlinal et faille),
- *māoa stratiarmbhinas (lentille de sable bissoni récif channamont latéral de faciès*

* *Gisements par biseaux et variation de faciès*

Ils sont dus aux changements de faciès (*variations latérales*) et d'épaisseurs des dépôts (*biseaux*). Le passage latéral d'un faciès poreux et perméable à une formation imperméable ou le biseau d'un niveau réservoir ou sein d'une roche compact peuvent créer des conditions de piégeage.

3 – Influence des facteurs hydrodynamiques

Lors de la mise en place des HC, si la vitesse de déplacement de l'aquifère est importante, on aura piégeage dans des conditions dites hydrodynamiques. Dans ce cas la surface de contact huile-eau ne sera plus horizontale mais inclinée dans le sens du mouvement de l'aquifère. La géométrie du piège (hauteur et surface imprégnées) sera définie à la fois par la forme structurale et par l'inclinaison du plan de contact eau-huile. Cette inclinaison est d'autant plus forte que le gradient hydrodynamique est plus important. Dans ces conditions et si l'anticlinal n'est pas très accusé, le pétrole peut être chassé ou balayé : on dit que le gisement a été lessivé.

En réalité le piège résulte souvent de la combinaison de plusieurs facteurs (structuraux, stratigraphiques, sédimentologiques et hydrogéologiques) sauf les pièges isolés (lentilles de sable).

D – Conservation des accumulations

Toutes les conditions précédentes étant réunies depuis la production de la MO dans le bassin jusqu'au piégeage du pétrole dans un réservoir convenable, il faut encore que l'accumulation se conserve au cours du temps : elle peut se détruire par décomposition et fuite des HC ou par disparition de la couverture ou du piège

1 - Dismigration

La fuite du pétrole à travers la couverture du gisement que l'on désigne par dismigration, intervient en particulier quand les fluides du gisement sont à une pression importante (*les chances de dismigration, augmente avec la taille du gisement (hauteur et surface)*). Le pétrole peut former de nouveaux gisements (*zones hautes et pressions faibles*) dans les niveaux supérieurs ou atteindre la surface formant en quelques sorte des affleurements qu'on appelle les indices de surface.

2 – Altération et dégradation des HC

En milieux oxydant (couverture n'est pas assez étanche) les HC sont profondément altérés et souvent détruits. L'action destructrice la plus importante semble être provoquée par des bactéries. Elles provoquent une véritable métamorphose de la fraction hydrocarbonée saturée ; élimination complète des n-alcanes, destruction intense des ramifiés (iso et anté-iso-alcanes) et de certains cyclo-alcanes à faible poids moléculaire.

E – Diversité chimique des pétroles

La notion de pétrole regroupe des réalités extrêmement diverses : certaines huiles, complètement opaque, très denses et très visqueuses, d'autres à l'opposé à l'opposé sont légères, transparentes et peu visqueuses. La plupart de ces différences s'expliquent par l'origine des huiles et leurs altérations éventuelles. Ainsi, une huile formée par une roche mère peu évoluée peut être extrêmement lourde et visqueuse. A l'opposé, une roche mère très évoluée (suffisamment enfoui) peut former successivement des huiles lourdes puis légères et enfin du gaz au cours de son histoire géologique.

Une façon courante de caractériser la composition chimique d'un pétrole est de reporter sur un diagramme ternaire les pourcentages respectifs d'HC paraffiniques, naphthéniques et aromatiques (+ composés hétéro-atomiques).

Dans ce diagramme apparaissent d'une part la grande diversité des pétroles, mais aussi l'évolution qu'ils peuvent subir dans le sous-sol. Par exemple, la composition d'un pétrole soumis à des températures très élevées évolue vers le pôle saturé, tandis qu'un pétrole attaqué par des bactéries dans le gisement se rapprochera du pôle aromatique ; les micro-organismes dégradent préférentiellement les HC saturés. En parallèle l'altération thermique d'un pétrole se traduit par un allègement de sa composition chimique et par une diminution de sa viscosité, tandis que la viscosité la densité augment lors de la biodégradation au point de former des asphaltes pratiquement solides à la température ordinaire.

