

# PETROFISICA INTEGRATA

Modulo 1 2 CFU

A.A. 2016-17

Corso di Insegnamento per  
Laurea Magistrale in **Geoscienze**

*curriculum*

**Geofisico – II° anno**

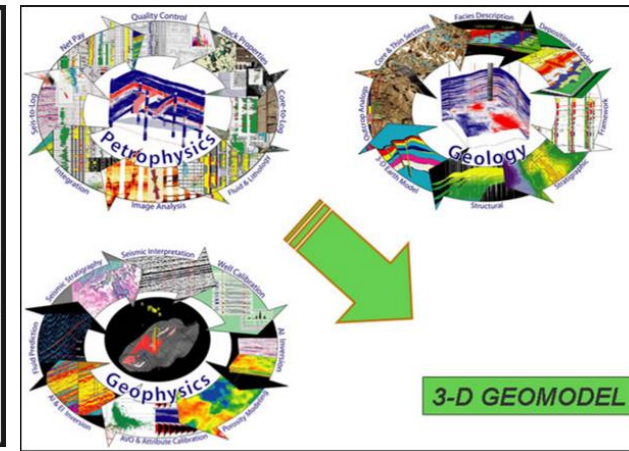
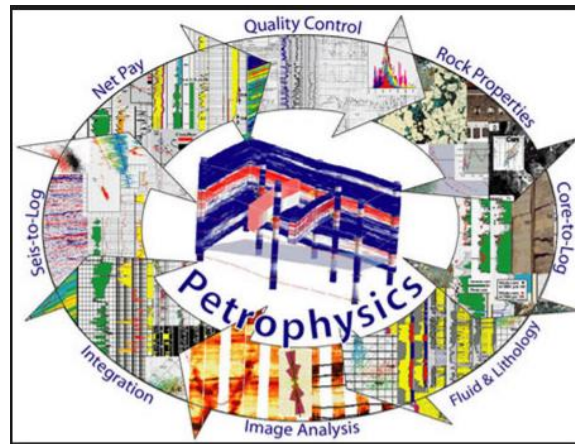
**Geologico Ambientale – I° anno – complementare**

- Orario del corso
- Reperibilità per chiarimenti e spiegazioni

- Bibliografia
- Modalità d'esame

## What is Petrophysics?

- from the Greek  
πέτρα, *petra* = "rock"  
φύσις, *physics* = "nature"



- study of **physical and chemical rock properties and their interactions with fluids** (aqueous solutions, gases, hydrocarbon);
- it is applied to explore water resource, CO<sub>2</sub> storage, etc., but major application of petrophysics is in **studying reservoirs** for the hydrocarbon («H.») industry. It helps reservoir engineers and geoscientists to understand the rock properties of the reservoir, particularly how pores in the subsurface are interconnected, controlling the accumulation and migration of hydrocarbons.
- a key aspect of petrophysics is measuring and evaluating the rock properties by acquiring **well log measurements**. These measures, combined with geological and geophysical studies and reservoir engineering, give a complete information about the reservoir and its behaviour during hydrocarbon exploitation.

# Petrophysics – Mod.1

## Contents

- INTRODUCTION TO PETROLEUM GEOLOGY: basal hydrocarbon chemistry; basins, source rocks, migration, traps
- BASAL CONCEPTS OF HYDROCARBON PHYSIC PROPERTIES AND PHASE BEHAVIOUR
- POROSITY AND PERMEABILITY
- CAPILLARY PRESSURE / WETTABILITY
- FORMATION RESISTIVITY AND WATER SATURATION

### What is Petrol?

from the Greek, petra ("rock") + oil

- In the past, used in medicine, for lamps, to waterproofng ships;
- Since the XIX° century it became the main energy source



**Above:** The Nobel Brothers' oil wells in Balakhani, a suburb of Baku. The derricks were so close to each other, making the risk of fire eminent, and the noise level horrendous. Photo: Asbrink Collection.

## Conventional petrophysical properties

**Lithology:** rock's physical characteristics, such as grain size, composition and texture. A combination of log measurements such as natural gamma, neutron, density and resistivity, allows to determine the lithology down the well.

**Porosity:** calculated using data that measures the reaction of the rock to bombardment by neutron or gamma rays, but can also be derived from sonic and NMR (Nuclear Magnetic Resonance) logging.

**Water saturation:** fraction of water in the pore volume; calculated using measures of the rock resistivity.

**Permeability:** the quantity of fluid (water, hydrocarbon, CO<sub>2</sub>) that can flow through a rock as a function of time and pressure. Formation testing is the only tool that can directly measure a rock formation's permeability down a well. In case of its absence, which is common in most cases, an estimate for permeability can be derived from empirical relationships with other measurements such as porosity and sonic logging.

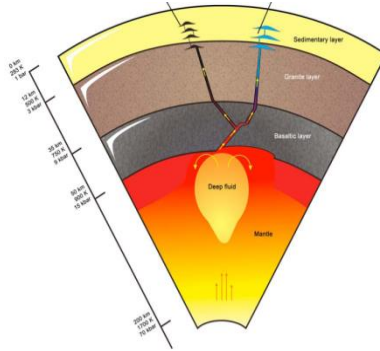
**“Net reservoir rock”** Thickness of rock with enough permeability to deliver fluids to a well bore. In the oil and gas industry, another quantity **“Net Pay”** is computed which is the thickness of rock that can deliver hydrocarbons to the well bore at a profitable rate.

# Origin of hydrocarbon: Biogenic or Abiogenic?

It's true: H. could also be generated by:

- mantle serpentinization
- magmatic processes in volcanic areas
- low-temperature gas-water-rock reaction in continental setting
- syntetic reactions

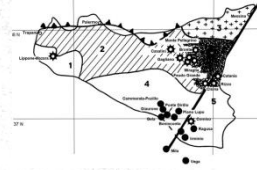
The abiogenic (or abiotic) origin is supported by the presence of methane in the oceanic crust and in the atmosphere of some planets



## DEEP-SEATED ABIOGENIC ORIGIN OF PETROLEUM: FROM GEOLOGICAL ASSESSMENT TO PHYSICAL THEORY

Vladimir G. Kutcherov<sup>1</sup> and Vladilen A. Krayushkin<sup>2</sup>

Received 28 May 2008; revised 15 April 2009; accepted 29 July 2009; published 12 March 2010.



