- Mohamed EL MAATAOUI
- Mohamed ROUAL

- EL Mati EL FALEH
- Aissa MASROUR



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.

Le moteur principal de la genèse des hydrocarbures est un processus thermo-chimique complexe qui, partant d'une matière organique originelle, aboutit à un mélange d'hydrocarbures dont la nature et les proportions relatives sont fonction de l'enfouissement et dépendent des conditions de température, de pression et du temps.

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.

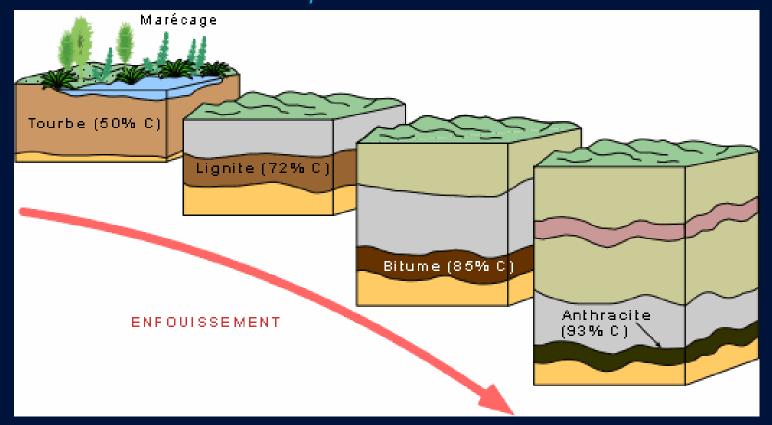
Les débris d'organismes qui concourent à la formation de ces combustibles minéraux ont toutefois subi au cours de leur dépôt (*bactéries, transformation épidermique*) ou ultérieurement par diagenèse, des transformations plus au moins importantes que nous proposons d'étudier celles qui aboutissent au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

1 - Les charbons

La formation du charbon 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 noires le plus souvent, organogène et essentiellement formées de débris végétaux. Leur évolution ce 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.

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



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 du au métamorphisme).



Des blocs de tourbe après extraction



L'écorce d'un tronc de Lépidodendron est clairement identifiable



Une fois l'échantillon retourné le fossile apparait comme étant constitué de charbon. L'origine du charbon est donc évidente ; matière organique surtout végétale.

Site d'exploitation de la houille



Carrière à ciel ouvert situé dans le Wyoming (USA) exploite une veine de charbon d'âge paléocène et épaisse de 11 mètres. Ce gisement exceptionnel résulte d'une sédimentation tourbeuse d'origine forestière ayant duré très longtemps avec une subsidence faible mais régulière.

Composition des charbons

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.

2 - Les schistes bitumineux

Ce sont des roches stratifiées, argileuses, sub-fissiles renfermant à coté 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). Leur 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.





Unité pilote de transformation des schistes de Timahdit

Les schistes bitumineux de Timahdit

Ce sont des roches mères très riches en matières organiques qui sont restées immatures

3 – 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 du 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.

Diversité chimique du pétrole











turés Aromatiques

La notion de pétrole regroupe des réalités extrêmement diverses : certains 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 (ou évolution) éventuelles. Ainsi, une huile formée par une roche mère peu <u>évoluée</u> peut être extrêmement <u>lourde</u> et visqueuse. A l'opposé, une roche mère très <u>évoluée</u> (suffisamment enfouie) peut former successivement des huiles lourdes puis <u>légères</u> et enfin du gaz au cours de son histoire géologique.

Production de la matière organique



Dépôt en quantité suffisante



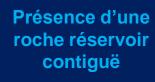
Bonne conservation dans le sédiment



Transformation en pétrole à la bonne température



Migration primaire (surpression élevée)





Présence d'un piège efficace



Gisement



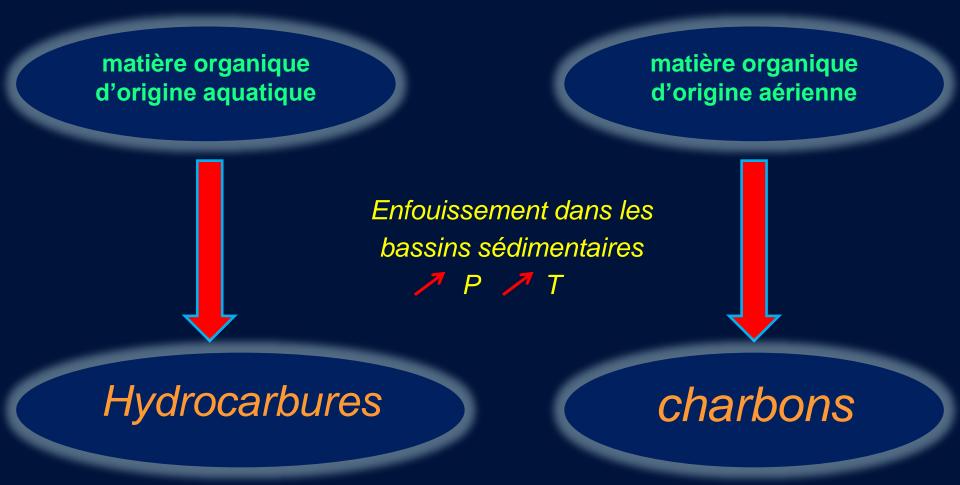
Perméabilité suffisante pour la migration secondaire



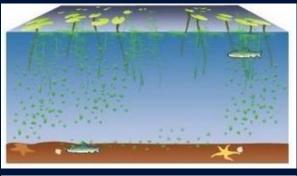


1er chapitre

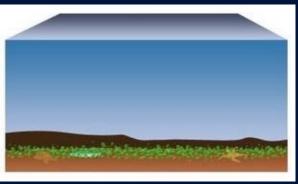
Genèse du pétrole



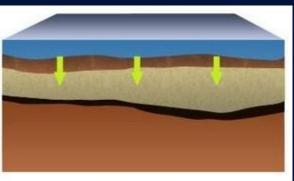
Mêlés (mélangés) aux vases des milieux sédimentaires calmes, ils donnent d'abord naissance aux "roches mères". Ces roches doivent alors subir une lente "cuisson géothermique" à des profondeurs de l'ordre de 3000 m (vers 65 à 80 °C) pour donner naissance au pétrole (hydrocarbures liquides) et à des profondeurs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



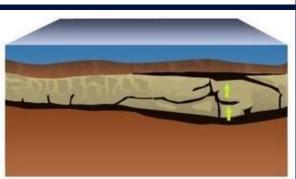
1 – Le plancton (animaux et plantes) marin meure et coule au fond de l'océan



2 – La vase (sédiments fins) recouvre la couche des plantes et d'animaux morts (riche en m o ou sapropels).

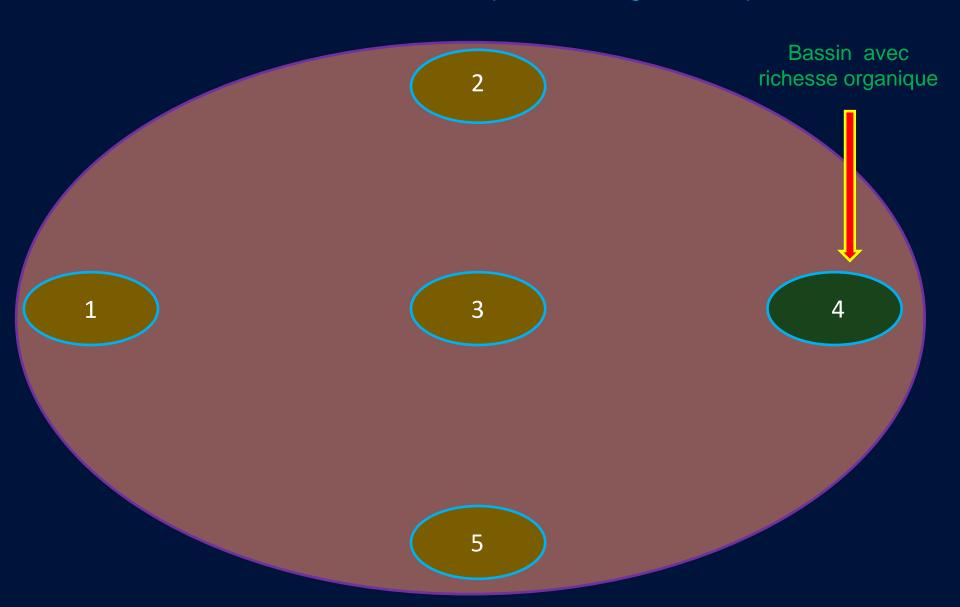


3 – Avec le temps, les sédiments s'accumulent et compriment la m o jusqu'à ce qu'elle se transforme en pétrole.



4 – Le pétrole, ainsi formé, remonte à travers la roche poreuse et forme un réservoir.

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 groupent 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 groupent 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.

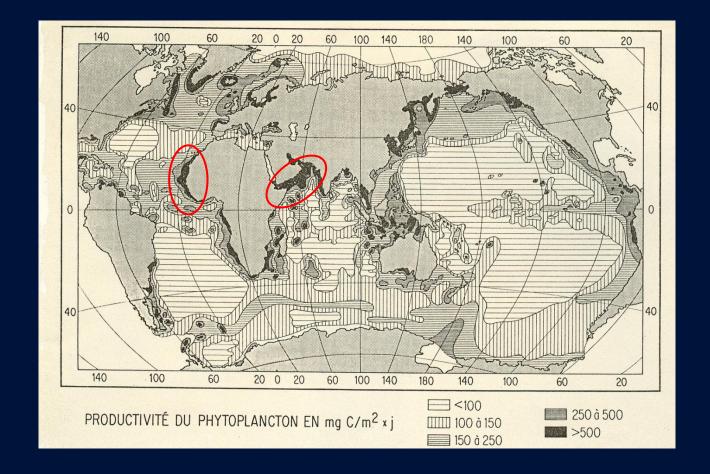
Ils jouent un rôle prépondérant dans la formation des hydrocarbures. L'étroite parenté qui existe entre les hydrocarbures et les lipides, surtout par l'intermédiaire des constituants appelés « fossiles géochimiques » et des études chimiques fines ont montré que les HC dériveraient principalement de la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

2 - Répartition de la matière organique dans les océans

La matière organique primaire dans les océans à l'époque actuelle 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.



Distribution de la productivité organique primaire dans les océans actuels

Les zones à forte concentration en matière organique se trouvent au voisinage des cotes particulièrement dans les zones d'upwelling : cotes ouest africaines, Chili, Californie, Yemen ...

La **photosynthèse** (lumière + synthèse) est le processus <u>bioénergétique</u> qui permet aux <u>plantes</u>, aux <u>algues</u> et à certaines <u>bactéries</u>, de <u>synthétiser</u> de la <u>matière organique</u> en utilisant la <u>lumière</u> du soleil et les sels nutritifs. Des <u>glucides</u>, sont synthétisés à partir du <u>dioxyde de carbone</u> CO₂ et de l'<u>eau</u> H₂O avec libération d'<u>oxygène</u> O₂ comme sous-produit de l'<u>oxydation</u> de l'eau. C'est la photosynthèse qui maintient constant le taux d'oxygène dans l'<u>atmosphère terrestre</u> et fournit toute la matière organique ainsi que l'essentiel de l'énergie utilisées par la vie sur <u>Terre</u>

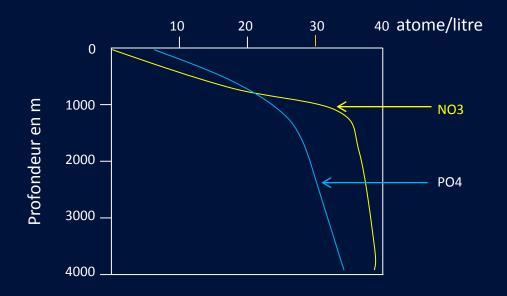
Equation de la photosynthèse

Energie lumineuse convertie en énergie chimique

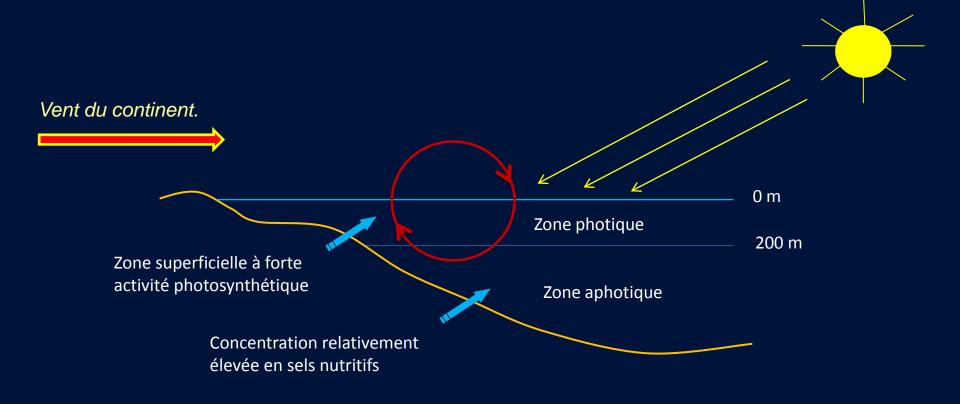
$$6 \text{ CO}_2 + 6 \text{ H}_2\text{O} \longrightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6 \text{ O}_2$$

Dioxyde de carbone Glucose Dioxygène

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



Distribution verticale des nitrates et des phosphates dans les océans. Leur concentration augmente avec la profondeur.



