



Article professionnel

Article

1987

Published version

Public access

This is the published version of the publication, made available in accordance with the publisher's policy.

La matière organique dans les roches sédimentaires et genèse des
hydrocarbures (pétrole et gaz)

Gorin, Georges Edouard

How to cite

GORIN, Georges Edouard. La matière organique dans les roches sédimentaires et genèse des hydrocarbures (pétrole et gaz). In: Cahiers de la Faculté des sciences / Université de Genève, 1987, n° 15, p. 69–80.

This publication URL: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:182409>

© This document is protected by copyright. Please refer to copyright holder(s) for terms of use.

Last deposit update in Archive ouverte UNIGE on 08.01.2025 12:33

LA MATIERE ORGANIQUE DANS LES ROCHES SEDIMENTAIRES ET GENESE DES HYDROCARBURES (PETROLE ET GAZ)

INTRODUCTION

Si la prospection et l'exploitation du pétrole ont commencé avant le début de ce siècle, ce n'est guère que dans les vingt dernières années que les chercheurs ont pu établir avec certitude la relation génétique qui existait entre hydrocarbures et constituants organiques des roches sédimentaires. Le développement de cette recherche a été considérablement aidé par les compagnies pétrolières, car la connaissance de l'origine des hydrocarbures permet de mieux évaluer le potentiel des bassins sédimentaires et de mieux implanter les forages d'exploration.

L'étude des constituants organiques des roches sédimentaires fait appel de nos jours aux disciplines suivantes :

- l'*étude des charbons*, qui représentent les accumulations de matière organique les plus importantes dans la nature.
- la *palynologie*, qui à l'origine ne s'étendait qu'aux pollens et aux spores, étudie maintenant l'ensemble du résidu organique des roches.
- la *géochimie organique* s'attache non seulement à l'étude des hydrocarbures naturels (pétrole, gaz, bitumes, extraits chloroformiques de roches) mais aussi à celle de la matière organique insoluble des roches sédimentaires.
- enfin la *microbiologie* et la *pédologie* ont, plus récemment, contribué à expliquer l'importance des transformations bactériennes qui interviennent dans les sédiments récents.

ORIGINE ET DEPOSITION DE LA MATIERE ORGANIQUE DANS LES SEDIMENTS

La nature de la matière organique (en abrégé MO) déposée dans les sédiments dépend en grande partie de l'association naturelle des groupes d'organismes ou végétaux qui existent dans le milieu considéré.

De manière générale (fig. 1A), la MO est d'origine continentale ou aquatique (marine ou d'eau douce). La *MO d'origine continentale* consiste essentiellement en débris végétaux : tissus ligneux, feuilles, spores, pollens, résines, etc... Ces débris sont transportés par les eaux de surface jusqu'au milieu lacustre ou marin où ils vont se sédimenter. Lors de ce transport ils peuvent subir des transformations physico-chimiques, en particulier une forte réduction de taille. La *MO d'origine aquatique* est composée principalement de plancton animal (zooplancton) et végétal (phytoplancton). La contribution du phytoplancton est la plus importante sous forme d'algues et de dinoflagellés*. Il faut aussi ajouter les bactéries aérobies* qui forment avec le plancton une « pluie » de MO qui va s'incorporer dans les sédiments. Les bactéries anaérobies* sont importantes dans les milieux à très faible teneur en oxygène où elles peuvent modifier la nature de la MO qui s'y est déposée.

L'oxydation dégrade très rapidement la MO, et les sédiments déposés dans des milieux à forte teneur en oxygène ne conserveront que peu ou pas de MO. Les milieux à très faible teneur en oxygène sont donc les plus favorables à la préservation de la MO : de telles conditions existent d'une part où le taux de sédimentation est élevé (deltas) et d'autre part dans des bassins lacustres ou marins où règnent en profondeur des conditions anoxiques (Mer Noire actuelle).

Par sa connaissance des environnements de dépôt des roches sédimentaires, le géologue pourra cerner avec plus de précision quels sont les types de roches susceptibles de contenir du carbone organique en quantité suffisante pour produire, après enfouissement, des hydrocarbures. Ces roches, appelées *roches-mères* du pétrole, contiennent en moyenne entre 1 et 10% de carbone organique (les charbons forment bien sûr un cas spécial puisqu'ils sont constitués en majeure partie de carbone organique).