Si une huile est attaquée par des bactéries dans le gisement, il en résultera une perte d'HC linéaires saturés ou n-alcanes, facilement assimilables par les bactéries. Cette biodégradation a pour effet un enrichissement de l'huile résiduelle en HC aromatiques et en composés de poids moléculaire élevé, aboutissant ainsi à un alourdissement de l'huile et à une augmentation de sa teneur en éléments hétéro-atomiques (soufre, azote et oxygène) et en métaux lourds.

Au contraire, l'évolution d'une huile soumise à des températures élevées dans le gisement, par exemple si la subsidence se poursuit, se traduit par un allègement de l'huile où les HC saturés prennent plus d'importance. Si cette évolution par craquage thermique est trop

importante, elle aboutit à craquer l'huile en gaz. L'ensemble de ces effets est d'une importance capitale car ce sont souvent les caractéristiques d'une huile (viscosité, teneur en soufre...) qui conditionnent la rentabilité économique d'un gisement.

Conclusion

La présence en un lieu donné d'un gisement de pétrole apparaît comme la conséquence d'une somme d'événements nombreux et indépendants, depuis la production de la MO dans le bassin jusqu'au piégeage du pétrole dans un réservoir convenable. Chacun de ces événements a, dans la série sédimentaire, une probabilité d'occurrence plus ou moins faible, mais jamais négligeable. La probabilité de présence d'un gisement, produit de ces probabilités élémentaires, sera inéluctablement très faible : le problème de l'exploration, pétrolière est posé (voir des illustrations complétant ce cours organisées lors des séances de projections de films, de diapositives et de diaporamas).

Caractéristiques de base des pétroles bruts et des gaz naturels.

La principale caractéristique physique des HC et leur intérêt économique est leur pouvoir calorifique élevé, lui même fonction de leur composition chimique. Cette propriété est d'autant plus intéressante qu'elle est alliée à l'état fluide.

La notion de pétrole regroupe des réalités extrêmement diverses : certaines huiles sont complètement opaques presque aussi denses que l'eau et sont très visqueuses à température ambiante ; d'autres, à l'opposé, légères, transparentes et peu visqueuses, ont l'aspect d'une essence.

Les pétroles et les gaz naturels sont des fluides, généralement à l'état liquide ou à l'état gazeux dans les conditions habituelles, qui sont constitués principalement, sinon essentiellement, d'hydrocarbures (donc de carbone et d'hydrogène) (tableau ci-dessous). Ils ont pour caractéristique essentielle de se dissoudre intimement les uns dans les autres.

Constituants	% en masse
Carbone	80 - 90
Hydrogène	10 - 14
Soufre	0 - 3
Oxygène	0 - 2
Azote	0 - 1

Composition élémentaire des bruts

Un brut peut ainsi contenir, dans les conditions de gisement, des alcanes légers et des produits lourds qui, s'ils étaient isolés, seraient respectivement gazeux et solides.

Les caractéristiques physico-chimiques des bruts sont le reflet de ces mélanges et de leurs proportions relatives, eux-mêmes conséquences du cadre et de l'histoire géologique. Elles dépendent du nombre d'atomes de carbone et d'hydrogène moléculaires ainsi que de l'arrangement de ces atomes, c'est à dire de la structure de leur molécule (BROWN et al., 1948).

Pour différencier les pétroles produits on fait appel à certaines propriétés physiques telles que la couleur, la densité, la masse moléculaire, l'indice de réfraction, ou encore l'odeur.

1 - Densité

Dans l'industrie pétrolière, la densité des pétroles bruts est exprimée par le rapport de leur masse volumique à celle de l'eau, toutes deux étant mesurées à la température de référence et à la pression atmosphérique. La température de référence le plus souvent utilisée est 15 °C ou 60 °F (= 15,56 °C). La densité des bruts varie de 0,700 pour les condensats légers à des valeurs, quelques peu, supérieures à l'unité pour les bitumes. Notons que c'est la teneur en fraction légère et non en résines-asphaltènes qui détermine avant tout la densité d'un brut. Pour la mesurer les Américains utilisent la gravité A.P.I. (American Petroleum Institute) qui est définie par la relation :

$$\text{Gravité, en degré API} = \frac{141,5}{\text{densité}} - 131,5$$

On notera que la gravité API, varie en sens inverse de celui de la densité et qu'elle est supérieure à 10 lorsque la densité est inférieure à l'unité.