[1] The theory of the abyssal abiogenic origin of petroleum is a significant part of the modern scientific theories dealing with the formation of hydrocarbons. These theories include the identification of natural hydrocarbon systems, the physical processes leading to their terrestrial concentration, and the dynamic processes controlling the migration of that material into geological reservoirs of petroleum. The theory of the abyssal abiogenic origin of

petroleum recognizes that natural gas and petroleum are primordial materials of deep origin which have migrated into the Earth's crust. Experimental results and geological investigations presented in this article convincingly confirm the main postulates of the theory and allow us to reexamine the structure, size, and locality distributions of the world's hydrocarbon reserves.

**Citation:** Kutcherov, V. G., and V. A. Krayushkin (2010), Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory, *Rev. Geophys.*, 48, RG1001, doi:10.1029/2008RG000270.

Etioppe and Sherwood Lollar (2013), Abiotic methane on Earth, Rev. Geophys., 51, 276–299, doi:10.1002/rog.20011.

Abiotic CH<sub>4</sub> can be produced in different geologic environments under a wide range of temperature and pressure. The production mechanisms can be divided into two main classes: magmatic processes, generally in volcanic and high temperature hydrothermal settings, and gas-water-rock interactions (or postmagmatic processes), at lower temperatures.....Abiotic CH<sub>4</sub> includes more than just mantle-derived gas, and that elevated temperatures are not necessary for its synthesis. Recently occurrences of abiotic or dominantly abiotic CH<sub>4</sub> have been documented, so far, in surface seeps and water springs related to serpentinization of ultramafic rocks (peridotites) at temperature below 150°C and in deep subsurface fracture waters in Precambrian cratons and igneous complexes. On land, present-day serpentinization in ultramafic rocks, driven by meteoric water, results in associated abiotic CH<sub>4</sub> at sites in Turkey, Oman, Philippines, New Zealand, Greece, Italy, Japan, and very likely it also occurs in Cyprus, Portugal, Serbia, and other settings where there is evidence of present-day serpentinization (e.g., hyperalkaline, pH >10, and Ca-OH type waters). Such a low temperature serpentinization may be the origin of CH<sub>4</sub> discovered in the atmosphere of Mars..... low temperature (<100C) abiotic CH<sub>4</sub> synthesis is more common than previously thought.

## Obiezioni all'origine inorganica

- Il petrolio è presente per il **99% in rocce sedimentarie** depostesi in prevalenza in ambiente marino. Se fosse di origine inorganica profonda, dovrebbe essere contenuto indistintamente in tutte le rocce porose e permeabili.
- Le rocce che intrappolano il petrolio si sono **formate a profondità relativamente modeste, a temperature più basse** di quelle necessarie **per le sintesi** ottenute da materia organica. Bisogna dunque ammettere spostamenti verticali molto consistenti per passare dalle condizioni di genesi (inorganica) a quelle di intrappolamento.
- Tra i componenti della crosta terrestre non sono **mai stati trovati metalli alcalini o carburi metallici liberi**. In tal modo risulta difficile sostenere le ipotesi basate sulle trasformazioni chimiche di questi elementi
- Il petrolio **non aumenta con la profondità**. Cosa che invece ci si aspetterebbe se il petrolio fosse generato a grandi profondità, all'interno della terra.

e ...

## ...sostegno all'origine organica

1. la grande quantità di **materia organica presente nei sedimenti**, in prevalenza marini o di transizione, compresi fra il Cambriano e il Quaternario (recente), deposti di preferenza in ambiente **anaerobico e riducente**;
2. tutti i greggi contengono azoto e **pigmenti porfirici**. L'azoto varia nei sedimenti in proporzione con il carbonio organico; la **porfirina** può derivare dalla clorofilla dei vegetali o dalla emoglobina animale e **viene distrutta** a temperature **superiori ai 200 °C**. Questo valore non può pertanto essere stato superato durante la naftogenesi;
3. la **polarizzazione rotatoria** che caratterizza i **petroli naturali**. Non si verifica negli idrocarburi sintetizzati da materiale inorganico.

Presence of **BIOMARKERS** in hydrocarbons is one of the main evidence favouring their **BIOGENIC ORIGIN**.

A similar chemical composition of hydrocarbons also suggests their biogenic origin

Organic chemistry or  
Chemical of **Carbon Compounds**

Living Organisms

⇒ Complex functions

⇒ Complex Molecules

⇒ **H, O, C, N** elements that give strong covalent bonds

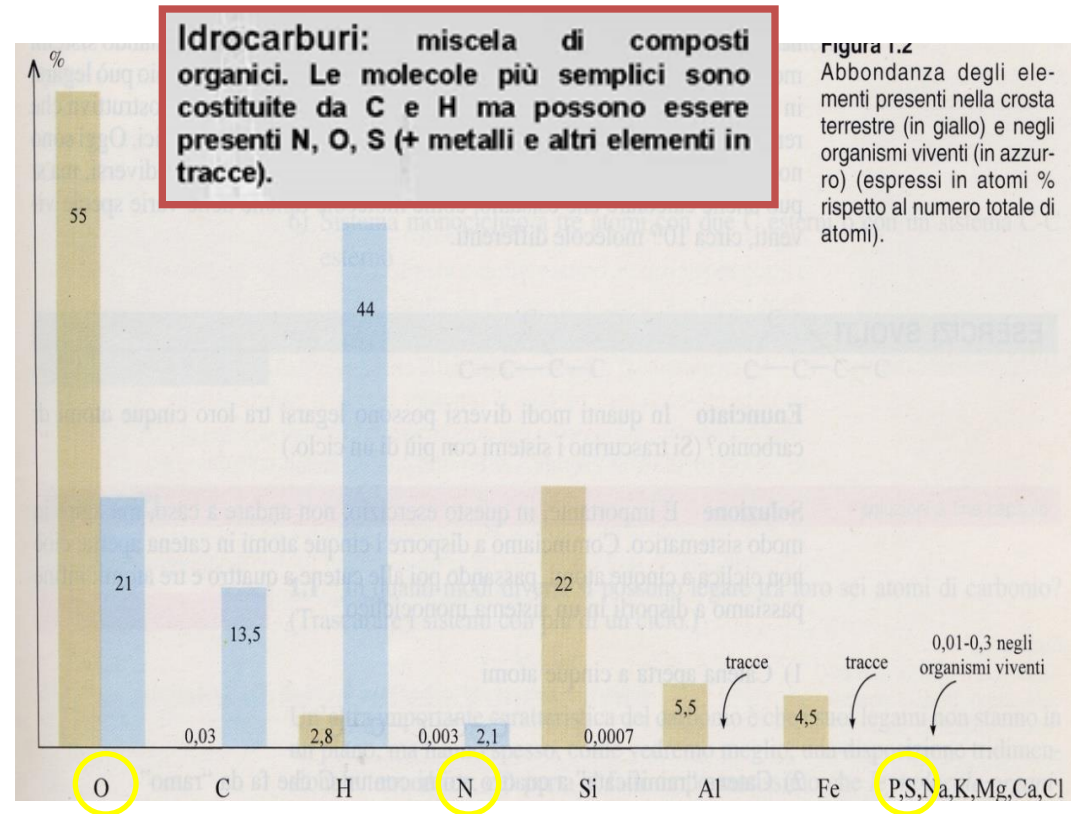
Within a molecule, **carbon** can bind in many different ways