COMPOSITION ET CLASSIFICATION DE LA MATIERE ORGANIQUE DANS LES ROCHES SEDIMENTAIRES : LE KEROGÈNE

La MO est déposée dans les sédiments récents sous forme de « biomolécules ». Avec l'enfouissement du bassin sédimentaire, ces biomolécules vont évoluer en « géomolécules » par une succession de transformations physico-chimiques résultant de l'augmentation de pression et de température (fig. 1B). Ce sont ces géomolécules que le géologue va étudier dans les roches indurées et que l'on appelle *kérogène*. Arrivé à un certain niveau de maturité, le kérogène produit d'abord de l'huile (on dira que le kérogène se trouve dans la « fenêtre à huile »), puis du gaz (kérogène dans la « fenêtre à gaz »).

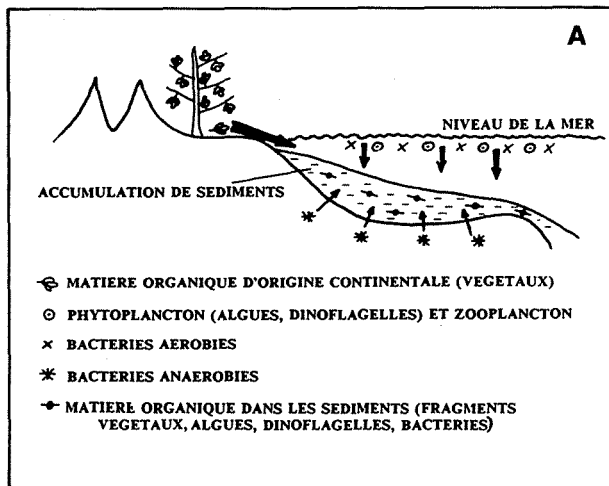


Fig. 1a

Origine continentale et aquatique (marine ou d'eau douce) de la matière organique déposée dans les sédiments récents.

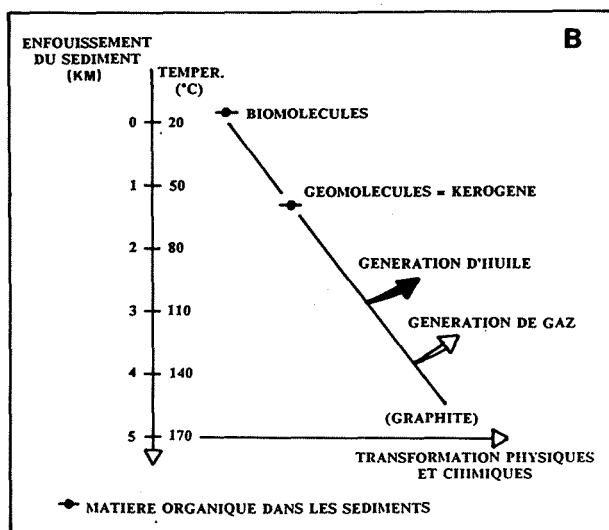


Fig. 1b

Transformation de la matière organique dans les sédiments : avec l'enfouissement les « biomolécules » se transforment en kérogène (augmentation de la pression et de la température). Arrivé à une certaine maturité thermique, le kérogène va d'abord générer de l'huile, puis du gaz.

Pour étudier la composition du kérogène, il faut d'abord éliminer à l'aide d'acide fluorhydrique la fraction minérale qui constitue l'essentiel d'une roche sédimentaire (fig. 2a). On peut auparavant extraire à l'aide d'un solvant la fraction organique soluble de la roche (les « extraits ») pour en étudier la composition chimique (géochimie organique). La partie insoluble dans le solvant organique qui subsiste après destruction de la phase minérale constitue le kérogène sensu stricto.