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

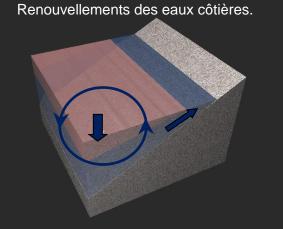
Par suite de certaines conditions météoritiques particulières, les vents (du continent) véhiculent les eaux de surface vers le large. Les eaux de surface sont remplacées par des eaux profondes riches en sels nutritifs. De tels phénomènes hydrodynamiques qui sont fréquents au niveau des côtes sont appelés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



Le vent écarte de la côte la couche supérieure de la mer.



La couche supérieure de la mer s'entasse au large, créant un déséquilibre.



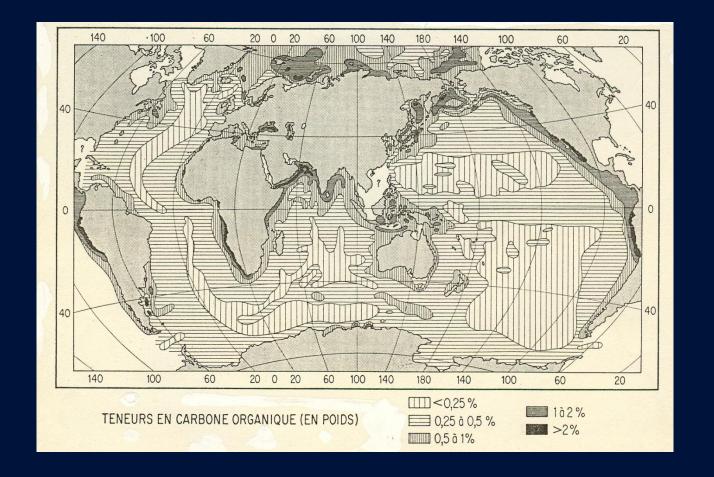
La mer se rééquilibre, la couche chaude s'enfonce, les eaux froides relativement riches en éléments nutritifs remontent près des côtes

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 m o 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 CO₂, H₂O, CH₄, SO₄, NH₄, NO₃....

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



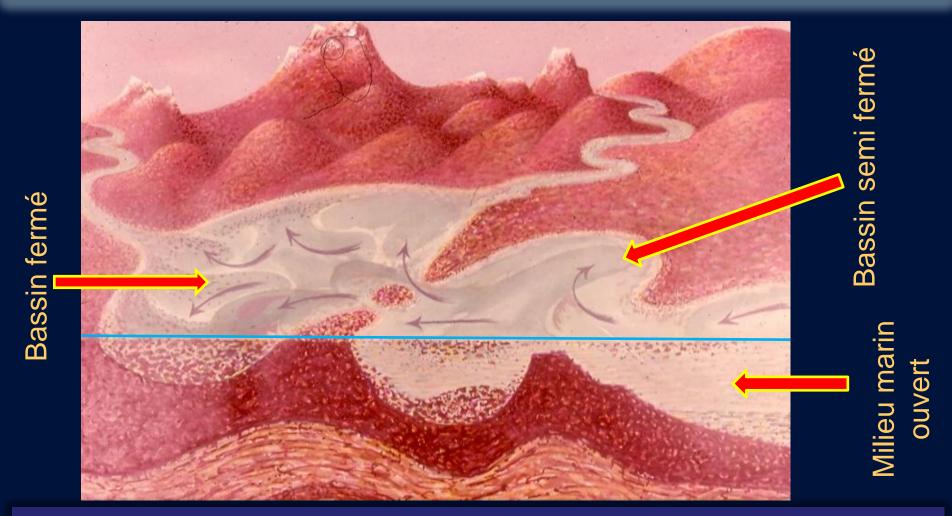
Distribution des teneurs en carbone organique dans les sédiments actuels (pourcentage en poids sur roche sèche). Remarquer certaines corrélations avec la figure 1 (marge ouest africaine, ou péruvienne...) mais aussi des différences importantes (marge du Sénégal, Terre Neuve, Mer de Chine...), signe de mauvaises conditions de préservation. (Pelet, 1985 ; d'après Romankevich)

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 noir 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.

Conditions de formation du pétrole



Dans les bassins fermés ou semi fermés, les sédiments contenants les éléments organiques en l'absence des turbulences des courants et des marées se tassent. Dans un premier temps la M O est soumise à l'action des bactéries anaérobies puis, elle subit avec l'enfouissement l'action thermique en se transformant progressivement en hydrocarbures.

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

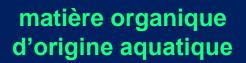
- le rythme de la sédimentation : une sédimentation rapide assure un enfouissement rapide (donc une protection) de ces produits fragiles. Un rythme lent à l'avantage de bien concentrer la m o dans des lits fins à condition que le milieu de dépôt soit confiné.
- les minéraux argileux paraissent jouer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



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.

Oxydation sous forme de CO₂, H₂O, CH₄, SO₄, NH₄, NO₃,.... Diagenèse minérale et organique Combinaison H – C ————— Hydrocarbures 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 m o 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).

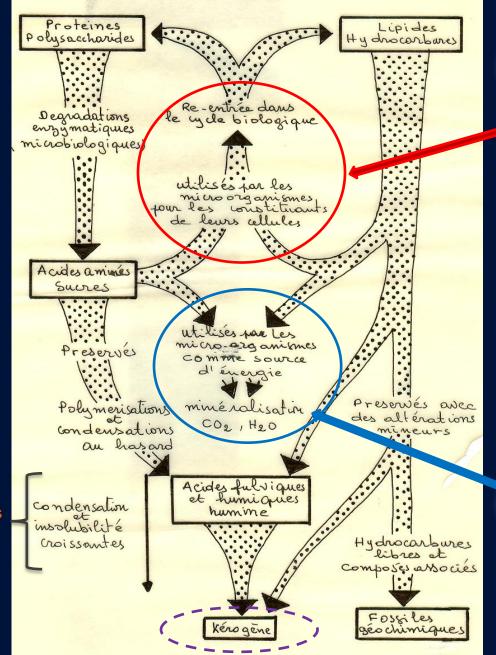
Biopolymères hautement organisés



Monomères individuels



Géopolymères hétérogènes

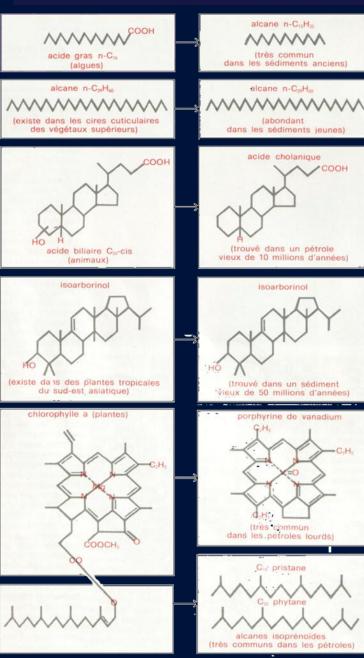


m o réutilisée dans le cycle biologique

Chemin diagénétique des organismes au kérogène et aux fossiles géochimiques. Ne sont représentés dans cette figure que les stades « épidermique » de transformation de la matière vivante à la matière organique des sédiments.

(d'après Tissot et Welt, 1978)

Minéralisation de la m o sous forme de CO2, H2O ... 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.



Fossiles géochimiques ou bio-marqueurs

Ce sont des molécules dont le squelette carboné est proche de celui de la matière organique vivante ; portant ainsi clairement la marque de l'origine organique du pétrole

Leur intérêt manifeste réside en la corrélation entre les huiles de gisement et les huiles de la roche mère qui a donné naissance

2 - 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...)

Variation de la composition élémentaire du kérogène

Eléments	C	Н	0	S	N
% en poids	70 à 85	6 à 12	5 à 15	ε à 4	ε à 3
% en nombre d'atomes	35 à45	40 à 65	3 à 9	εà1	ε à 2

C, H et O sont de loin les principaux éléments du kérogène

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, sur un diagramme binaire, 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.

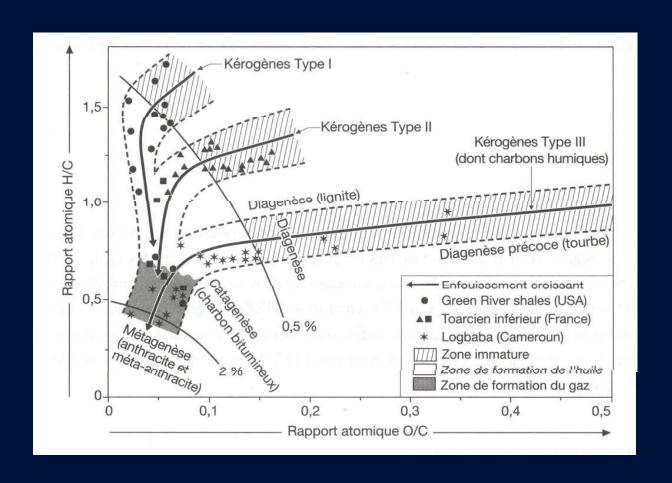
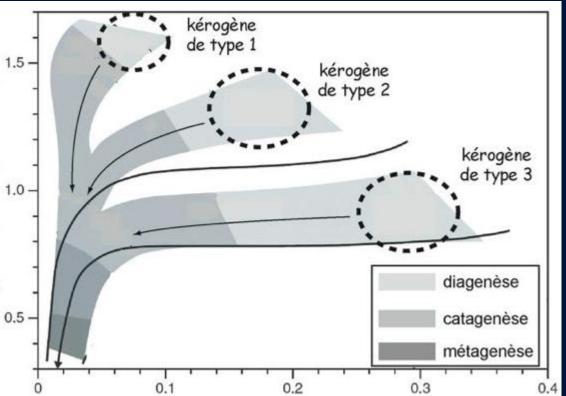


Diagramme de Van Krevelen indiquant la composition élémentaire des trois principaux types de kérogène et leur chemin d'évolution en fonction de l'enfouissent.



Rapport atomique O / C (teneur en oxygène / teneur en carbone)

- Kérogène de type I ou kérogène lacustre
- Kérogène de type II ou kérogène marin
- Kérogène de type III ou kérogène continental

Au cours de la diagenèse les teneurs en O diminue beaucoup plus rapidement que le teneurs en H

Diagramme de Van Krevelen indiquant la composition élémentaire des trois principaux types de kérogène et leur chemin d'évolution.

- 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 algaire) 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 m o 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:

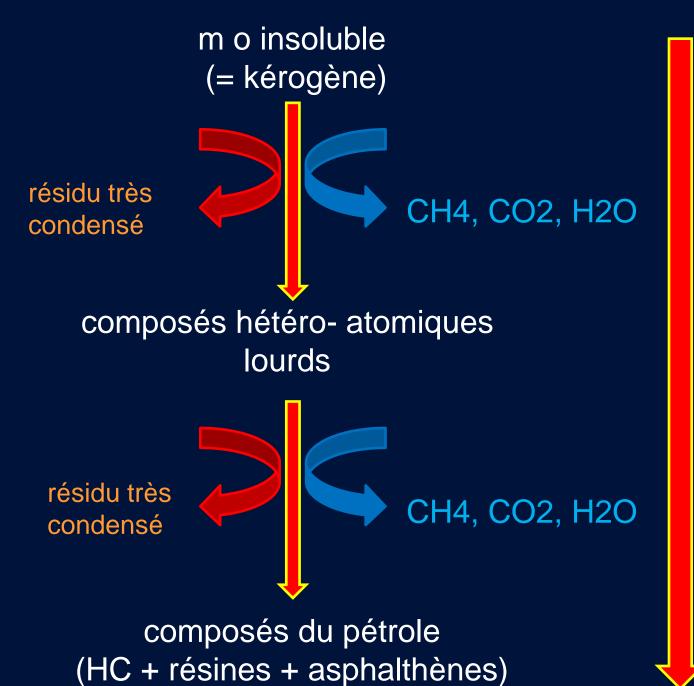
Ce n'est pas uniquement par la composition élémentaire que l'on est parvenu à la connaissance de la structure du kérogène, qui n'est d'ailleurs pas parfaite. Parmi les principales méthodes ; on peut citer la spectroscopie infrarouge et la résonance magnétique nucléaire (qui permettent de déterminer les 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 m o sédimentaire (= kérogène) en pétrole est une transformation chimique, elle est régie par la nature de la m o originelle, la température, la pression et les catalyseurs éventuels.

- Tet 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.