⇒ great constructive versatility

⇒ unlimited number of compounds

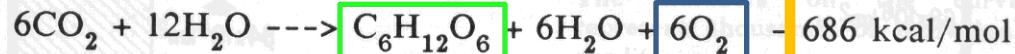
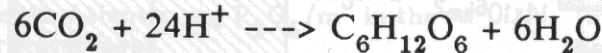
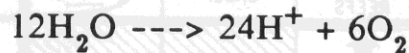
For against, lability of organic compounds:

decomposition at temperature of 300-500°, while the inorganic compounds are generally stable up to 1000°C



# Biogenic Hydrocarbon: what the source of the energy?

## Photosynthesis



solar  
power

Photosynthesis is an endothermic process, that utilizes Carbon dioxide  $\text{CO}_2$  (from the atmosphere for plants, from water solution for algae) and releases free Oxygen  $\text{O}_2$ ; this through absorption of Sun energy.

⇒ photosynthesis produces a progressive increase of oxygen in the atmosphere (Pre-Cambrian atmosphere rich in  $\text{CO}_2$ ).

The glucose so produced is polymerized in polysaccharides or used for the synthesis of proteins and lipids. Therefore, these molecules are not only **biological reserves** useful for the development of life, but also **chemical energy reserves**.

## Oxidation



O. is an esothermal reaction. Part of the organic materiale produced by the phtosynthesis isn't affected by oxidation and it is embedded in the sediments.

This material could produce HYDROCARBON → the energy provided by oxidation of organic matter and from hydrocarbon is the product of the transformation opposite to the photosynthesis.



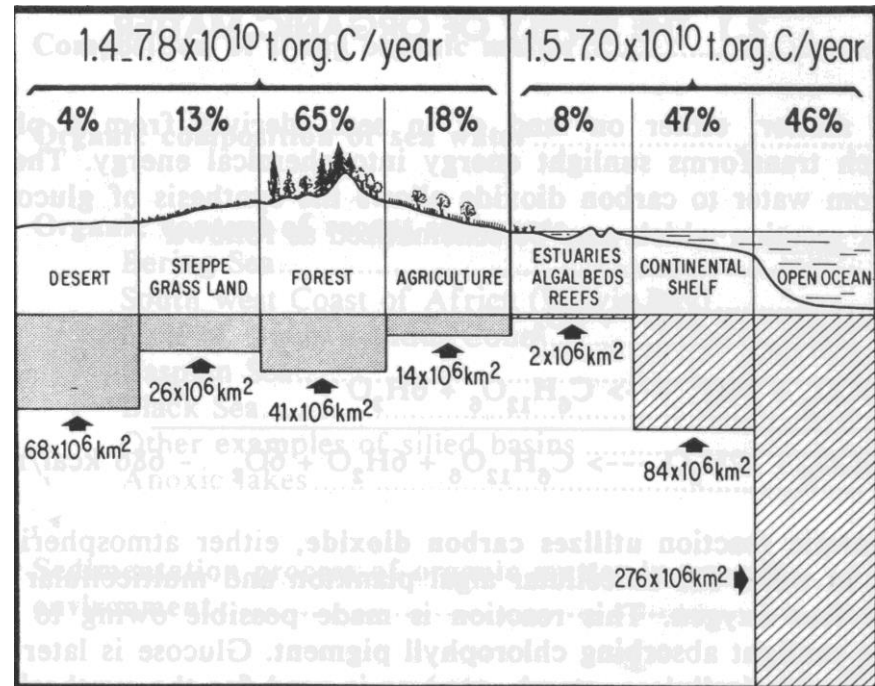
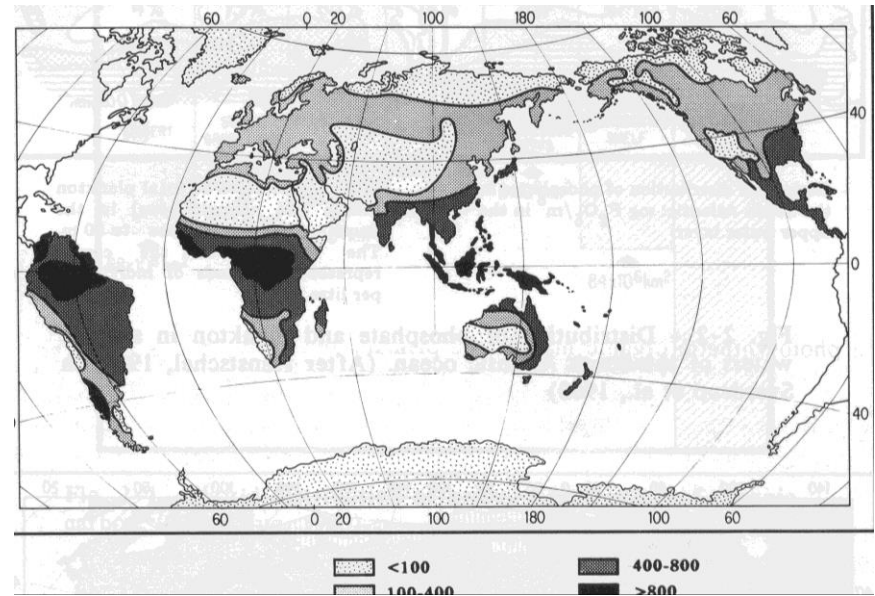
## PRODUCTION OF ORGANIC MATTER