La discipline qui étudie ce kérogène par microscopie en lumière transmise s'appelle la *palynologie*. Elle permet de définir des *palynofaciès* (ou associations palynologiques) indicateurs du milieu de déposition des sédiments. Deux fractions du kérogène sont particulièrement importantes (fig. 2b) :

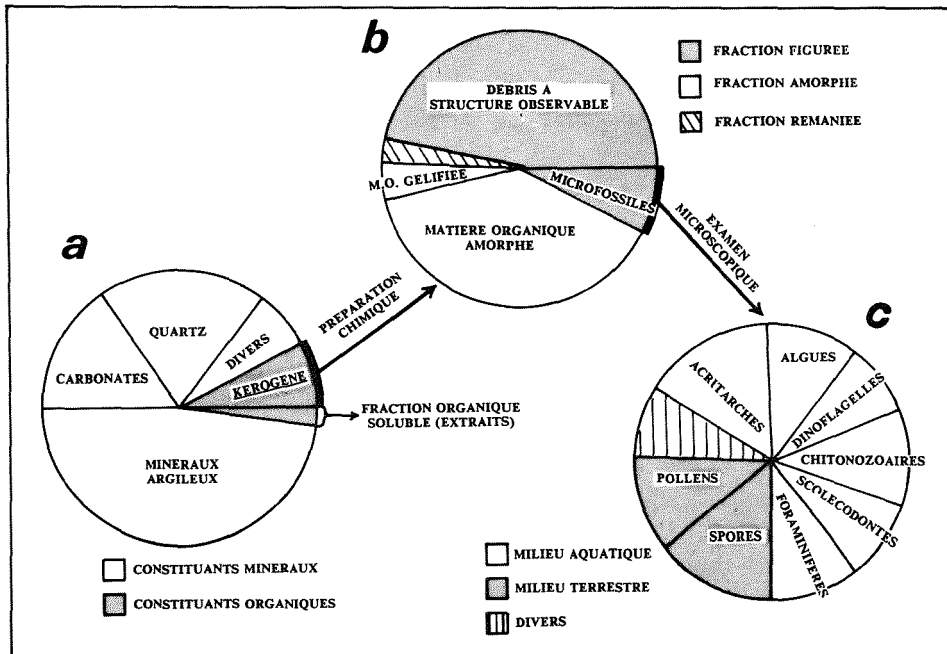


Fig. 2

Composition de la matière organique dans les roches sédimentaires :

- constituants des roches sédimentaires (à part les charbons, il est très rare que les constituants organiques dépassent 10%).
- constituants organiques observés par microscopie en lumière transmise après destruction de la phase minérale par acide fluorhydrique.
- microfossiles organiques observés par microscopie en lumière transmise. Les plus utilisés pour la datation sont les acritarches*, dinoflagellés*, chitinozoaires*, spores et pollens.

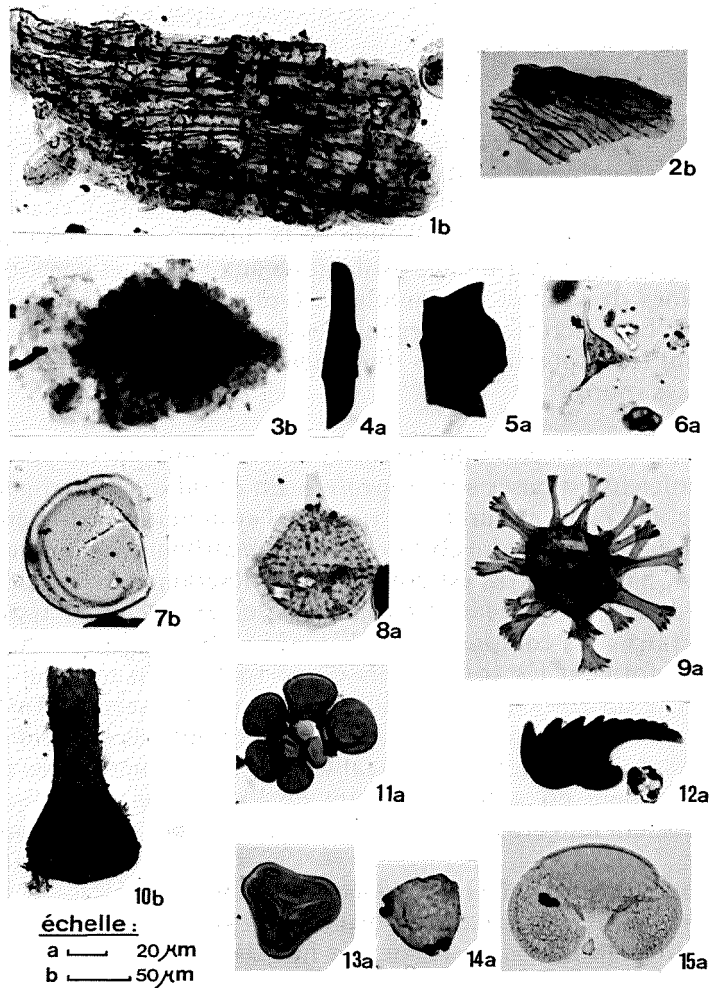


Fig. 3

Constituants de la matière organique dans les roches sédimentaires (kérogène) vus en microscopie en lumière transmise :