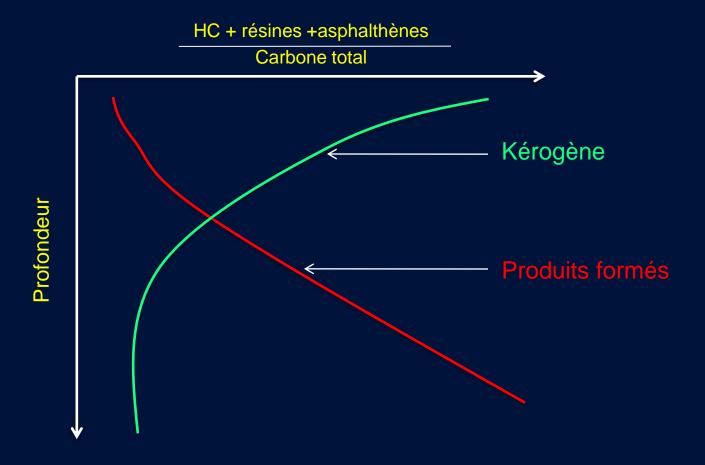


L'élévation de la pression et de la température

(= enfouissement)

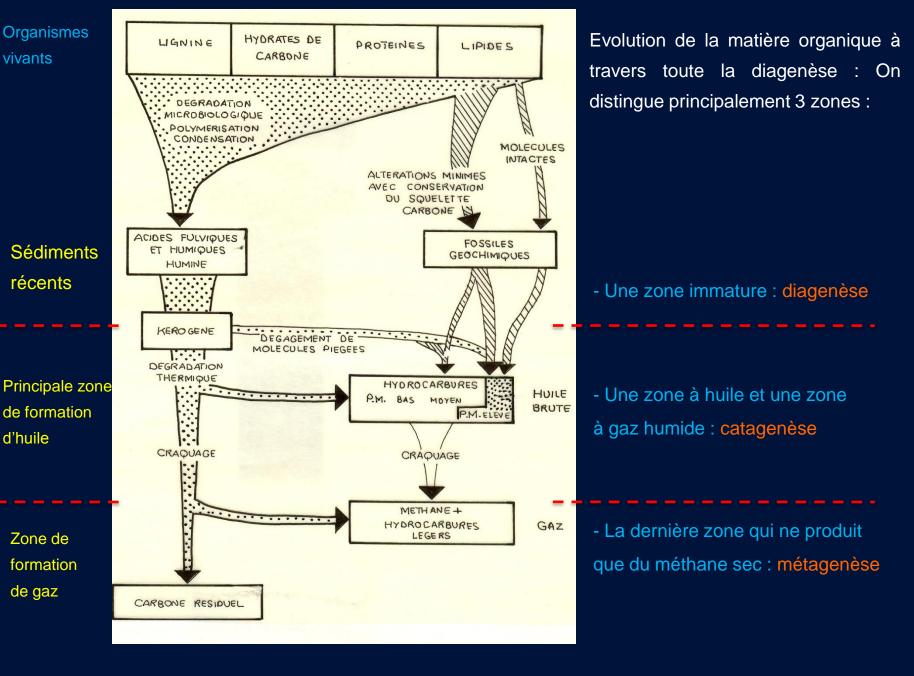
constitue le facteur déterminant de l'évolution de la m o.

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 :

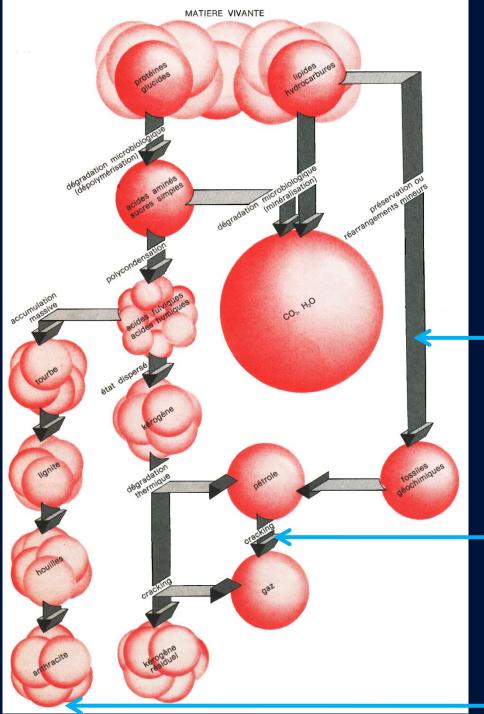
- une augmentation des teneurs en alcanes et cyclo-alcanes à un cycle
- une diminution de la densité des bruts
- une diminution des teneurs des cyclanes à 4, 5 et 6 hérités de la matière vivante (ex : cholestérol)
- pour les nphténo-aromatiques, on constate une augmentation progressive du rapport noyaux aromatiques / noyaux naphténiques ainsi qu'une diminution de la masse moléculaire.



Diagenèse

Satagenèse

Métagenèse



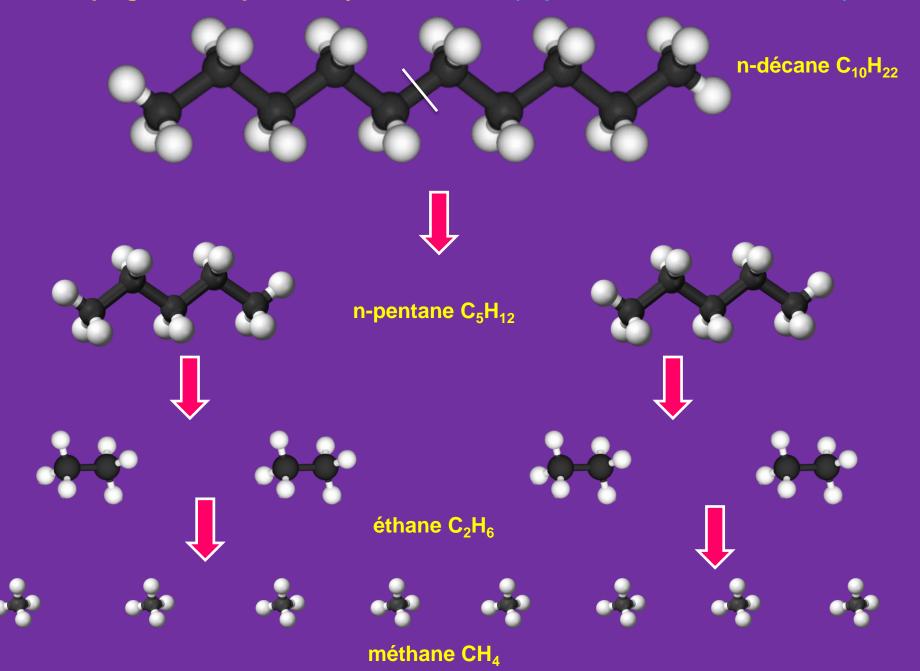
Une accumulation massive de végétaux supérieurs se transformera en tourbe, puis en lignite, en houille, puis en anthracite. La m o dispersée d'origine marine ou terrestre produira du pétrole ou du gaz (d'après Tissot, 1977)

Voie des bio-marqueurs

Craquage thermique

Charbons

Craquage thermique des hydrocarbures (rupture des liaisons C——C)



- 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).

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

a - diagenèse

Elle 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 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 certaine 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 m o 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.

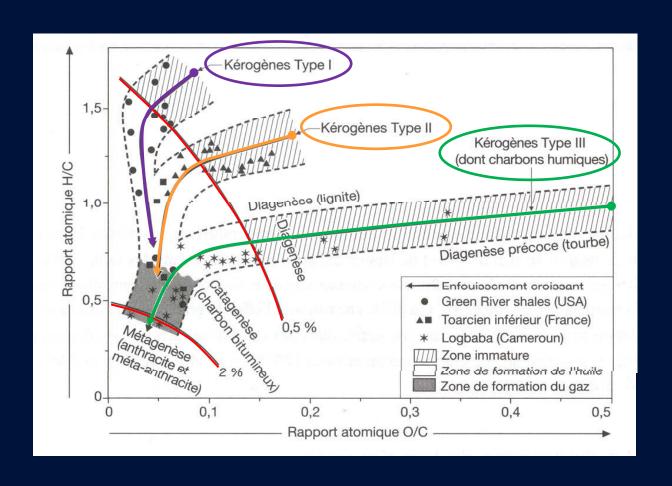
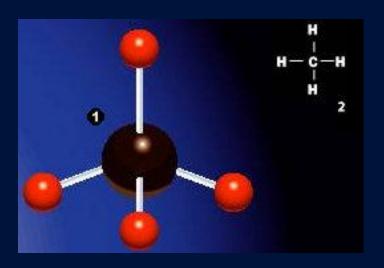


Diagramme de Van Krevelen indiquant la composition élémentaire des trois principaux types de kérogène et leur chemin d'évolution en fonction de l'enfouissent.

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.



Méthane CH4

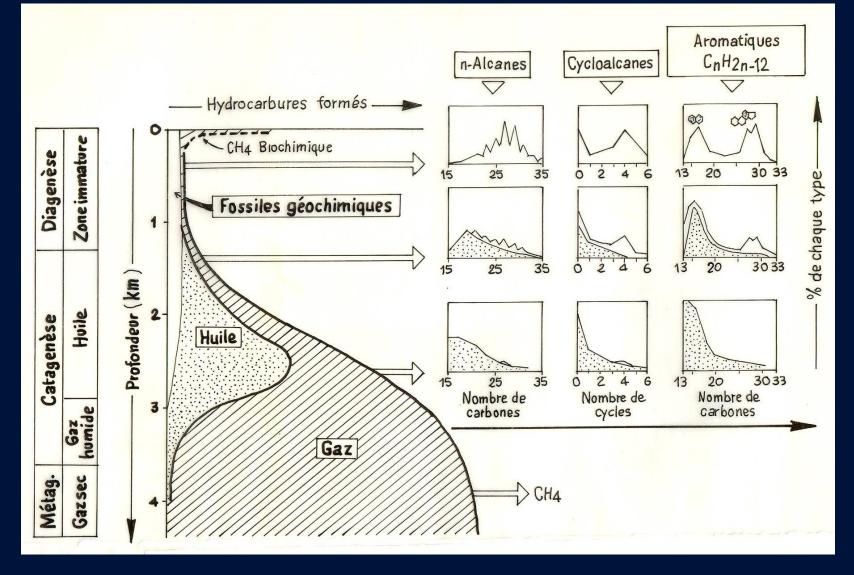
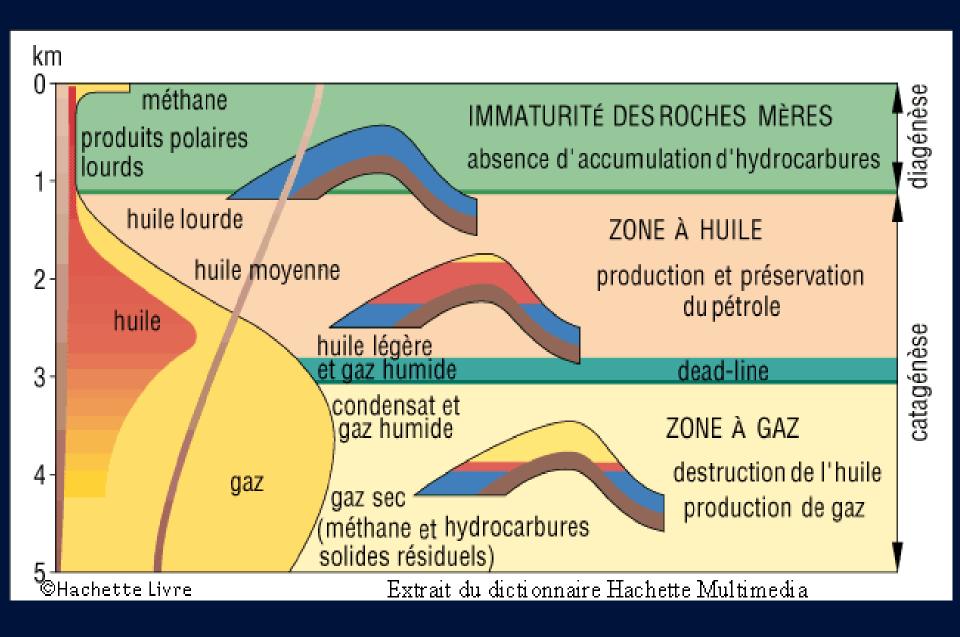


Schéma de la formation du pétrole et du gaz à partir de la matière organique sédimentaire et place des fossiles géochimiques dans cette évolution. Les profondeurs ne sont données qu'à titre indicatif. La catagenèse débute avec le stade de production des hydrocarbures liquides, la metagenèse avec celui des gaz sec, donc la zone de méthane (d'après Tissot et Welt, 1978)

Modèle diagénétique de la formation des huiles et des gaz



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:

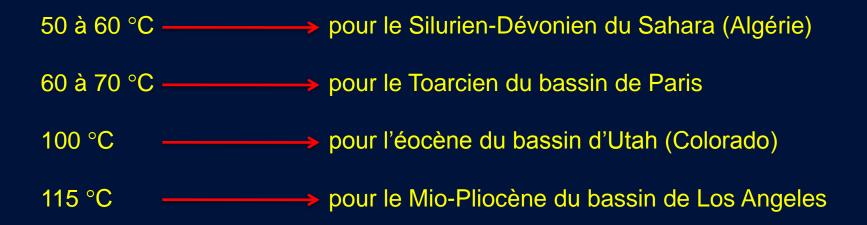
$$Log t = (A/T) - B$$

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 :

Les solutions de cette équation ont donné par exemple :

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.

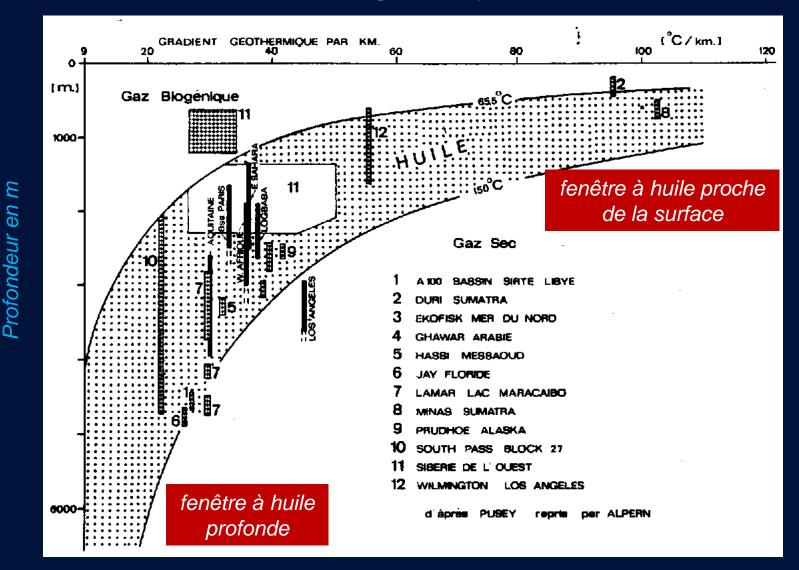
D'autres températures ont été fournies par l'étude de différents bassins (Perrodon, 1980) :



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.