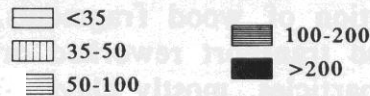
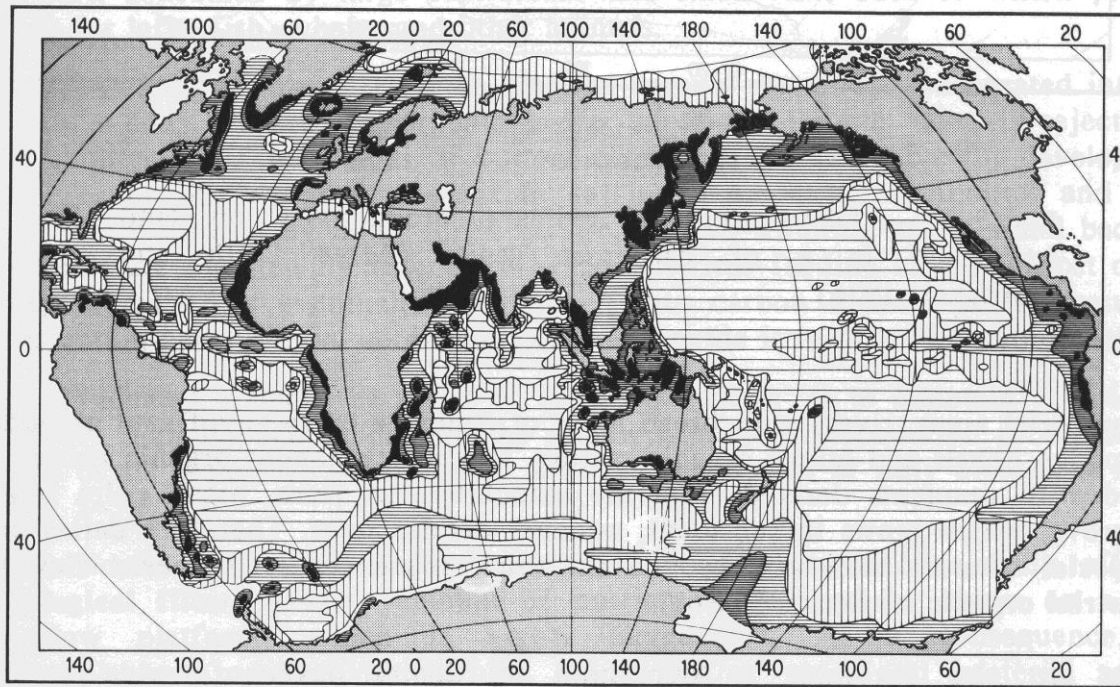
In the landmass primary production varies with the weather conditions:  
it is very high in the equatorial and humid regions.

Anyway, most of this material is subject to intense oxidation;  
only a small part of matter produced in the continent, carried by rivers, is deposited in lacustrine or marine basins:

it has the possibility to preserve within the deltaic sediments.

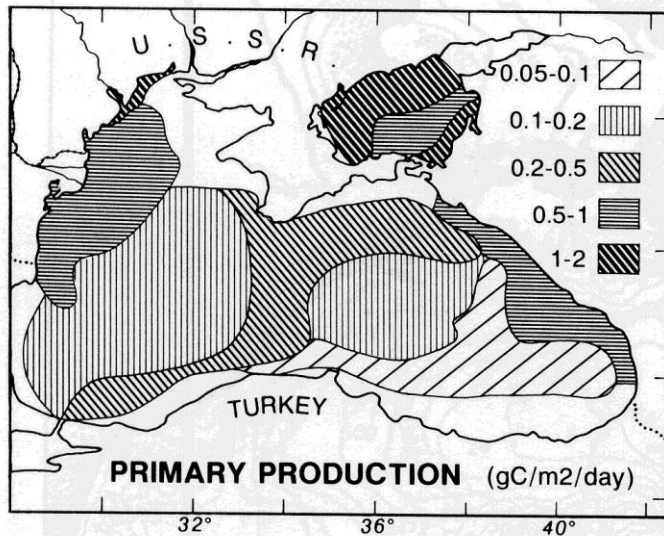
The production of organic matter by photosynthesis is estimated at about  $10 \times 10^{10}$  t / year, roughly half produced in the land, half into the sea.





In the sea domain the organic matter is synthesized almost entirely from the **unicellular algae of the phytoplankton**.

Also important are **bacteria, zooplankton** and **higher plants** with spores, pollen, seeds, etc. In temperate waters prevail **Diatoms and Radiolaria**, with wide and rapid spread when conditions become optimal.



*Distribution of primary production of organic matter in the sea*

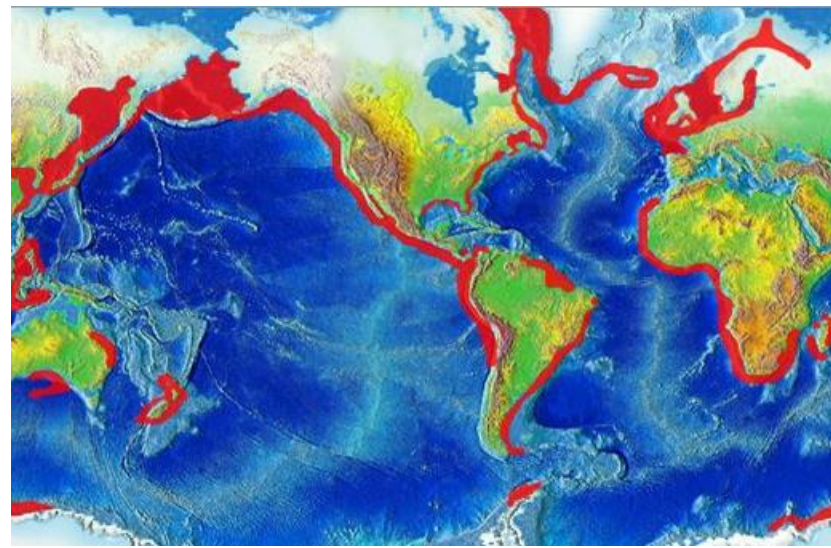
<sup>44</sup>\*The phytoplankton productivity is high when the basins have strong river input: eg. the Sea of Azov (mouth of the river Don, etc.) has the same production of the Black Sea, which is 10 times larger.