1. débris ligneux, Tertiaire inférieur (40 millions d'années)
2. débris de cuticule*, Tertiaire inférieur (40 m.a.).
3. matière organique amorphe, Crétacé inférieur (130 m.a.).
4. fragment allongé d'inertinite (matière organique gélifiée), Tert. inf. (40 m.a.).
5. fragment de vitrinite (matière organique gélifiée), Tert. inf. (40 m.a.).
6. acritarche* (genre *Veryachium*), ère primaire (425 m.a.).
7. algue marine (genre *Tasmanites*), Jurassique supérieur (155 m.a.).
8. dinoflagellé* (genre *Gardodinium*), Crétacé inférieur (130 m.a.)
9. dinoflagellé* (genre *Kleithriasphaeridium*), Crét. inf. (130 m.a.).
10. chitinozoaire* (genre *Ancyrochitina*), ère primaire (425 m.a.).
11. couche basale chitineuse de foraminifère*, Crét. inf. (130 m.a.).
12. scolécodonte*, Crét. inf. (130 m.a.).
13. spore (végétaux inférieurs), Crét. inf. (130 m.a.).
14. pollen (arbres feuillus), Tertiaire inférieur (37 m.a.).
15. pollen (cônifères), Tertiaire supérieur (10 m.a.).

- la *fraction amorphe* subdivisée en MO gélifiée (débris charbonneux) et MO amorphe d'origine principalement bactérienne (fig. 3).
- la *fraction figurée*, constituée d'une part de débris à structure observable d'origine continentale (débris ligneux, débris de feuilles, fig. 3), et d'autre part de microfossiles organiques (fig. 2c et 3). Ces microfossiles organiques forment l'objet d'étude de la *palynologie stratigraphique*, qui a pour but de donner un âge géologique aux roches et constitue une des disciplines de la micropaléontologie (voir article de L. Zaninetti et R. Wernli). Les microfossiles organiques les plus importants pour la datation sont les acritarches*, les dinoflagellés*, les chitinozoaires*, les pollens et les spores.

Une autre classification du kérogène couramment utilisée par les géochimistes organiciens est basée sur la *pyrolyse*. En chauffant le kérogène à haute température on peut mesurer les rapports atomiques hydrogène/carbone organique (= indice d'hydrogène) et oxygène/carbone organique (= indice d'oxygène). Chaque analyse est portée sur un diagramme binaire (fig. 4). Par analogie avec la pétrographie des charbons, les géochimistes appellent souvent « macéraux » les composants du kérogène (de la même manière que les « minéraux » forment les composants d'une roche). Un macéral se termine toujours par le suffixe « -ite » : ainsi l'alginite est un macéral formé d'algues. Dans un diagramme de pyrolyse, l'axe le plus important est *l'indice d'hydrogène*, car c'est lui qui détermine la qualité de la roche-mère : plus il est élevé, plus la roche-mère est apte à produire de l'huile. On peut ainsi grouper géochimiquement les kérogènes en trois grands groupes de macéraux :

- le groupe de la *liptinite* (ou *exinite*) très riche en lipides. On y distingue un *type I* qui représente essentiellement les kérogènes à base d'algues, de spores, de cutinite ou de résine. Le *type II* est celui de la matière organique amorphe, d'origine la plus souvent bactérienne. Les types I et II sont les meilleures roches-mères dans la nature.
- le groupe de la *vitritinite* comprend surtout des débris de plantes terrestres pauvres en hydrogène. Ce *type III* ne livrera que des hydrocarbures gazeux.
- le groupe de l'*inertinite* contient de la MO qui a été passablement oxydée et qui ne réagit plus à la température. Ce kérogène de *type IV* est « inerte » et ne produira pratiquement pas d'hydrocarbures. Il ne constitue pas une roche-mère.