Gradient géothermique °C / Km



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.

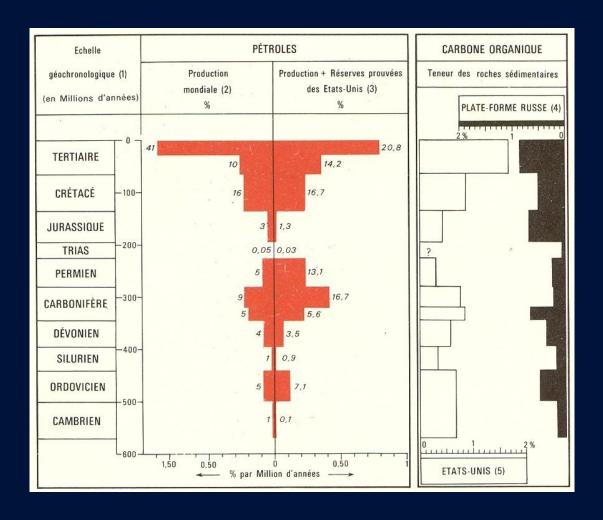
Le pétrole que l'on exploite est présent dans le sous-sol depuis un peu plus de 500 millions d'années, à l'aurore du cambrien comme le montre la figure cidessous. Certaines périodes ont été plus favorables que d'autres à la genèse du pétrole (exemple la période triasique qui coïncide avec de grandes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

Deux causes possibles :

- productivité faible de la mo

conservation et évolution de la mo

conditions défavorables



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

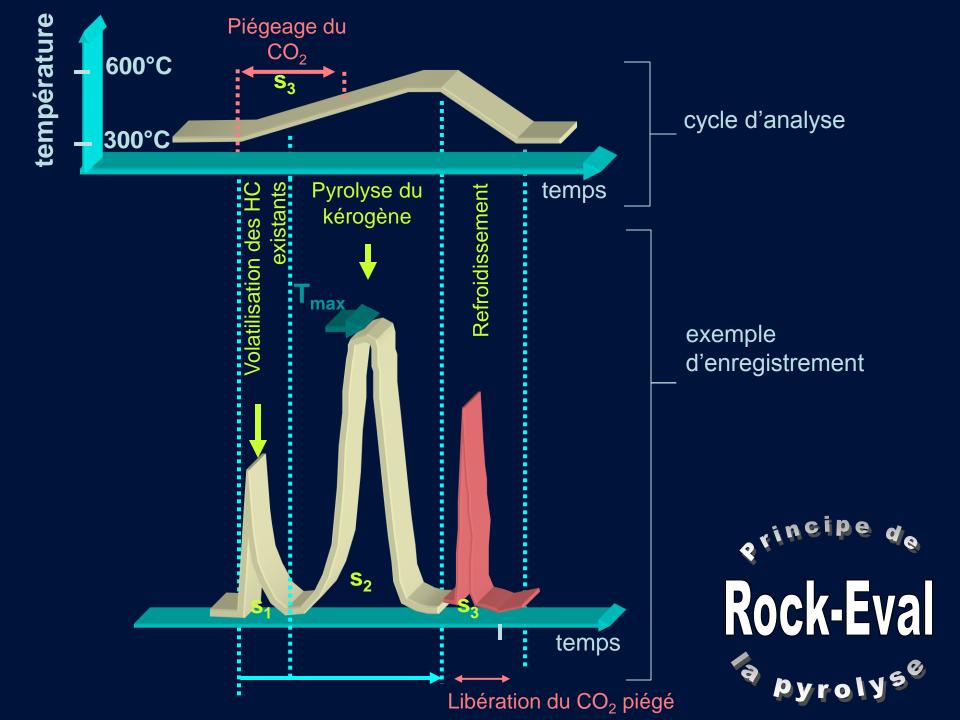
D - Méthodes de caractérisation des roches mères

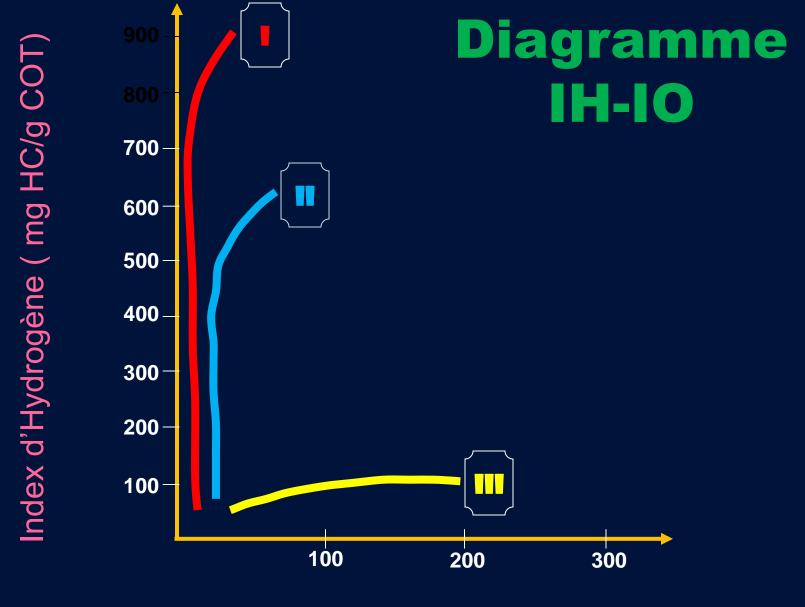
1 – Méthodes de pyrolyse

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 S_1). L'aire du pic S_1 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 S_2 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 volatilisées (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.





Index d'Oxygène (mg CO2/g COT)

Valeurs de T_{max} correspondant au sommet du pic S₂



Profondeur croissante

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.

1) Etude pétrographique de la matière organique

Observation des résultats

	Matière Floconneuse Spongieuse	Matière fine	Matériel ligneux	Bitume	Exinite- Liptinite	Huminite- Vitrinite	Matière Organique altérée
Faciès (4) fin Toarcien sup Aal. et Baj	+	+++	+++	++		+++	+++
Faciès (3) Lias sup	+	+	+++	++			++++
Faciès (2) Domérien sup- Toarcien inf	++++	+++	+	+++	+++		‡
Faciès (1) Lias inf.	+	+	+	+		+	++++

Répartition des différentes fractions organique dans les sédiments jurassiques du bassin Sud-Rifain (Assaoud, 2004)

2) Etude quantitative de la matière organique

Evolution dans le temps des teneurs en carbone organique total des différents sondages étudiés

L'examen des résultats quantitatifs des teneurs COT des différent sondages étudiés, on a permis d'individualiser quatre unités géochimiques suivants :

Unité	Age	% moyen en COT	Valeur maximale en COT	
Unité 4	Aalénien- Bajocien	1,30 %	2,50 %	
Unité 3	fin Toarcien inf. Toarcien moy. Et sup	0,25 %	0,35 %	
Unité 2	Domérien sup Toarcien inf.	1,95 %	3,90 %	
Unité 1	Lias infDomérien inf.	0,21 %	0,30 %	

Répartition des valeurs maximales et moyennes des teneurs en COT dans les différentes unités géochimiques jurassiques du bassin sud-rifain

2ème chapitre

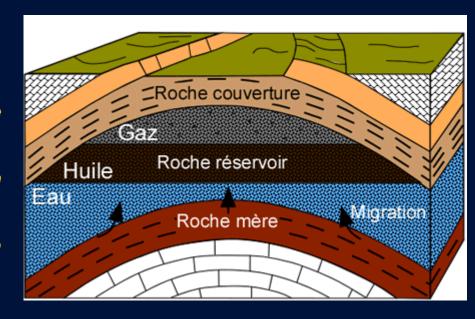
Géodynamique

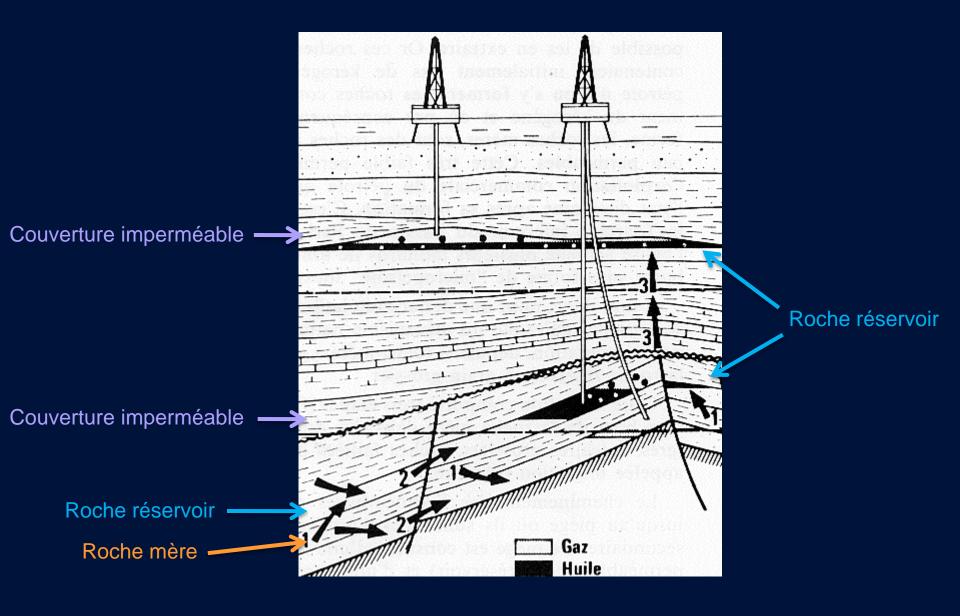
pétrolière

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.

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

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





1 - migration primaire 2 - migration secondaire 3 - migration tertiaire ou dysmigration

A – Migration primaire

1 – Moteur de la migration des HC

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

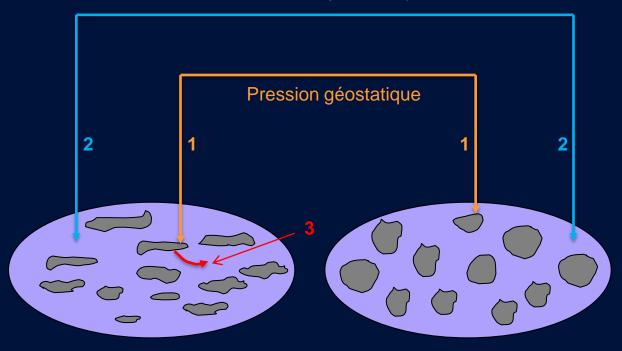
Le moteur principal de l'expulsion des HC est le gradient de pression. L'élévation de la pression dans l'espace poreux des roches mères résulte essentiellement de 3 causes :

- 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 hydrostatique



Cas des sédiments fins grains déformables

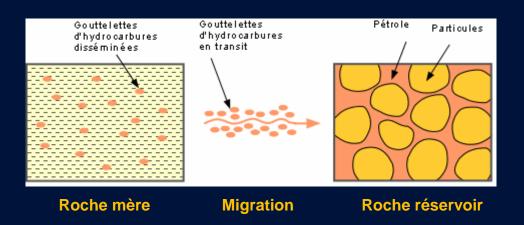
Cas des grains indéformables roche réservoir

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).



b - l'expansion thermique de l'eau

L'eau se dilate ave 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 qu'elle 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 au moins profond et du centre du bassin vers les bordures).

Autres causes possibles la migration

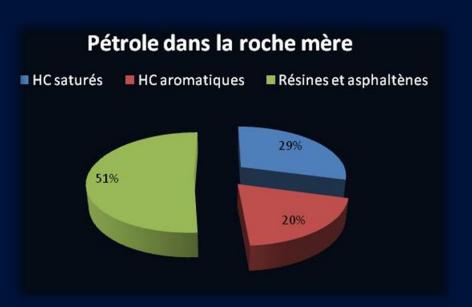
Outre les forces résultantes de la compaction et de l'effet aquathermique on peut ajouter aussi la déshydrations des minéraux argileux, l'effet d'osmose, la pression capillaire et la diffusion des HC.

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)

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





On remarque que les résines et les 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.



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 – Moteur et mécanismes de la migration secondaire

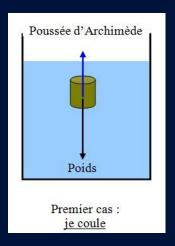
Bien que, dans de nombreuses roches réservoirs, la seul poussée d'Archimède puisse suffire pour déplacer les HC, la migration secondaire peut encore subir l'influence d'autres facteurs tels que la compaction du sédiment, l'effet aquathermique et éventuellement la déshydratation des minéraux argileux. 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.

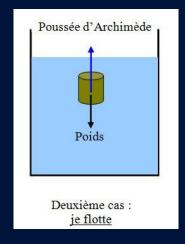
Parmi les principaux moteurs on peut citer :

a - la poussée d'Archimède

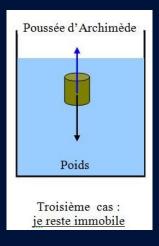
Les densités de l'eau et du pétrole sont différentes (respectivement ≥ à 1 et ≤ à 0,9). Ce dernier sous l'action de la poussée d'Archimède chemine dans un espace poreux et perméable en phase constituée. Les pores sont le plus souvent mouillés à l'eau.



le poids qui l'emporte et l'objet <u>coule au fond du</u> <u>récipient</u>. objet métallique plongé dans l'eau.