## PRODUCTION OF ORGANIC MATTER

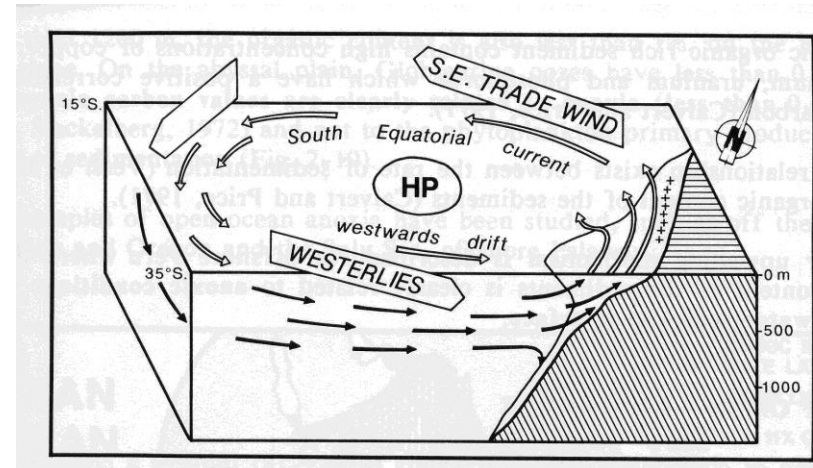
\*In equatorial and temperate oceanic areas productivity increases slightly if there are large amounts of nutrients (especially **nitrates and phosphates**) carried by rivers, "upwelling" currents or "mixing water".

### **UPWELLING Currents**

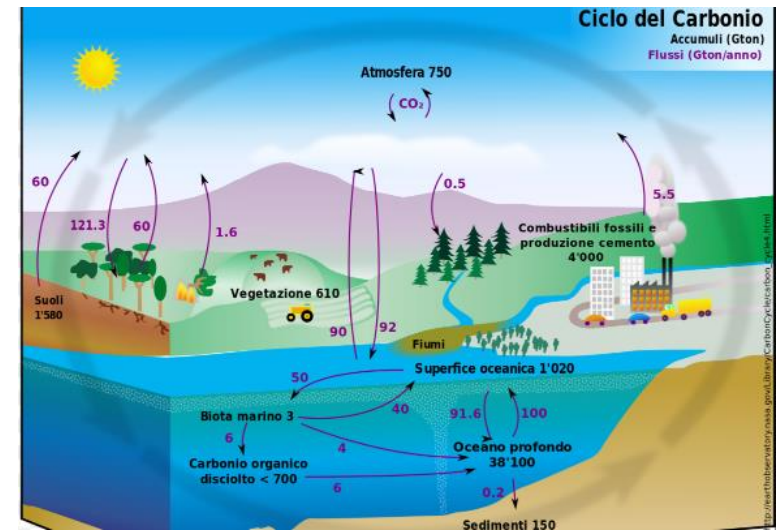
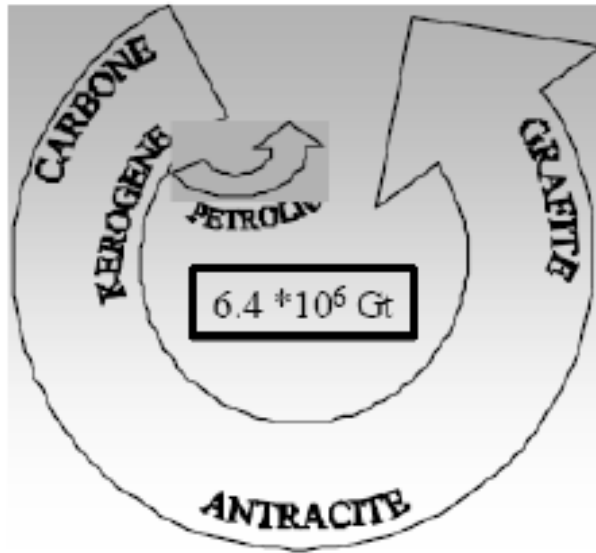
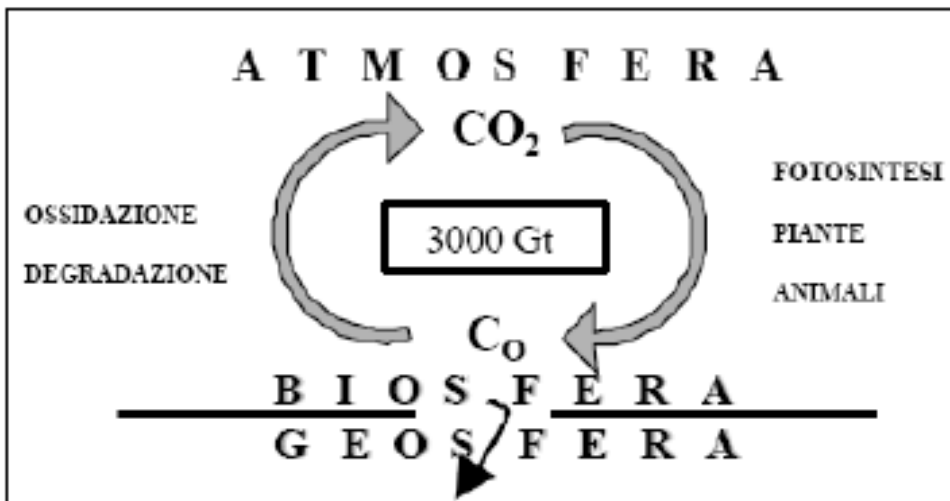
An **upwelling current** is a wind-driven oceanographic phenomenon which usually brings nutrient-rich water towards the ocean surface. The increased availability in *upwelling* regions results in high levels of primary productivity and thus fishery production. Approximately 25% of the total global marine fish catches come from five *upwellings* that occupy only 5% of the total ocean area.



Red colour: areas of *upwelling currents*



Benguela (W-Africa) *upwelling*



Only 0.01-0.1% of organic carbon is preserved in the sedimentary rocks.

Only 0.01% of this is transformed into oil.