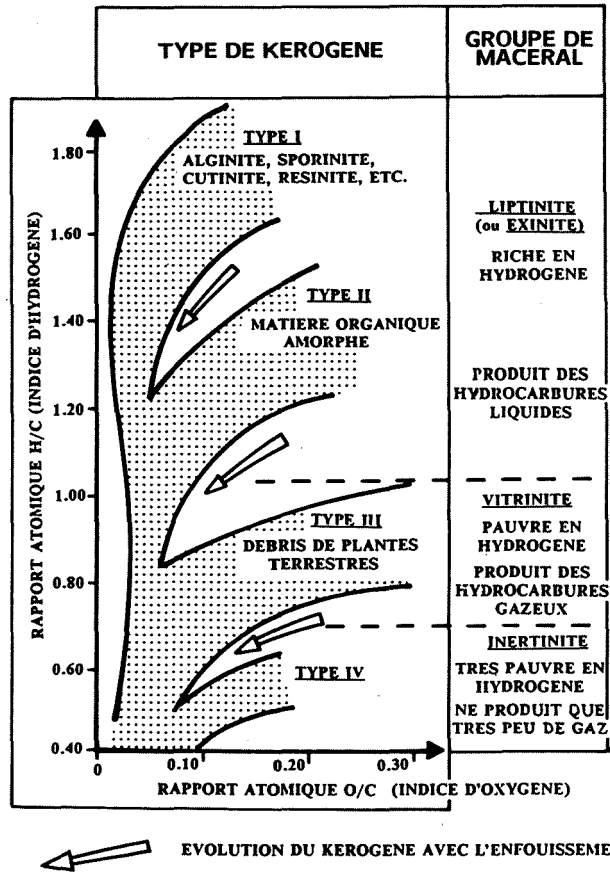


Fig. 4

Classification de la matière organique dans les roches sédimentaires (kérogène) en fonction des indices d'hydrogène et d'oxygène déterminés par pyrolyse.

MIGRATION ET ACCUMULATION DES HYDROCARBURES

Imaginons un profil géologique schématisé (fig. 5) illustrant une coupe à travers un bassin sédimentaire. On y trouve une superposition de couches de roches poreuses (calcaires ou sableuses indurées) et de roches imperméables (argileuses). Les roches poreuses sont appelées *roches-réservoirs* et sont presque toujours imprégnées d'eau, de la même manière qu'une éponge est imbibée de fluide. Les roches imperméables sont appelées *roches-couvertures* car elles ne laissent pas passer les fluides et les gaz.

Dans notre exemple (fig. 5), un niveau de roche-couverture est très riche en kérogène (type I ou II) et forme une excellente roche-mère. Au cours de l'histoire géologique du bassin, les roches sédimentaires ont été plissées sous l'effet de mouvements dans l'écorce terrestre : elles forment un dôme dont le flanc est faillé. A certains endroits, la roche-mère a été enfouie à une profondeur où elle a atteint le seuil de maturité de la fenêtre à huile. Sous l'effet de la pression et de la température, le kérogène va alors «expulser» de l'huile dans la roche-réservoir adjacente déjà imprégnée d'eau. Le pétrole étant moins dense que l'eau, il va *migrer* vers le haut à travers la roche poreuse. Lorsqu'il atteint le sommet du dôme formé par la roche-réservoir, sa progression vers le haut sera bloquée par la roche-couverture. Le pétrole va s'accumuler dans ce « piège » et repousser l'eau vers le bas. La taille de l'accumulation sera déterminée par la forme de la structure en dôme et par la nature de la faille. Dans l'exemple de la figure 5, la faille est considérée comme encore active et associée à un réseau de fractures qui forment un conduit pour les