2 - Viscosité

La viscosité, qualité inverse de la fluidité, est la propriété d'un brut de s'écouler. Dans le système international, l'unité de viscosité est le Pascal. seconde (1 Pa . s = 10 poises). Les pétroliers l'expriment habituellement en centipoises (cPo). Sa valeur est très différente suivant qu'elle est prise dans des conditions standards ou dans les conditions de gisement ; elle est en effet fortement affectée par la quantité de gaz dissous et par la température. Pour les liquides elle diminue lorsque la température augmente. Par ailleurs, la viscosité augmente avec la

masse volumique et avec la pression et, enfin, elle diminue lorsque la teneur en gaz dissous dans l'huile augmente. Le tableau I montre la relation entre les caractéristiques physiques et la composition chimique de quelques bruts.

Gisement	Nature	Densité à 15 °C	Densité API à 60°F	Viscosité (cPo) 20 °C
Chailly	Paraffinique mixte	0,848	35,4	12,45
Chateaubrenard	Paraffinique mixte	0,890	27,4	62,62
Parentis	Mixte	0,862	32,6	17,1
Cazaux	Mixte	0,862	32,6	12,7
Lacq	Mixte	0,960	20,6	26
Edjeleh (Algérie)	Paraffinique	0,860	33,0	3
Hassi Messaoud	Paraffinique	0,808	43,6	2,10
Pt ^e Clairette (Crétacé)	Mixte	0,864	32,2	36
M'Bega (Eocène)	Mixte	0,890	27,5	54
Animba (Eocène)	Naphténique	0,979	13,0	2000

Tableau I : Caractéristiques physiques de quelques pétroles. Les huiles mixtes sont composés d'un mélange à part sensiblement égale de composants paraffiniques et naphténiques (Rapport annuel B. R. P., 1960)

Principales familles d'hydrocarbures

Les hydrocarbures naturels se subdivisent en trois grandes familles :

- les gaz naturels,
- les huiles ou produits liquides,
- les asphaltes, bitumes et hydrates, ou produits solides.

Avant d'examiner les deux premières familles, il faut signaler que ces coupures ne sont qu'approximatives car les hydrocarbures, dans les conditions de gisement (pression et température élevées), forment une chaîne continue et peuvent se trouver sous une seule phase. C'est ainsi que la production d'un pétrole brut est presque toujours accompagnée par une production de gaz et que, inversement, l'exploitation d'un gisement de gaz conduit très souvent à la production d'huile.

Des règles simples permettent de définir la nature du mélange d'hydrocarbures à partir de mesures de production effectuées au cours de l'essai initial du puits : la densité et le rapport gaz / liquide. Les premières informations sont complétées par l'étude de la composition chimique et par une classification à l'aide de diagramme pression-température.

- La densité ; si cette grandeur est supérieure à 0,8 le liquide est en général coloré et correspond à une huile. Si la densité d'un liquide est inférieure à 0,8 le liquide est assez souvent incolore ou peu coloré et provient de la condensation de gaz.

- Le rapport gaz / liquide ; c'est le volume de gaz mesuré dans les conditions de références, correspondant à l'unité de volume de liquide produit. Pour des rapports inférieurs à $500 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ on a affaire à des huiles ; pour des valeurs supérieures à 1000, les mélanges sont des gaz. Entre 500 et 1000, le fluide produit, peut correspondre soit à une huile soit à un gaz à condensat.

- La composition chimique ; elle peut fournir une indication intéressante et d'autant plus efficace que les proportions en méthane sont très différentes (tableau II).

1 - Les gaz naturels.