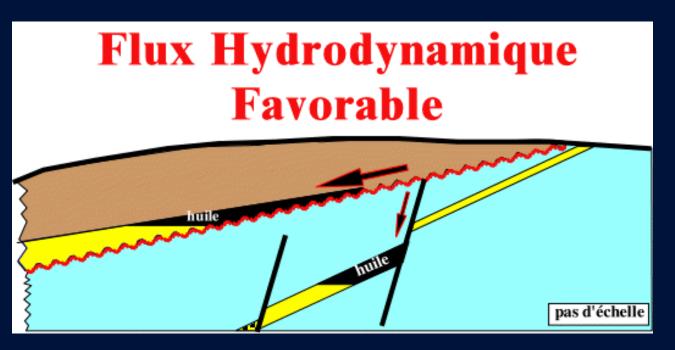
l'objet est tiré vers le haut et il flotte à la surface du liquide. Bouchon de liège plus léger que l'eau).



les deux forces sont quasiment égales : l'objet reste immobile, le plus souvent au ras de la surface du liquide

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 en solution. La ségrégation de ces trois phases est d'autant plus efficace que la chute de la pression des fluides est importante.



Si le flux de l'aquifère est dans le sens opposé à celui des hydrocarbures, il a tendance à s'opposer à la migration de ceux-ci. Cela renforce la fermeture du piège, favorisant l'accumulation d'importantes colonnes *imprégnées*.

Schéma montrant l'influence favorable d'un flux hydrodynamique (sens de la flèche) de direction opposée à la migration des hydrocarbures. Il y a souvent piégeage dans le biseau et dans le premier bloc faillé effondré.

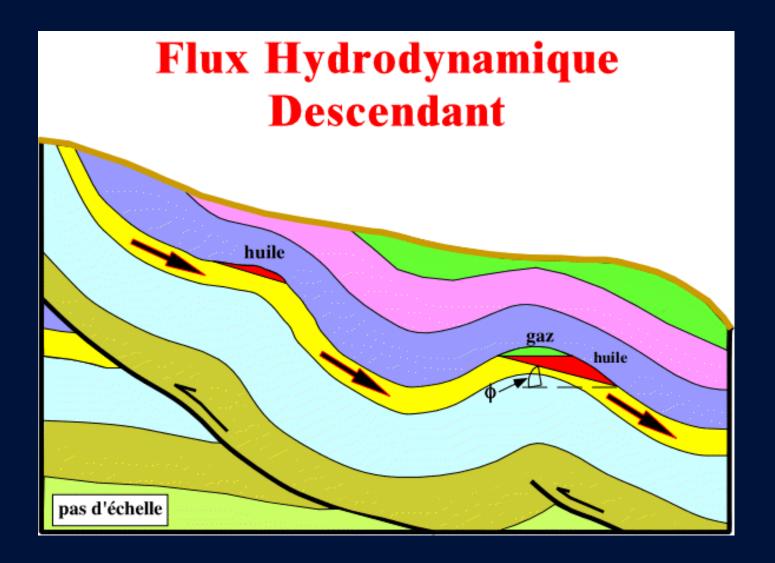


Illustration de l'influence d'un gradient hydrodynamique descendant dans un piège structural anticlinal et dans un replats. Le mur de l'accumulation, autrement dit le plan d'eau est incliné dans la direction du flux

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

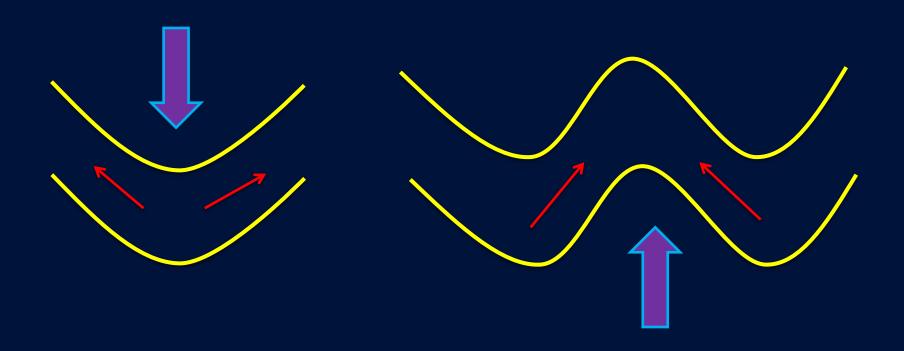
2 – Principaux modes de migration des HC

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

• Critères sédimentaires et paléo-géographiques

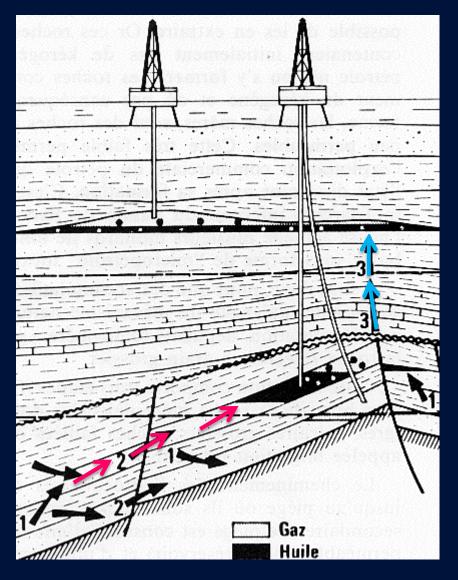
D'une manière générale, les séries transgressives (séquences +) jouent un rôle de piégeage alors que et les séries régressives (séquences -) constituent des voies de migration et de dysmigration.

- * 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



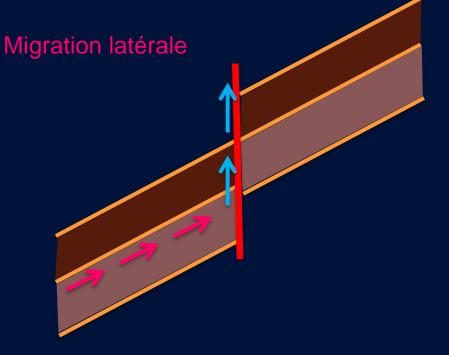
Bassin en voie de subsidence (Gradient hydraulique centrifuge)

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



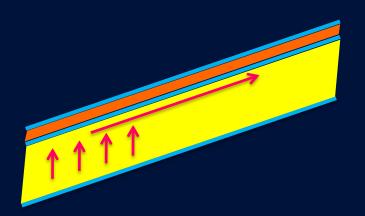
Le flux d'HC est qualifié de latérale s'il empreinte des couches et vertical s'il chemine par l'intermédiaire des fractures non parallèles aux strates.

Migration verticale



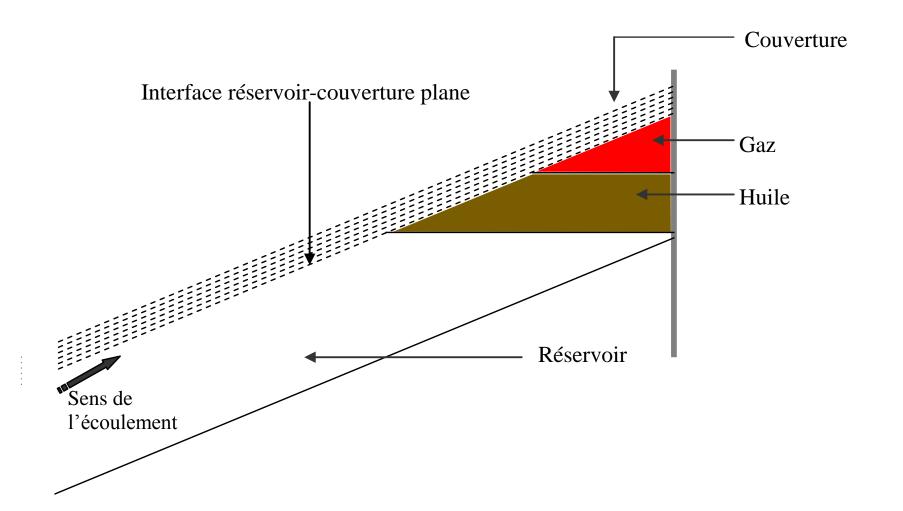
a – migrations latérales

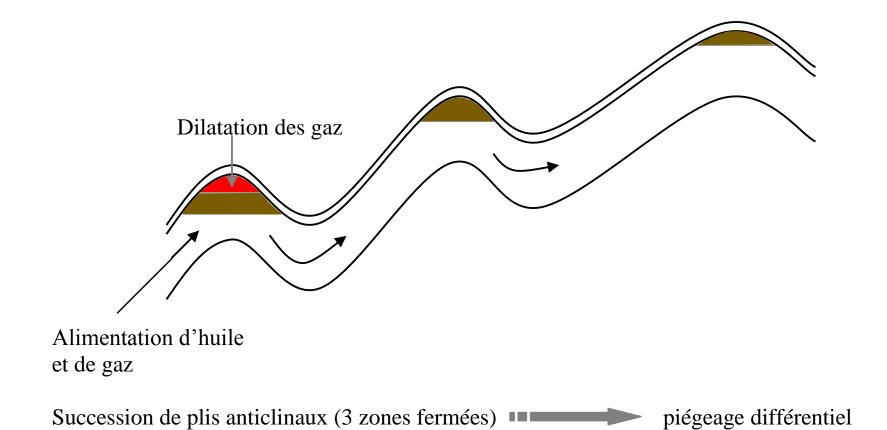
Elles s'écoulent au toit des couches continues et perméables (au contact du mur de couvertures imperméables) et pouvant se poursuivre sur des distances importantes de l'ordre de dizaines de km. Ces grandes voies de migration peuvent jouer un rôle majeur dans la formation d'importantes concentrations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



Couverture imperméable

Roche réservoir





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

a - 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.

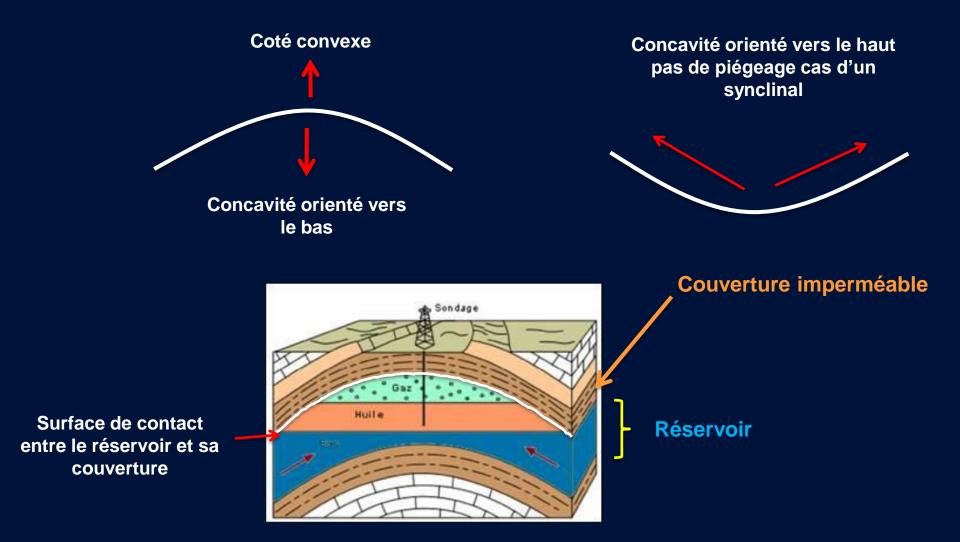
La migration des HC se poursuit jusqu'à ce qu'ils rencontrent une couche ou une structure suffisamment étanche et imperméable où ils vont s'accumuler

C – Les pièges

1 - Introduction

Un gisement se forme au cours de la migration secondaire lorsqu'il y a 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 orienté vers le bas.

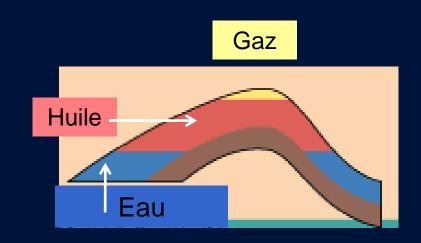


La disposition relative des fluides, dans le sens vertical, est régie par leur densité. De bas en haut de la roche réservoir on a :

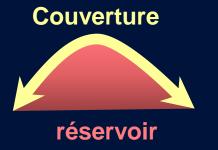
- de l'eau ou aquifère du gisement,
- des hydrocarbures liquides ou huile,
- du gaz ou « gaz cap » du gisement.

Un gisement se forme au cours de la migration secondaire lorsqu'il a 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)

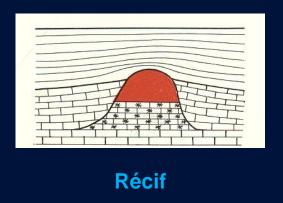


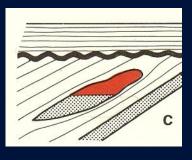
* Que la surface de contact entre le réservoir et sa couverture imperméable ait une concavité orientée vers le bas.)



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.





Lentille de sable

Ce sont des pièges stratigraphique qui renferment généralement de petites accumulations.