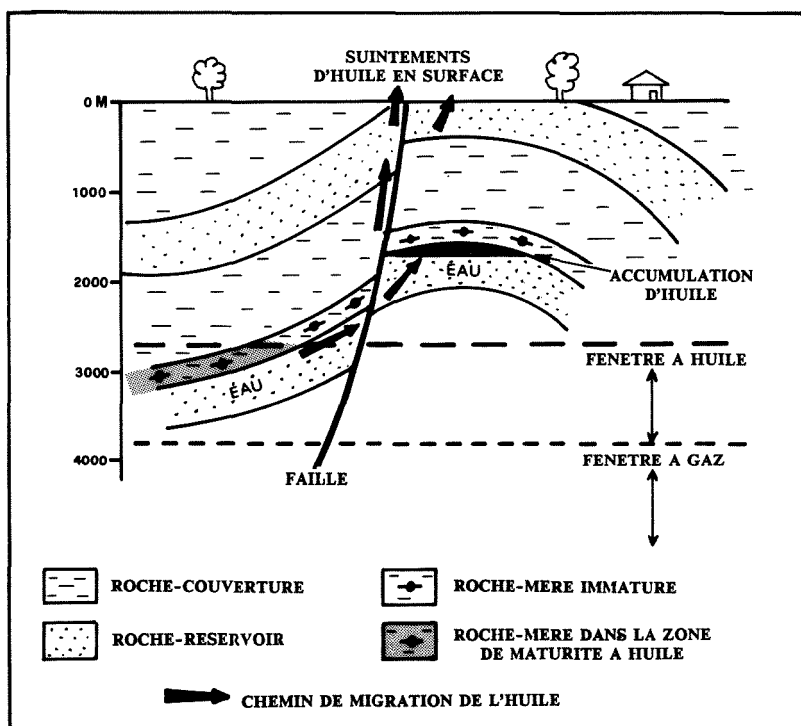


Fig. 5

Coupe géologique schématisée illustrant la migration du pétrole à partir d'une roche-mère et la formation d'un champ pétrolier et de suintements d'huile en surface.

fluides jusqu'en surface. A l'endroit où la roche-couverture de l'accumulation pétrolière est affectée par la faille, le pétrole va s'échapper vers le haut par gravité. Cela donnera naissance à des suintements d'huile en surface qui ont souvent permis aux géologues de localiser des champs pétroliers bien avant le développement des techniques modernes de prospection.

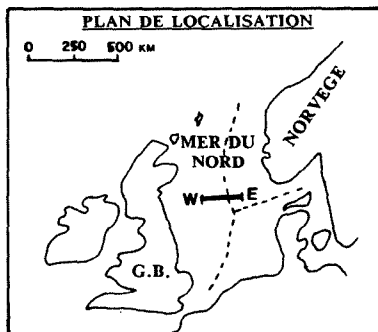
Dans l'exploration pétrolière actuelle, on s'efforce, avant le forage, de modéliser l'évolution des roches-mères potentielles dans un bassin. Pour ce faire, il faut d'abord évaluer les types de kérogène qui ont pu se déposer dans le bassin ; on utilise pour cela des informations provenant de forages préliminaires ou des données régionales (roches affleurant en surface). On essaie ensuite de reconstituer l'histoire d'enfouissement du kérogène et son évolution thermique. Le but est de prédire *quand et où* le kérogène a pu produire des hydrocarbures. Les géologues établissent ainsi l'*habitat des hydrocarbures* du bassin en question.

HABITAT DES HYDROCARBURES : EXEMPLE DE LA MER DU NORD

La figure 6 présente une section géologique d'ouest en est à travers la Mer du Nord Centrale, à cheval sur les eaux territoriales anglaises et norvégiennes.

Le soubassement géologique d'âge permien (environ 270 millions d'années) a été affecté par d'importantes failles qui ont abaissé la partie orientale de la section. Une épaisse couche de sel (âge : 260 m.a.) va progressivement se déformer pendant une période allant d'environ 240 à 40 m.a. Le mouvement du sel déformera les couches de roches sus-jacentes et créera des structures favorables au piégeage des hydrocarbures. On y reconnaît la succession stratigraphique suivante :

- des roches-réservoirs sableuses indurées du Trias et Jurassique (âge : 220 à 150 m.a.).
- une roche-mère argileuse d'âge jurassique supérieur (145 m.a.) : cette roche, appelée « *argile de Kimmeridge* » est riche en kérogène de type II. Sa teneur en carbone organique varie en moyenne entre 2 et 10%. L'argile de Kimmeridge est la source de la majeure partie des hydrocarbures liquides de la Mer du Nord.
- une roche-couverture argileuse du Crétacé inférieur (âge : 140-95 m.a.).
- des roches calcaires (craie) d'âge Crétacé supérieur (95-65 m.a.) localement suffisamment poreuses et perméables pour devenir des roches-réservoirs.