The carbon that undergoes oxidation goes back in the cycle.

The carbon preserved in the sedimentary rocks is largely preserved (at least until the last century)

Not oxygenated carbon => accumulation of energy in geological time

La figura rappresenta il ciclo del carbonio organico. Solo una minima parte di carbonio organico generato viene conservato nei sedimenti e può essere trasformato in petrolio. Nel corso dei tempi il carbonio organico intrappolato nella Geosfera si è accumulato fino a raggiungere una quantità 2.000 volte superiore a quella esistente nella Biosfera

## PRESERVATION OF ORGANIC MATTER

Generally:

- There are no direct relationships between productivity of plankton and organic content of the sediments.  
On the slopes and in the continental margins an inverse correlation between biomass and TOC (*Total Organic Carbon*, content in sedimentary rock) exists;  
In the basin with oxygenated surface waters, where the benthos is more developed, the sediments contain less than 1-0.5% of organic matter.
- The organic content increases with the decrease of sediment particle size.  
Best conditions are:
  - clay depositions,
  - low energy (although content slightly decreases in abyssal plains due to the low productivity of plankton.
- The organic content is maximum (2% or more) in the lower part of the continental slope where the content of oxygen in the water is less than 0.1g / l.

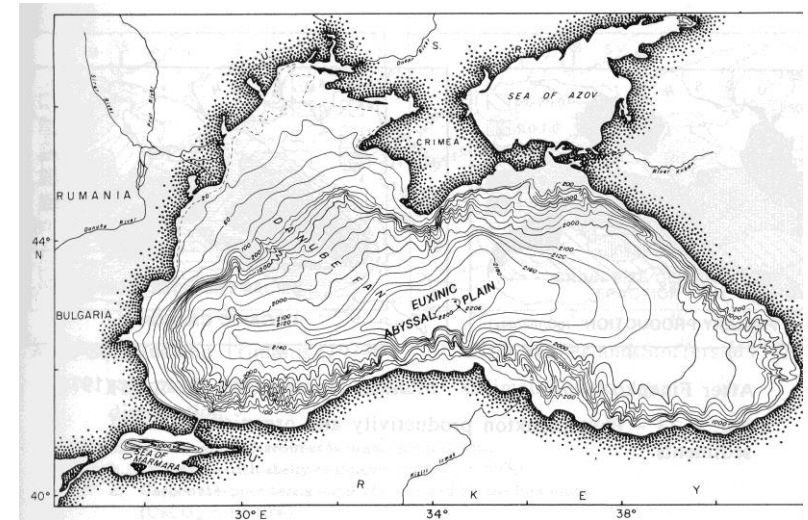
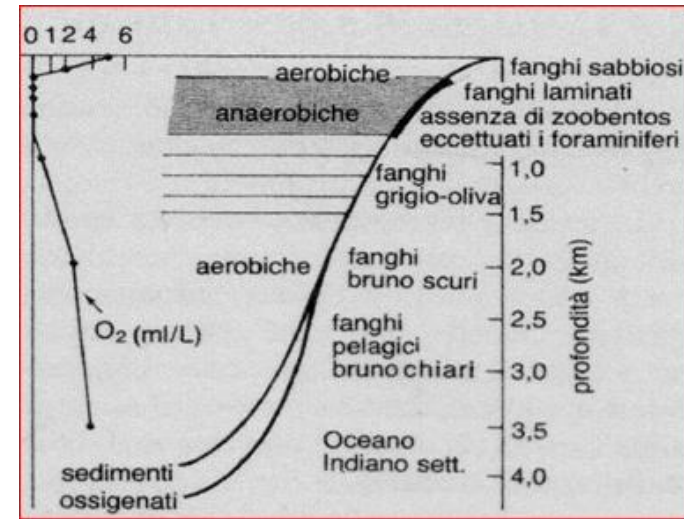
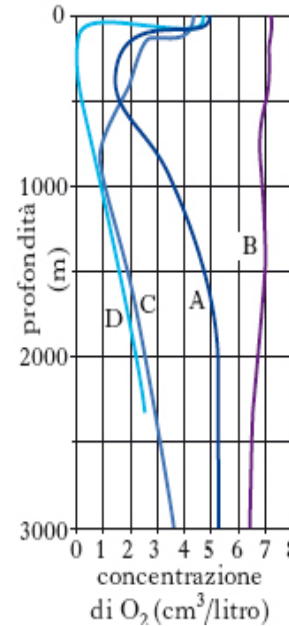
# PRESERVATION OF ORGANIC MATTER

## Anoxic conditions

Anoxic conditions are of great importance for preservation of organic matter, which is preserved in sediments due to the **absence of oxygen**. In this way, and in presence of some additional conditions, the sediments with organic matter can become a **source rock**.

On the continental slope of all the basins there are generally a decreasing oxygen content: this event determines optimum conditions for the preservation of organic material.

The best current example of **anoxic basin** is the **Black Sea** (Pontos Euxinos of Latins, where Euxinos means anoxic): in the early Holocene it was a well oxygenated lake .



# CLASSIFICAZIONI DEGLI IDROCARBURI

La complessità delle numerose molecole di idrocarburi ha portato a diverse classificazioni, di cui le principali sono le suddivisioni in:

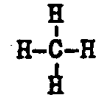
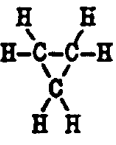
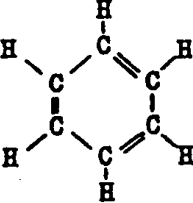
- Idrocarburi **saturo** ed **insaturo** (assenza o presenza di legami covalenti)
- Idrocarburi **aciclici** (o alifatici), **ciclici** (a catena chiusa), **policiclici** (catena con più anelli)

Gli idrocarburi più importanti sono :

- > gli **alcani** o paraffine o alifatici (saturo, aciclici)
- > i **nafteni** o **ciclo-alcani** (saturo, ciclici)
- > gli **aromatici** o **benzenici** (non saturi, ciclici o policiclici)

Di minor importanza, anche perché instabili, gli **insaturi aciclici**:

- > le olefine o alcheni (legame doppio)
- > alchini o acetilenici (legame triplo)