Les plus importants sont ceux qui sont alimentés par migration secondaire. On les classe habituellement en :

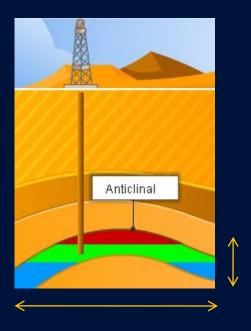
- pièges structuraux qui sont engendrés par déformations des horizons géologiques (failles et anticlinaux)
- pièges stratigraphiques qui sont engendrés par des facteurs sédimentologiques et paléogéographiques (biseaux et discordances)

a - Gisements structuraux

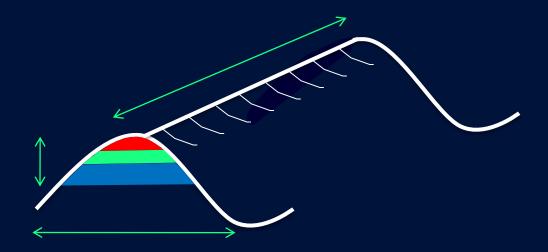
Parmi les 270 géants gisements du monde plus de 80 % d'entre eux sont représentés par des pièges structuraux. Ils constituent la pièce centrale de l'exploration pétrolière et donc sont les plus recherchés.

Pièges anticlinaux

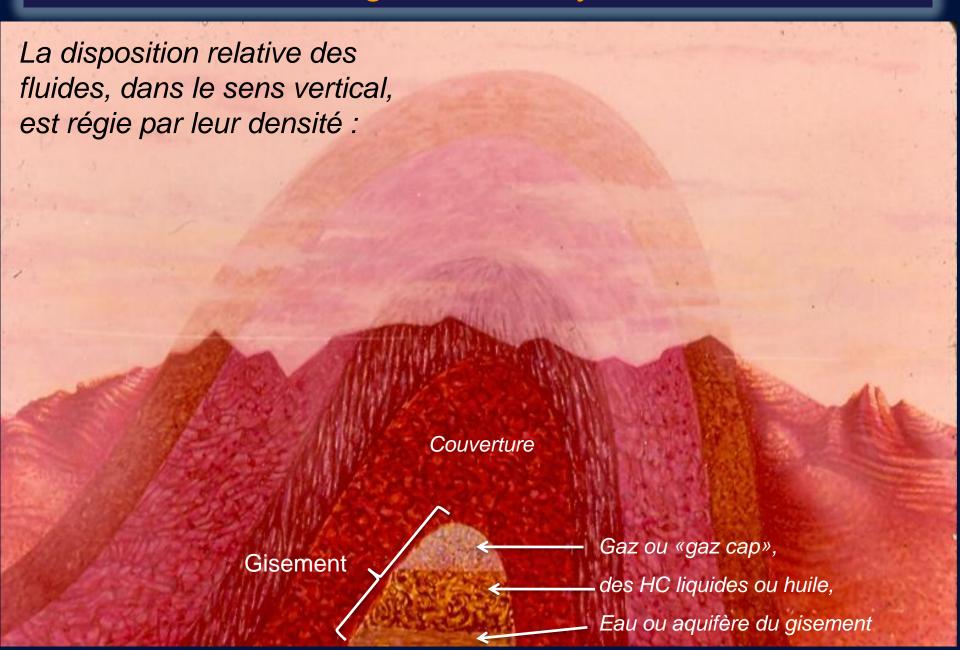
Sont de loin les plus nombreux et les plus importants. Les plus importantes accumulations pétrolifères du Moyen Orient appartiennent à ce type. Ils sont les plus faciles à déceler aussi bien par géologie de surface que par sismique.



Plus la structure anticlinale et la couche réservoir sont grandes et plus l'accumulation est importante

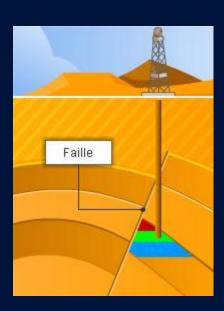


Anticlinal et gisement d'hydrocarbures



Pièges par faille

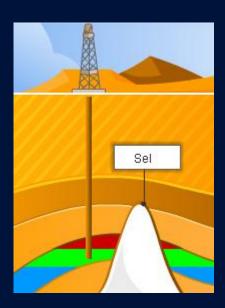
Lorsque les failles viennent de jouer ou de rejouer, elles constituent des voies de fuites (migration ou dysmigration). Par contre elles jouent un rôle important dans le piégeage (barrières efficaces aux migrations) lorsqu'elles sont colmatées. Le colmatage et par conséquent l'étanchéité est assurée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

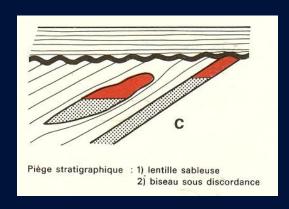


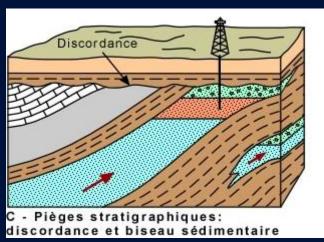
b – Gisements stratigraphiques

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 faci*ès) sédimentologiques ou lithologiques (*biseaux*).

* Gisement par discordance

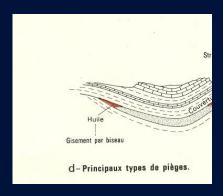
Les discordances jouent un rôle important dans le piégeage et peuvent être à l'origine d'importantes accumulations lorsqu'une subsidence relativement importante succède à la transgression. Les facteurs primordiaux sont la présence d'une efficace couverture en position de transgression sur une zone haute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

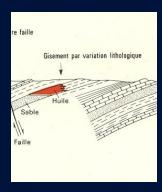




• Gisements par biseaux et variation de faciès

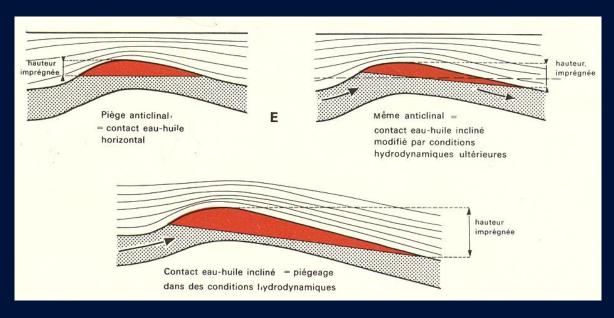
ils sont dus aux changements de faciès (*variations latérales*) et d'épaisseurs des dépôts (*biseaux*). Le passage latéral d'un faciès poreux et perméable à une formation imperméable ou le biseau d'un niveau réservoir ou sein d'une roche compact peuvent créer des conditions de piégeage.



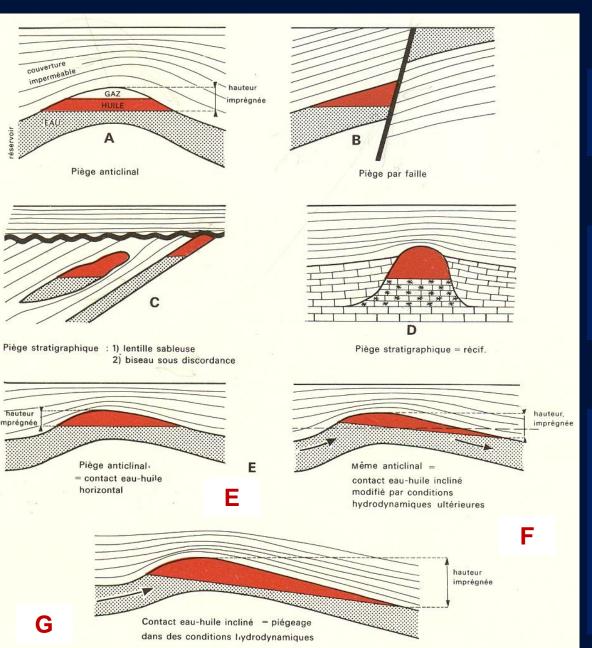


3 – Influence des facteurs hydrodynamiques

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.



Représentation schématique des principaux types de pièges



Engendrés par des facteurs structuraux :

A: structure anticlinale

B : gisement contre faille

Engendrés par des facteurs stratigraphiques ou sédimentologiques :

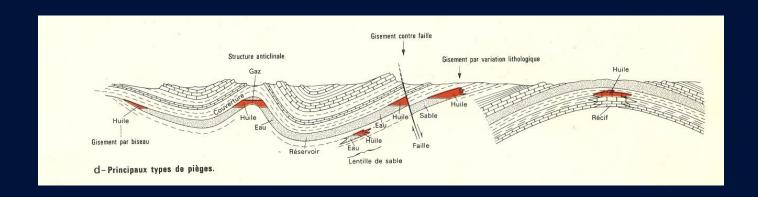
-lentille de sable et biseau sous discordance C, récif D

Remarques:

Dans les structures anticlinales, le contact eauhuile peut être horizontal (E) ou incliné : modifié par des conditions hydrodynamiques ultérieures (F), ou piégé dans des conditions hydrodynamiques (G).

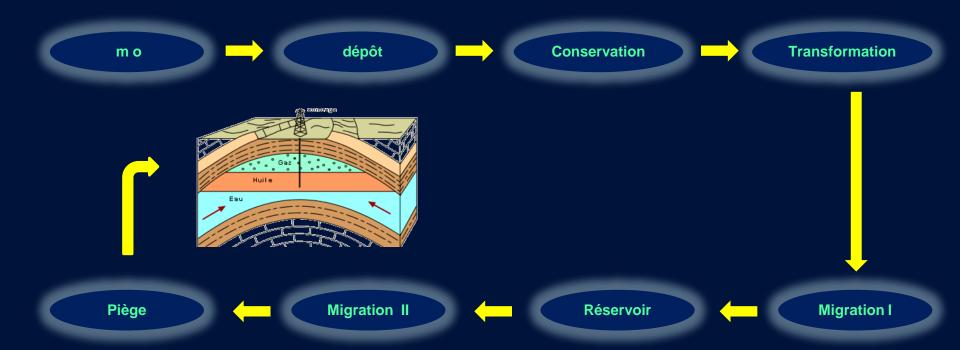
La hauteur imprégnée augmente avec l'inclinaison de la surface de contact eau-huile

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



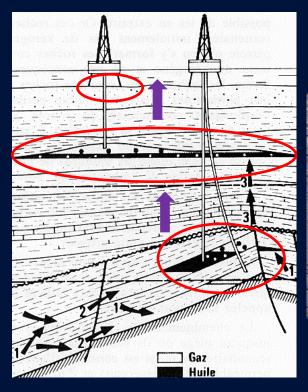
D – Conservation des accumulations

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.

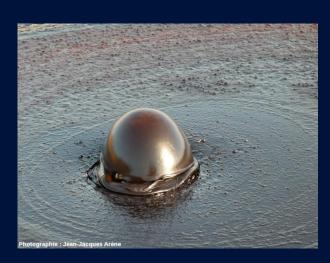


1 - Dysmigration

La fuite du pétrole à travers la couverture du gisement que l'on désigne par dysmigration, intervient en particulier quand les fluides du gisement sont à une pression importante (les chances de dysmigration augmentent 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 nalcanes, destruction intense des ramifiés (iso et anté-iso-alcanes) et de certains cyclo-alcanes à faible poids moléculaire.

E – Diversité chimique des pétroles











Brut lourd

Saturés

Aromatiques

Résines

Asphaltènes

La notion de pétrole regroupe des réalités extrêmement diverses : certains 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 (ou évolution) 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 enfouie) 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, naphténiques et aromatiques (+ composés hétéro-atomiques).

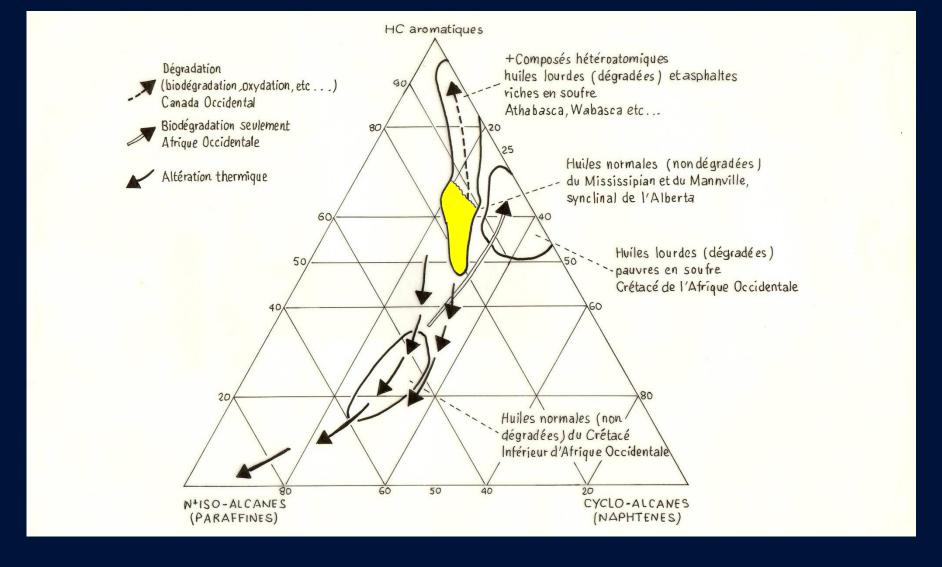
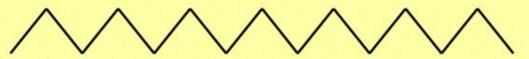


Diagramme ternaire montrant les tendances principales de l'altération et de la maturation thermique des pétroles bruts. L'altération des huiles du Crétacé inférieur d'Afrique occidentale est un exemple de biodégradation. Une dégradation plus complète, avec oxydation est montrée par les huiles du Mississipien et du Crétacé inférieur (Mannville) du Canada occidental. Un cas extrême de dégradation est celui des huiles lourdes et des asphaltes de l'Athabasca (Canada).