Les gaz que l'on rencontre dans leur gîte naturel sont principalement composés de méthane. Les autres alcanes, éthane, propane, butane, etc., comme le montre le tableau II, interviennent en proportions rapidement décroissantes. On peut y rencontrer, le plus souvent à l'état de traces, le CO_2 , N_2 et H_2S . Ils sont caractérisés par leur pouvoir calorifique et leur solubilité à l'eau et à l'huile relativement élevée. Leur densité par rapport à l'air augmente rapidement avec le nombre d'atomes de carbone :

méthane (C 1)	= 0,55
propane (C 3)	= 1,52
éthane (C 2)	= 1,04
butane (C 4)	= 2,00

Les gaz naturels se subdivisent en trois groupes selon la valeur de leur température critique et selon qu'ils conduisent ou non à une production de liquide dans les conditions ambiantes de surface. On pourra donc avoir soit des systèmes rétrogrades (appelés couramment gaz à condensat), soit des gaz humides, soit enfin des gaz secs (GRAVIER, 1986).

1. 1 - Gaz à condensat.

Un gaz à condensat, ou système rétrograde, est un fluide dont la température d'équilibre dans le gisement est comprise entre la température critique et la température maximale d'existence sous deux phases. De ce fait, un tel système conduit à la formation du liquide rétrograde dans le réservoir par suite du déclin de la pression.

Constituants	Huile	Huile	Huile	Huile	Gaz à condensat	huile	Gaz à condensat	Gaz à condensat	Gaz humide	Gaz sec
Azote + CO ₂	2,16	4,49	2,12	2,12	2,37	2,78	2,31	4,09	1,01	0,40
H ₂ S	-	3,45	-	-	-	-	-	-	-	-
Méthane C1	30,28	50,12	59,35	63,91	64,19	67,05	67,92	73,80	88,54	94,32
Ethane C2	6,28	7,78	9,73	8,29	11,18	8,25	7,68	9,43	5,32	3,90
Propane C3	10,21	5,18	6,15	4,37	6,20	3,84	3,76	4,43	2,30	1,17
i-butane C4	1,23	1,04	0,84	0,94	0,75	0,75	} 2,98	0,87	0,56	0,08
n-butane C4	5,75	2,64	2,59	2,21	2,31	1,69		1,63	0,59	0,13
i-Pentane C5	1,62	1,11	0,76	0,72	0,64	0,53	} 2,32	0,71	0,27	-
n-Pentane C5	2,71	1,43	1,26	1,15	1,03	0,68		0,66	0,23	-
Hexane C6	3,28	1,92	1,53	1,86	1,22	0,66	2,01	0,91	0,27	-
Héptane C7+	36,48	20,83	15,67	14,43	10,11	13,77	11,02	3,47	0,91	-
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Tableau II : Composition en pourcentage moléculaire de différents fluides de gisement (d'après Gravier, 1986)

Gisement	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	C ₅ et plus lourds	N ₂ ⁺ gaz rares
Chébélinka	93,6	4,0	0,6	0,7	0,1	0,4	0,6
Stpnoïé (Saratov)	95,1	2,3	0,7	0,4	0,5	0,8	0,5
Karaganda	89,3	3,1	1,8	1,1	-	4,7	-
Kanev	88,5	3,8	2,9	1,7	-	1,3	1,4

Tableau III : Composition de quelques gaz à condensat, (en % volumique) de certains gisements de l'ex Union Soviétique (d'après PROSKOURIAKOV et DRABKINE, 1983)

Les gaz à condensat sont constitués par une quantité non négligeable de produits condensables qui regroupent le propane et les homologues supérieurs. La teneur en condensable d'un gaz s'exprime en masse de produits récupérables à l'état liquide par unité de volume de gaz dans les conditions standards. Dans le tableau III nous présentons la composition chimique de quelques gisements produisant des gaz à condensat.

1. 2 - Gaz humides

Un gaz est dit humide s'il est associé à une production de liquide dans les conditions ambiantes de surface sans donner lieu à une condensation rétrograde dans le réservoir. Ce type de gaz renferme, à coté du méthane, une proportion plus ou moins grande d'hydrocarbures, propane et butane principalement.