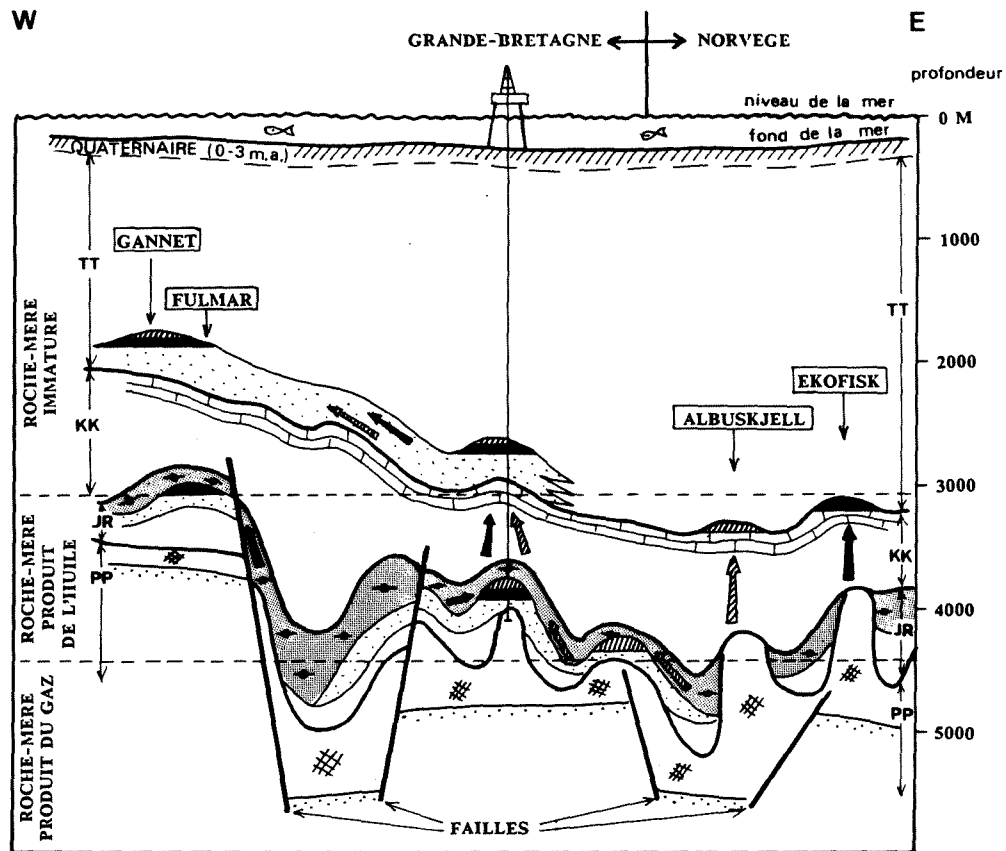


CHAMPS PETROLIERS

- FULMAR** NOM DU CHAMP
- HUILE
 - GAZ
 - HUILE + GAZ
 - MIGRATION D'HUILE
 - MIGRATION DE GAZ

ROCHES

- ROCHES ARGILEUSES (SOUVENT IMPERMEABLES)
- ROCHES-RESERVOIRS SABLEUSES
- ROCHES-RESERVOIRS CALCAIRES (CRAIE)
- ROCHE-MERE (ARGILE DE KIMMERIDGE)
- SEL



AGE GEOLOGIQUE DES ROCHES (m.a.= millions d'années)

- | | |
|-------------------------------|---|
| TT TERTIAIRE
(3 - 65 m.a.) | JR JURASSIQUE-TRIAS
(135 - 250 m.a.) |
| KK CRETACE
(65 - 135 m.a.) | PP PERMIEN
(250 - 289 m.a.) |

Fig. 6

Coupe géologique simplifiée à travers la Mer du Nord Centrale illustrant l'habitat des hydrocarbures de cette région : la roche-mère (argile de Kimmeridge) a généré du pétrole et du gaz qui ont formé des accumulations dans des roches-réservoirs s'échelonnant du Trias (âge : 220 m.a.) au Tertiaire inférieur (âge : 45 m.a.).

- des roches tertiaires (âge : 65-3 m.a.) qui sont essentiellement des roches-couvertures argileuses, sauf dans la partie occidentale de la section où existent à la base du Tertiaire des roches-réservoirs sableuses souvent peu indurées.