HYDROCARBURES SATURES LINEAIRES = PARAFFINES

Alcane

À chaîne droite:

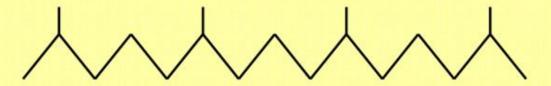


Iso-Alcane

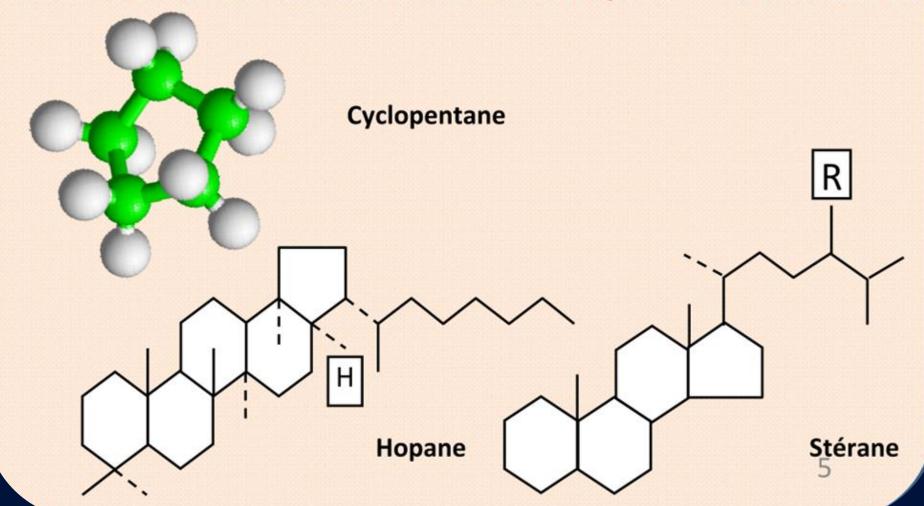
À chaîne branchée:

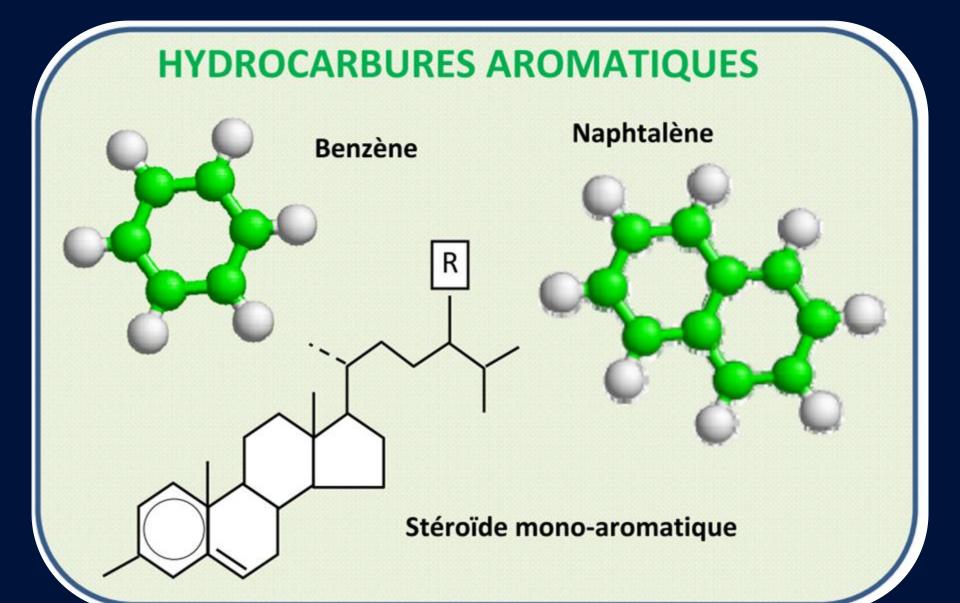
Isoprénoïde

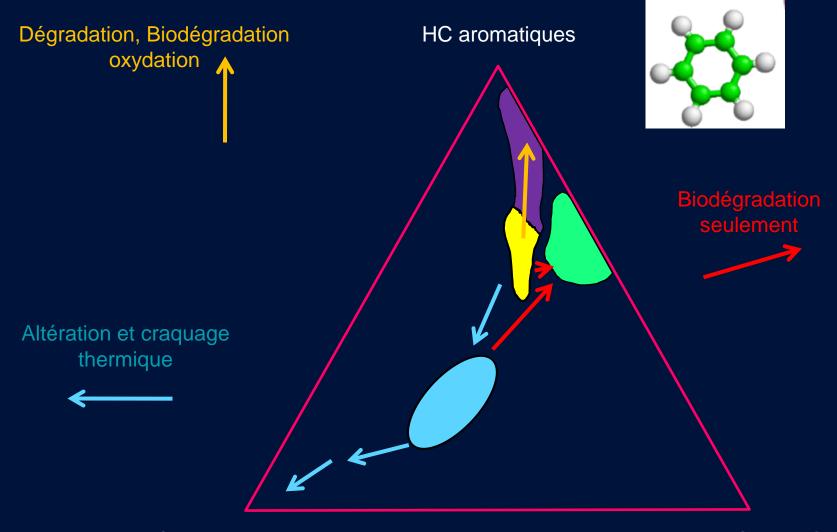
À chaîne branchée de CH₃ tous les 4 atomes de carbone Origine biologique



HYDROCARBURES SATURES CYCLIQUES = NAPHTENES

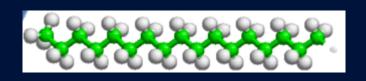


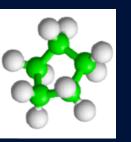




HC paraffiniques

HC naphténiques



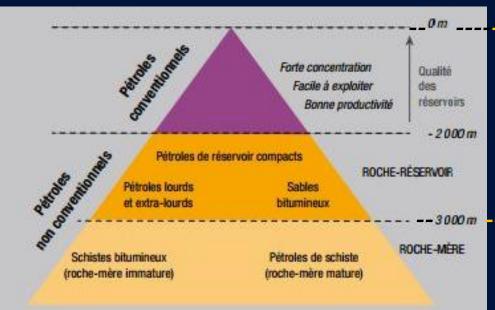


Dans ce diagramme apparaissent d'une part la grande diversité des pétroles, mais aussi l'évolution qu'ils peuvent subir dans le sous-sol. Par exemple, la composition d'un pétrole soumis à des températures très élevées évolue vers le pôle saturé, tandis qu'un pétrole attaqué par des bactéries dans le 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 augmentent 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 hétéroatomiques (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.

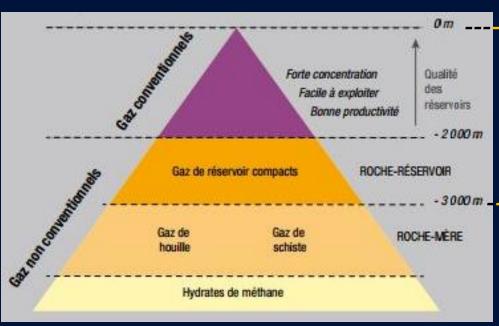
Hydrocarbures liquides



Roche-réservoir

Roche-mère

Hydrocarbures gazeux

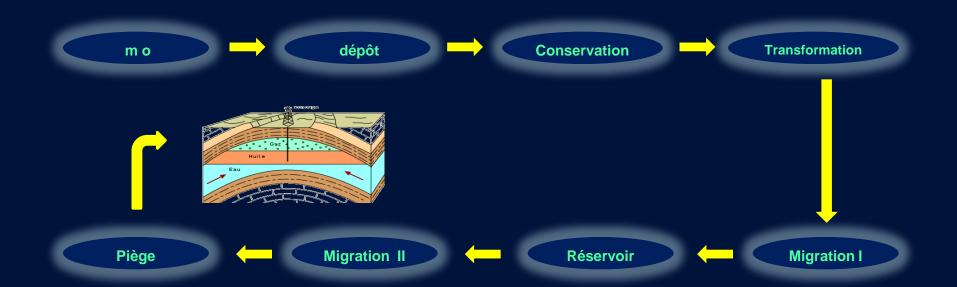


Roche-réservoir

Roche-mère

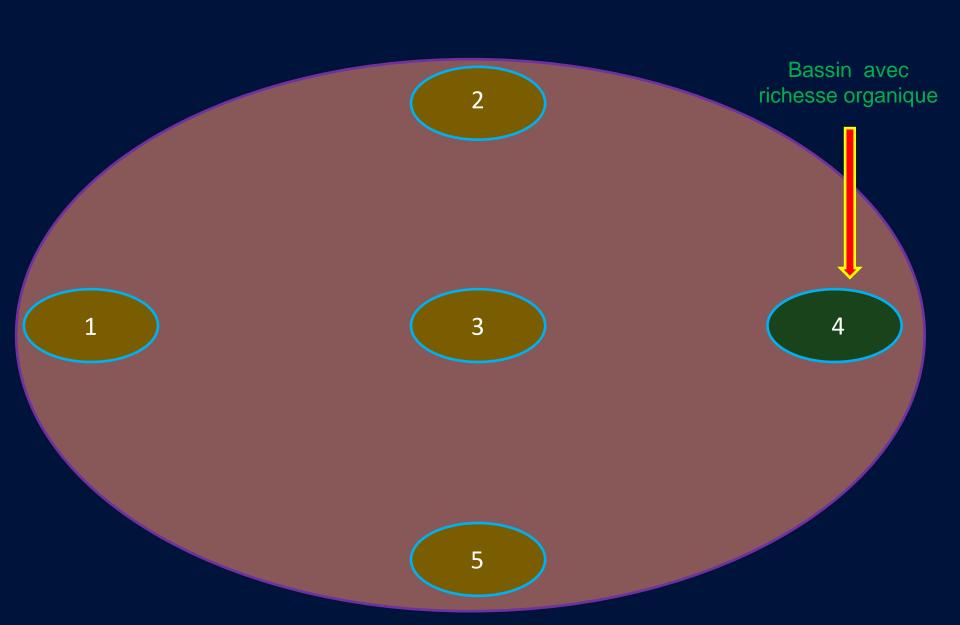
Conclusion

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.

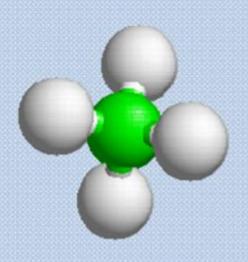


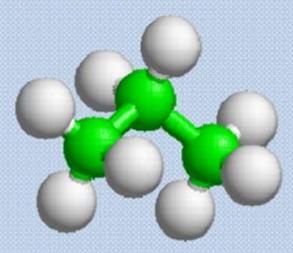
Par ce processus de formation des gisements de pétrole (dépôt et préservation de la matière organique, transformation thermochimique en HC, migration et piégeage des HC dans des roches magasins convenables), des milliards de mètres cubes sont en perpétuel mouvement dans les roches réservoirs, des bassins sédimentaires, pour alimenter les accumulations de pétrole.



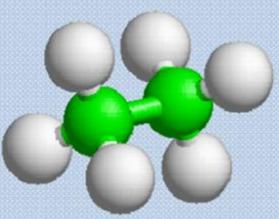






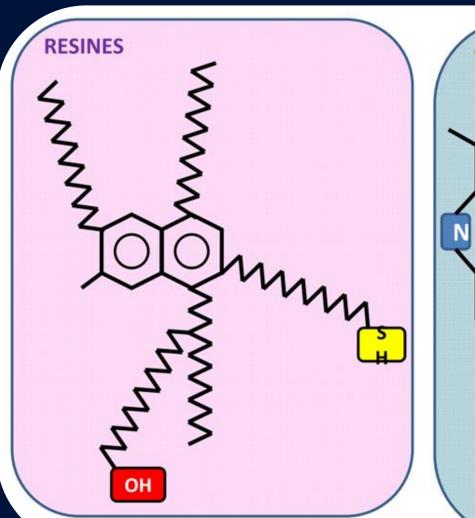


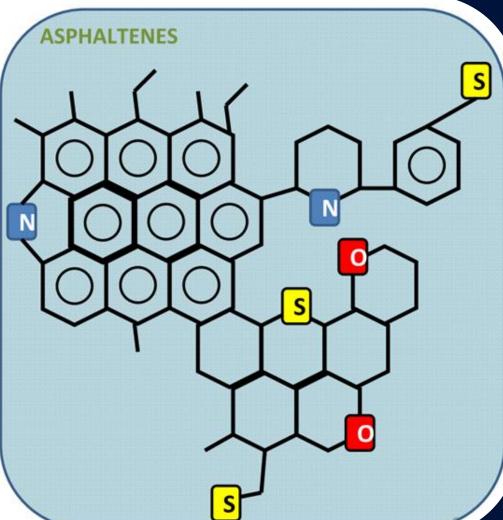
Méthane

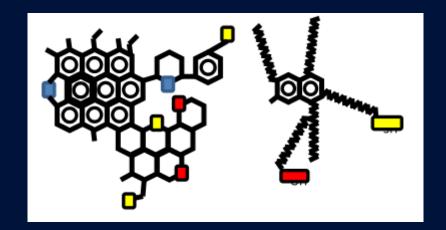


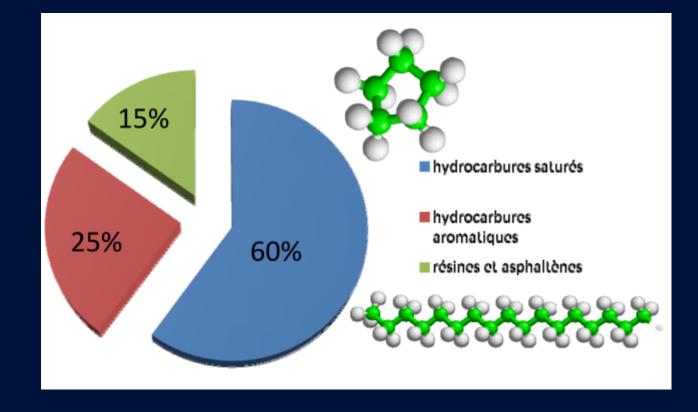
Propane

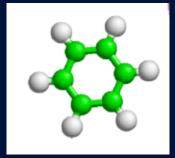
Ethane

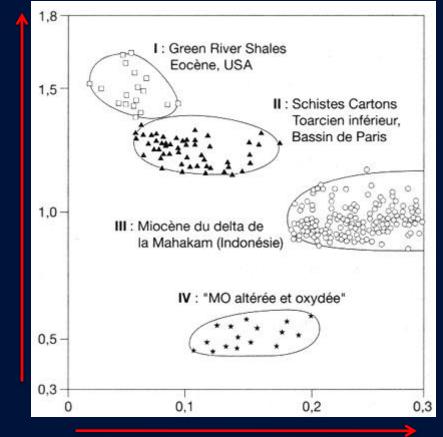












Rapport atomique O / C

Introduction

Le moteur principal de la genèse des hydrocarbures est un processus thermo-chimique complexe qui, partant d'une matière organique originelle, aboutit à un mélange d'hydrocarbures dont la nature et les proportions relatives sont fonction de l'enfouissement et dépendent des conditions de température, de pression et du temps.