1. 3 - Gaz secs

Ce sont des gaz qui ne renferment pratiquement que du méthane et très peu d'homologues supérieurs à l'éthane. Ils ne produisent de liquide ni dans les conditions de surface ni dans le réservoir.

2 - Les huiles.

Les huiles brutes sont formées par un mélange très complexe de composés organiques. Seules les fractions les plus légères ont pu être analysées avec précision ; les fractions plus lourdes, de poids moléculaires parfois très élevés, sont moins bien connues. Les huiles renferment trois grands groupes de constituants représentés en proportions variables : les constituants huileux, les résines et les asphaltènes.

Selon le volume de liquide qu'on récupère en surface par rapport au volume du liquide dans le réservoir, les producteurs distinguent deux types :

- des huiles à faible contraction qui contiennent peu de gaz et sont riches en composés lourds. La contraction d'une huile entre le gisement et la surface est due principalement à la libération de gaz dissous à la suite du déclin de la pression,

- des huiles à forte contraction contenant plus de gaz dissous et sont riches en composés volatiles et donc caractérisées par une densité faible. Le rendement minimal de ces huiles en surface est de l'ordre de 40 % du volume liquide initiale dans le réservoir et elles contiennent plus de 200 volumes de gaz dissous par volume liquide.

2. 1 - Les constituants huileux.

Les constituants huileux sont les hydrocarbures proprement dits. On y distingue les trois familles : paraffiniques, naphthéniques et aromatiques.

2. 1. 1 - Les hydrocarbures paraffiniques (ou alcanes ou acycliques saturés).

Ce sont des hydrocarbures saturés acycliques à chaîne linéaire ou ramifiée ; on les appelle aussi les alcanes. Ils sont le plus représentés dans le pétrole car ils sont les plus stables. Dans les bruts naturels ils se répartissent en deux classes.

- Les n-alcanes ou n-paraffines, regroupent les composés hydrocarbonés à chaîne linéaire de formule générale C_nH_{2n+2} . Ils constituent des chaînes plus ou moins longues ; allant de C1 à C40, mais les plus fréquents sont les C5 (n-pentane), C6 (n-hexane) et C7 (n-heptane). Ils se présentent individuellement sous les trois états (dans les conditions normales de pression et de température) :

- . gazeux de C1 à C4,
- . liquide de C5 à C15,
- . solide (paraffines naturelles) au-delà de C16.

- Les iso-alcanes ou iso-paraffines ; ce sont des hydrocarbures à chaîne ramifiée. La ramification peut se faire avec un ou plusieurs groupements méthyles et sur n'importe quel point de la chaîne. Ils sont moins abondants que les normaux. Parmi les plus importants, surtout pour leur intérêt géologique considérable, sont les alcanes à chaînes isoprénoides ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Série d'hydrocarbures saturés et ramifiés. Ils sont caractérisés par un squelette polyisoprénique où les substituants méthyles présentent une alternance caractéristique (diméthyl-2-6, triméthyl-2-6-10, tétraméthyl-2-6-10-14.

comme le pristane (C19) et le phytane (C20) qui dérivent de molécules présentes dans la matière organique vivante (chaîne phytyle de la chlorophylle).

2. 1. 2 - Les hydrocarbures naphténiques (ou cycliques saturés).

Cette classe regroupe l'ensemble des hydrocarbures saturés caractérisés par la présence, dans leur squelette moléculaire, d'au moins un cycle d'atomes de carbone. Ils peuvent avoir plusieurs appellations : cyclo-alcanes, cyclanes ou encore cycloparaffines. Leur formule générale est C_nH_{2n} . Ils constituent quant à leur structure chimique, la classe la plus complexe du pétrole ; nombre de cycles, nombre d'atomes de carbone par cycle, nombre et nature de chaînes latérales substituées. Les plus stables et les plus fréquents dans les bruts naturels sont les cyclopentanes et les cyclohexanes. Par rapport aux paraffiniques, ils sont caractérisés par une densité et une viscosité plus grande. On peut y rencontrer aussi de véritables fossiles géochimiques ; c'est le cas des stéranes et des hopanes dérivant de la famille des stéroïdes présents dans la matière organique vivante.