Avec les premiers puits d'exploration dans la Mer du Nord Centrale en 1967 et la découverte du champ d'Ekofisk en 1969, les géologues et géochimistes organiciens ont établi la corrélation qui existait entre le pétrole et l'argile de Kimmeridge. Avec l'acquisition de nouvelles données le modèle d'habitat des hydrocarbures allait s'améliorer et se raffiner (fig. 6). On estime actuellement que l'argile de Kimmeridge est capable de produire de l'huile lorsqu'elle est située entre 3000 et 4300 mètres. Au-dessous de 4300 mètres, elle ne peut plus générer que du gaz.

Avec ce modèle on peut expliquer toutes les découvertes de champs d'hydrocarbures faites à ce jour (fig. 6) :

- dans les roches du Jurassique-Trias, avec l'augmentation de la profondeur d'ouest en est on trouve successivement des champs d'huile (Fulmar), d'huile+gaz et finalement de gaz uniquement lorsque la roche-mère est entrée dans la fenêtre à gaz.
- l'existence d'hydrocarbures dérivés de l'argile de Kimmeridge dans les roches du Crétacé et du Tertiaire est due à l'action des dômes de sel : en poussant les sédiments vers le haut, ils ont créé localement un réseau de fractures qui traverse les roches-couvertures du Crétacé. Ces fractures permettent la migration des hydrocarbures dans les roches-réservoirs crayeuses du Crétacé supérieur. Deux cas peuvent alors se présenter :
 - a) la craie est recouverte par les roches-couvertures du Tertiaire qui piègent les hydrocarbures : c'est le cas des champs norvégiens d'Albuskjell et Ekofisk. Le champ d'Albuskjell est beaucoup plus riche en gaz qu'Ekofisk parce que l'argile de Kimmeridge qui l'a alimenté est plus profonde que celle qui a alimenté Ekofisk.
 - b) la craie est recouverte par les roches-réservoirs sableuses à la base du Tertiaire. Dans ce cas les hydrocarbures migreront dans ces sables où ils formeront des accumulations qui vont s'échelonner à des profondeurs très diverses : lorsque le « piège » le plus profond est plein (comme celui qui est pénétré par le forage indiqué sur la figure 6), le « trop-plein » d'hydrocarbures va utiliser les sables tertiaires comme conduit de migration et remplir des pièges situés à plus faible profondeur comme le champ de Gannet.

Un tel modèle a beaucoup d'applications pour l'exploration future. Citons-en trois comme exemple :

1. Toute roche-réservoir formant un objectif au-dessous de 4000 mètres sera vraisemblablement remplie de gaz plutôt que d'huile.
2. La craie ne constituera un objectif pétrolier qu'à l'est de la terminaison des roches-réservoirs sableuses du Tertiaire inférieur.
3. On pourra trouver des hydrocarbures dans des roches tertiaires jusqu'à faible profondeur et dans des zones qui peuvent être latéralement fort éloignées de la région où l'argile de Kimmeridge les a produits.

ORIENTATION DES RECHERCHES

Des recherches sur la matière organique dans les roches sédimentaires sont poursuivies au Département de Géologie-Paléontologie dans les domaines suivants :

- a) En *palynologie stratigraphique*, l'étude des dinoflagellés, pollens et spores permet de dater les sédiments alpins et périalpins des ères secondaires et tertiaires.
- b) En *sédimentologie et palynofaciès*, l'étude du résidu organique total de ces mêmes sédiments permet d'identifier la nature, l'environnement de dépôt et le degré de maturité de roches-mères potentielles.
- c) En *géochimie organique*, des études sont faites en collaboration avec le laboratoire de spectrométrie de masse de l'Université (Prof. A. Buchs). Elles ont pour but de mieux comprendre les relations existant entre roches-mères et hydrocarbures. Les indices d'hydrocarbures sont bien connus dans notre région, en particulier les suintements bitumineux de la molasse (par exemple à Dardagny, canton de Genève). Leur origine reste pourtant obscure ; une collaboration entre géologie et géochimie organique peut aider à en préciser la source et améliorer la connaissance de l'habitat des hydrocarbures dans notre région.

Georges GORIN

Littérature consultée :

- Durand, B. (Ed.)(1980) : Kerogen : insoluble organic matter from sedimentary rocks. Editions Technip, Paris, 519 p.
- Robert, P. (1985) : Histoire géothermique et diagenèse organique. Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine, Pau, 345 p.
- Tissot, B.P. & Welte, D.H. (1978) : Petroleum formation and occurrence : a new approach to oil and gas exploration. Springer-Verlag, Berlin, 538 p.