	SERIE	CAPOSTIPITE	OMOLOGHI
	Formula generale	Formula grezza	Formula di struttura
Idrocarburi saturi	aciclici <u>PARAFFINE</u> $C_n H_{2n+2}$	metano $CH_4$	 etano, propano, butano, pentano, ecc.
	ciclici <u>NAFTENI</u> (o cicloparaffine) $C_n H_{2n}$	<u>ciclopropano</u> (trimetilene) $C_3 H_6$	 ciclobutano, ciclopentano, ecc.
Idrocarburi non saturi	ciclici e policiclici <u>I. BENZENICI</u> (o aromatici) $C_n H_{2n-6}$	<u>benzolo</u> (benzene) $C_6 H_6$	 toluolo, xilolo, ecc.
	aciclici <u>OLEFINE</u> <u>I. ACETILENICI</u>	<u>etilene</u> <u>acetileno</u>	$H_2-C=C-H_2$ $H-C \equiv C-H$

paraffine

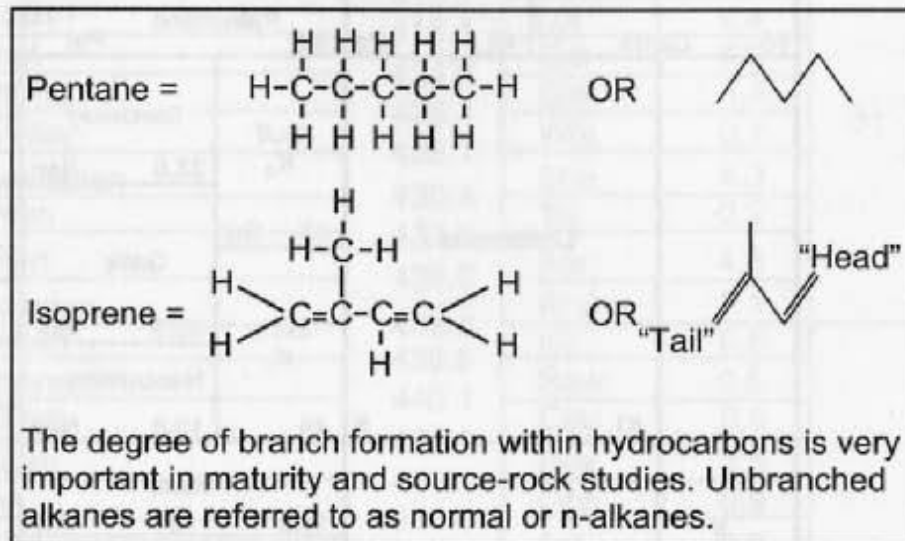
The alkane series		The alkene series	
General formula: $C_n H_{2n+2}$		General formula: $C_n H_{2n}$	
Methane	$CH_4$	(etilene) Ethene	$C_2H_4$
Ethane	$C_2H_6$	Propene	$C_3H_6$
Propane	$C_3H_8$	Butene	$C_4H_8$
Butane	$C_4H_{10}$		

**Idrocarburi:** miscela di composti organici. Le molecole più semplici sono costituite da C e H ma possono essere presenti N, O, S (+ metalli e altri elementi in tracce).

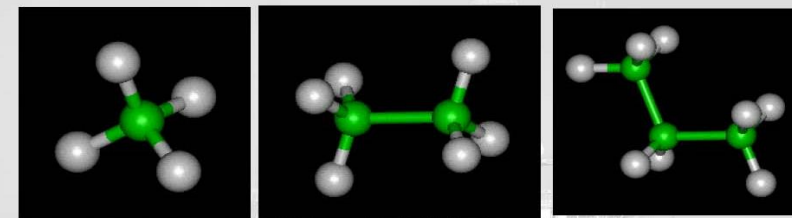
**Alcani** (paraffine): composti saturi, chimicamente stabili. Fino al butano, si presentano in forma gassosa a condizioni ambiente. Sono i maggiori costituenti degli idrocarburi gassosi. Con l'aumentare del numero di atomi, possono avere struttura "ramificata" => **ISOMERI**

**Alcheni:** poco abbondanti nei petroli naturali.

(b)



Isomeria: stessa formula molecolare ma struttura diversa



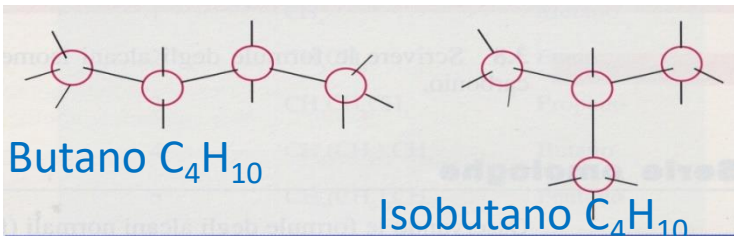
metano

etano

propano

Modelli a sfere (atomi) e bastoncini (legami) di alcune molecole di H.



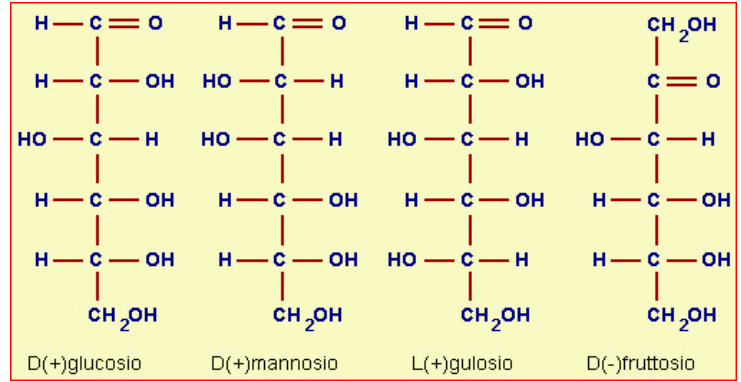
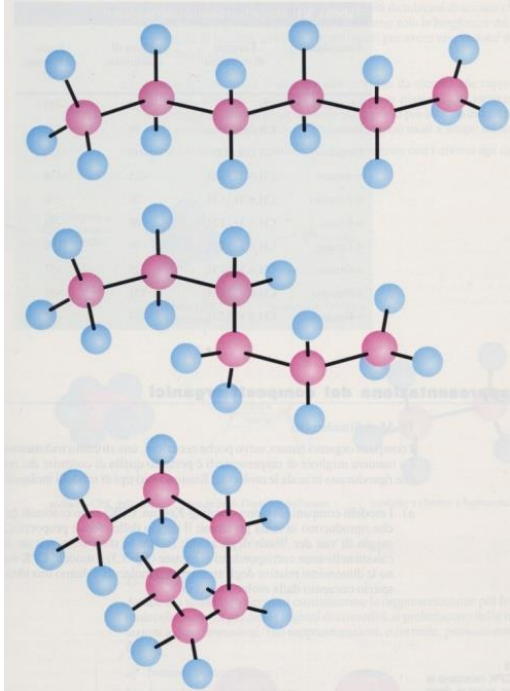
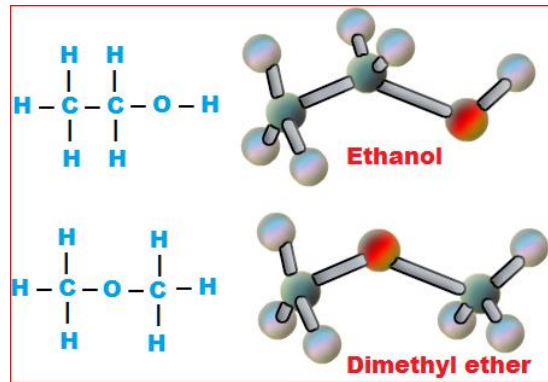