La présence d'une accumulation pétro-gazéifère est subordonnée à la succession de toute une série d'événements élémentaires qui doivent être répartis dans l'espace et ordonnés dans le temps et font partie intégrante de l'histoire géologique de la région ; chacun de ces évènements a une probabilité d'occurrence plus ou mois faible mais jamais négligeable.

Les méthodes géochimiques

Les méthodes d'analyse géochimique, en progrès rapide, viennent de plus en plus renforcer les observations géologiques, notamment dans le domaine de la sédimentologie.

En matière de la géochimie organique, les mesures sur carottes permettant à partir des teneurs en charbon, en matière organiques et en butumes, par exemple d'obtenir quelques indications sur les possibilité pétroligènes des dépôts. la tendance est actuellement d'essayer de caractériser le faciès à partir d'analyses d'oligoéléments, ce qui permet d'effectuer les mesures sur des échantillons de terrain.

L'étude des indices superficiels d'hydrocarbures, quand ils existent, revêt par ailleurs une importance capitale dans toute la prospection préliminaire.

L'objectif de base de la géochimie organique est la contribution à la compréhension des systèmes pétroliers. Elle se propose d'étudier :

- identification et répartition spatio-temporelle des roches-mères pétrolières et les principaux types de matière organique sédimentaire (TOC...)
- maturation de la matière organique sédimentaire sous l'effet de l'enfouissement (augmentation de la pression et de la température) et la génération des hydrocarbures (Pyrolyse...)
- caractérisation (optiques et physico-chimiques) des roches mères pétrolières.
- migration primaire et secondaire des hydrocarbures jusqu'à leur accumulation dans des réservoirs.
 - modélisation de bassin sera faite.
- utilisation des biomarqueurs pour les correlation huile-huile, huile-roche mères.

En s'appuyant sur les données géologiques, sismiques disponibles et géochimiques, le géologue sera en mesure de reconstituer l'histoire géologique (dépôts, subsidence compaction) et thermique du bassin. L'objectif à atteindre est la proposition de modèle de « forage fictif » en associant les données de surface et celles de la sismique pour mettre en place le « timing » des phénomènes suivants : chemins de migration (fortement conditionnés par les structures tectoniques), réservoir (s), couverture (s), période de génération des hydrocarbures à partir de la roche mère sous l'effet thermique ;

L'objectif recherché est létablissement de carte pétrolière des bassins et par voie de conséquence l'identification des systèmes pétroliers.

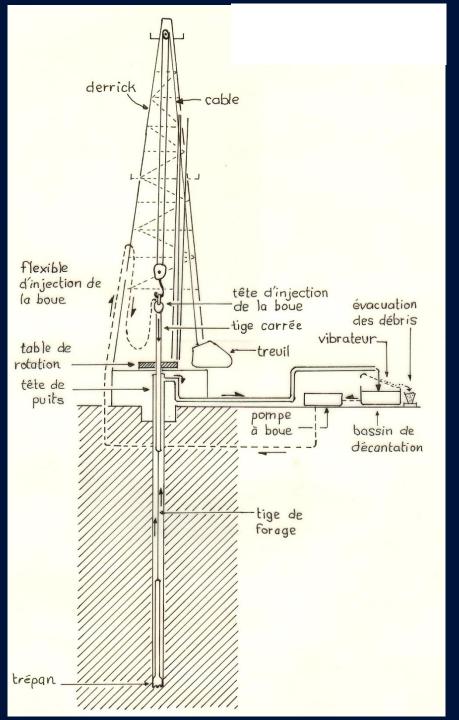
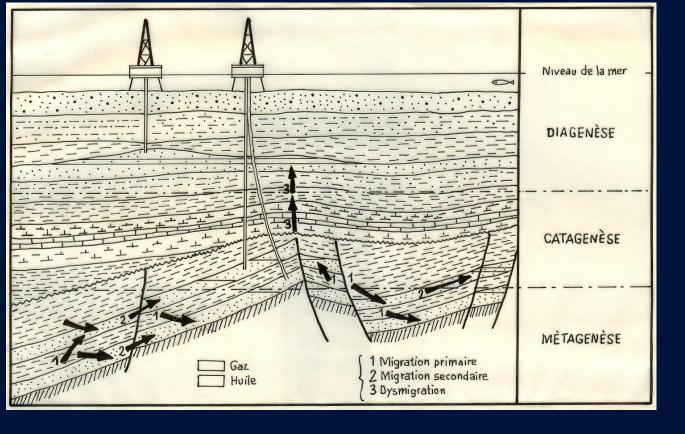


Schéma d'une installation de forage où les flèches montrent le circuit de la boue. Le moteur principal entraine la tige carrée et avec elle le train de tiges et le trépan par l'intermédiaire de la table de rotation

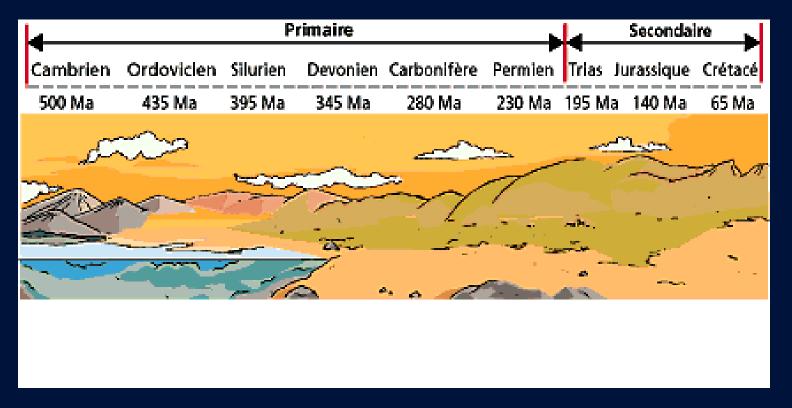


Migration des hydrocarbures

- 1 migration primaire
- 2 migration secondaire
- 3 migration tertiaire

La migration des hydrocarbures depuis la roche mère où ils se forment jusqu'au piège où ils s'accumulent comporte deux étapes. L'expulsion hors de la roche mère ; roche à grains fins riche en matière organique suffisamment enfouie pour avoir produit des hydrocarbures, dans des drains perméables (grès, calcaires grossiers, roches faillées ou fissurées) est appelée migration primaire. Elle est ici symbolisée par les flèches (1). Le cheminement des hydrocarbures dans des drains jusqu'au piège où ils sont stockés est appelée migration secondaire, ici symbolisée par les flèches (2). Ce piège est constitué d'une roche poreuse et perméable, la roche réservoir et d'une barrière (roche imperméable, fermeture contre faille) qui arrête les hydrocarbures dans leur progression. Il est rare que la barrière soit suffisante pour arrêter des hydrocarbures à l'échelle des temps géologiques. Il se produit donc des fuites, phénomène qu'on appelle migration tertiaire ou dysmigration. Ici symbolisée par les flèches (3). Ces fuites sont éventuellement responsables de l'existence des indices de surface. (D'après Durand et Ungerer, 1985)

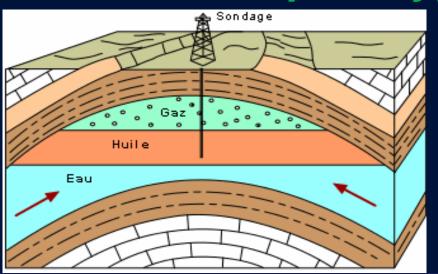
La vie, la mort

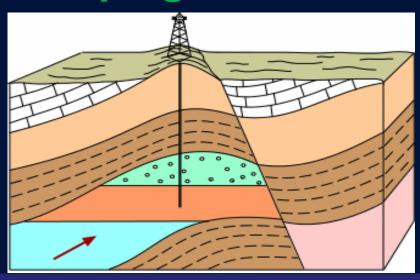


Entre la première cellule vivante et nous, en passant par les algues, les fougères, les trilobites, les ammonites, les dinosaures et plus tard, les mammifères, des millions et des millions d'espèces végétales et animales ont existé, puis ont disparu ; des milliards de milliards d'êtres ont ainsi vécu et sont morts...

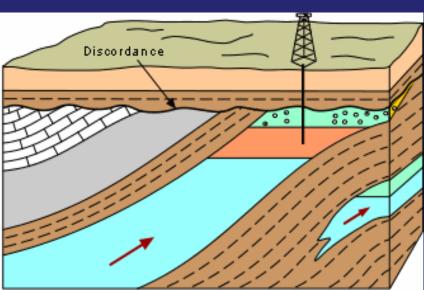
Ces temps anciens ont été découpés en **ères**, elles-mêmes découpées en **périodes**. Les périodes ont des durées variables, qui se chiffrent en millions d'années (Ma). Les durées correspondent à la vie d'une **flore** ou d'une **faune** particulière.

Principaux types de pièges

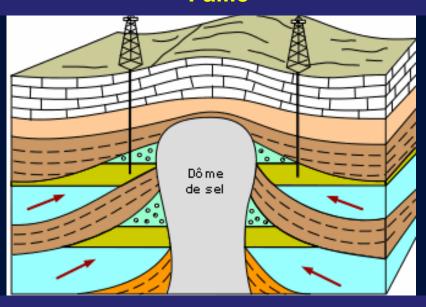




Anticlinal



Faille



Discordance et biseau sédimentaire

Pièges mixtes associés à un diapirs

bien souvent, cela débute...

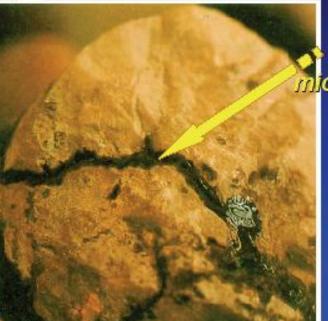


... par des suitements naturels d'hydrocarbures

Migration primaire

Migration secondaire

et RR ...



microfracture

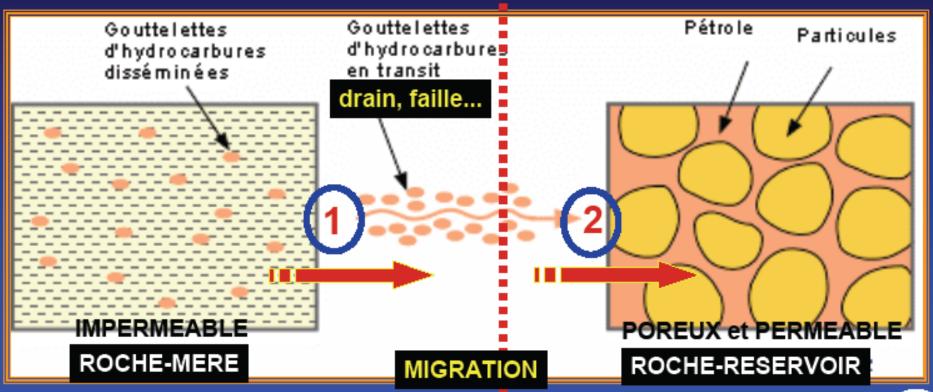
... par des 'oil shows'

earoittes de forage

100'm-----1000'Km

MIGRATION PRIMAIRE

MIGRATION SECONDAIRE



DYSMIGRATION

Il faut que les conditions géologiques soient telles que les gouttelettes en viennent à être expulsées de la roche-mère, puis transportées dans une roche perméable pour venir se concentrer dans ce qu'on appelle une roche-réservoir où le pétrole se trouve dans les pores de la roche; une sorte de roche éponge

3

Processus dans Systèmes Pétroliers

Le pétrole s' accumule dans des pièges structuraux fermés