2. 1. 3 - Les hydrocarbures aromatiques ou arènes ou cycliques non saturés).

Les hydrocarbures aromatiques se caractérisent, comme leur nom l'indique par leur odeur particulière. Ils sont cycliques non saturés, de formules générales C_nH_{2n-6} , le cycle de base étant celui du benzène. Les arènes sont beaucoup moins répandus dans les pétroles sauf dans certains gisements de la grande île de Bornéo, où ils peuvent atteindre 40 %.

Remarques :

- Il existe différentes configurations structurales d'un hydrocarbure, normales et ramifiées (isomères). Le nombre d'isomères croît rapidement avec le nombre d'atomes de carbone. S'il existe trois pentanes, il peut exister 75 hydrocarbures de formule brute $C_{10}H_{22}$, 366319 de formule $C_{20}H_{42}$ et plus de 4 milliards dont la formule brute correspond à $C_{30}H_{62}$ (GRAVIER, 1986),

- A côté des hydrocarbures cycliques, il existe dans les bruts naturels des composés naphténo-aromatiques, ou cyclanoarènes hybrides. Ils sont constitués de noyaux aromatiques et naphténiques condensés. Ils sont assez largement répandus dans les fractions lourdes. Parmi les plus simples on trouve l'indane et la tétraline.

2. 2 - Les résines et asphaltènes.

Ce sont des substances collantes ou poisseuses, solides, de poids moléculaire élevé ; 800 à 1200 pour les résines, 1000 à 2500 pour les asphaltènes. Leur composition chimique est

mal définie, ils sont relativement riches en oxygène, azote et soufre, ainsi qu'en nickel et vanadium. Ils semblent formés principalement de noyaux polycycliques aromatiques ou naphthéno-aromatiques et de chaînes, en partie hétéroatomiques, comprenant des composés soufrés, azotés et oxygénés. Notons enfin que les résines sont relativement plus solubles dans les solvants organiques et dans les alcanes légers que les asphaltènes. Ces derniers sont relativement plus pauvres en hydrogène que les résines. Ils sont particulièrement abondant dans les pétroles immatures ainsi que dans les bruts altérés ou biodégradés.

Remarque :

Selon les proportions relatives et les caractéristiques chimiques des constituants cités ci-dessus, les bruts peuvent être classés en quatre types principaux, sans que cela exclu des types intermédiaires. On distingue :

- les bruts paraffiniques
- les bruts naphthéno-aromatiques
- les bruts naphténiques
- les bruts aromatiques.

Les pétroles et les gaz naturels sont formés essentiellement d'HC, en majorité saturés, de type paraffinique ou cyclique, comprenant quelque 450 espèces chimiques distinctes. La diversité et les caractéristiques de ces molécules font des pétroles une matière première recherchée pour la synthèse d'un grand nombre de produits chimiques. La très grande variété d'association des différents HC se traduit dans les conditions de surface par leur présentation sous les trois états gazeux, liquide et plus exceptionnellement solide. En profondeur, l'action combinée et complexe de la pression et de la température modifient sensiblement les frontières entre ces états.

Principaux types Constituants	Paraffiniques	Naphténo- aromatiques	Naphténiques	Aromatiques	Bruts lourds
Saturés	Plus de 50 %	Plus de 50 %	Moins de 50 %	Moins de 50 %	
Paraffiniques	Plus de 40 %	Moins de 40 %			
Naphténiques			Plus de 40 %		
Aromatiques		25 à 40 %		50 %	
Résines et Asphaltènes	Moins de 10 %	5 à 15 %		Plus de 25 %	
Densité	0,85 légère			élevée	Plus de 0,9
Soufre	Moins de 1 %	Moins de 1 %		Plus de 1 %	Plus de 5 %
Exemple	Bruts créacés du Gabon et saharien de Libye	Bruts de la Mer du Nord et de l'Alberta au Canada	Bruts du Golf de Coast en Colombie	Bruts jurassiques et créacés du Moyen Orient	Bruts du Venezuela

Principaux types de bruts naturels et leurs constituants

Planches