# ISOMERI

Con l'aumentare del numero degli atomi delle molecole aumenta la possibilità di avere "ramificazioni" che, a parità di tipo e numero di atomi, originano molecole (es: iso-butano) con comportamento diverso rispetto alla molecola normale (es: n-butano).

**Tabella 3.2** Numero degli alcani isomeri in funzione del numero di atomi di carbonio

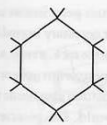
Numero di atomi di carbonio	Formula bruta	Numero degli isomeri	
1	Metano	$CH_4$	1
2	Etano	$C_2H_6$	1
3	Propano	$C_3H_8$	1
4	Butano	$C_4H_{10}$	2
5	Pentano	$C_5H_{12}$	3
6	Esano	$C_6H_{14}$	5
7	Eptano	$C_7H_{16}$	9
8	Ottano	$C_8H_{18}$	18
9	Nonano	$C_9H_{20}$	35
10	Decano	$C_{10}H_{22}$	75
...	...	...	...
12		$C_{12}H_{26}$	355
...	...	...	...
20		$C_{20}H_{42}$	366 319



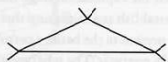
$C_6H_{12}O_6$

Esano, forme diverse della molecola: gli angoli di legame rimangono inalterati

# Idrocarburi (poli)ciclici

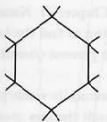


Naphthalene ring  
( $C_{10}H_8$ )



Cyclopropane  
( $C_3H_6$ )

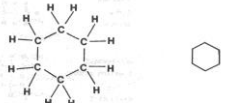
**Nafteni (cicloalcani):** il più semplice è il ciclopropano (gas); ciclopentano e cicloesano (liquidi) sono molto abbondanti. Possono costituire fino al 40% degli idrocarburi pesanti e leggeri. Sono tutti liquidi a temperatura e pressione ambiente.



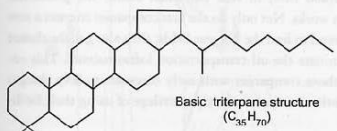
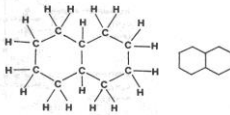
Cyclohexane  
( $C_6H_{12}$ )

**SATURI**

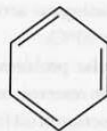
CYCLOHEXANE  
 $C_6H_{12}$   
BP=80.74°C



BICYCLO DECANE  
(DECALIN)  
 $C_{10}H_{18}$   
BP=195.65°C

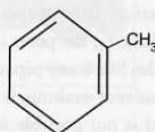


Basic triterpane structure  
( $C_{35}H_{70}$ )



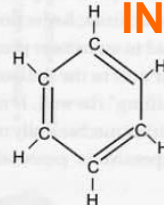
Benzene ring  
( $C_6H_6$ )

or

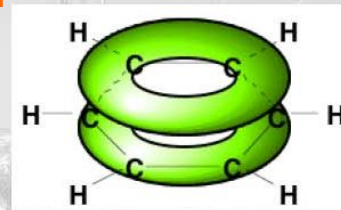


Toluene  
( $C_7H_8$ )

**INSATURI**

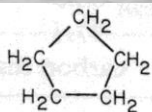


Molecular structure of benzene with three double bonds

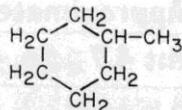


**Gli atomi nella molecola di benzene sono distribuiti su di un piano**

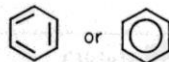
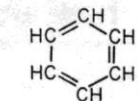
Cyclopentane,  $C_5H_{10}$



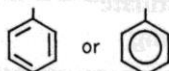
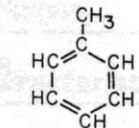
Methylcyclohexane,  
 $C_7H_{14}$



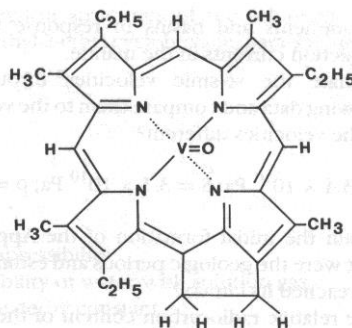
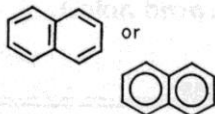
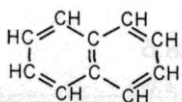
Benzene,  $C_6H_6$



Toluene,  $C_7H_8$   
(methyl benzene)



Naphthalene,  $C_{10}H_8$



PETROPHYSICS  
Del Ben Anna

 BENZENE (0.0454) molto stabile	 NAFTALENE (0.0389) stabile	 ANTRACENE (0.0339) stabile	 FENANTRENE (0.0390) stabile	 PIRENE (0.0374) stabile	 CORONENI (0.0395) molto stabile
 OVALENE (0.0382) stabile	 CIRCUMANTRACENE (0.0369) molto stabile; potrebbe esistere nelle nebulose	 DODECABENZOCORONENE (0.0388) non ancora sintetizzato; ma si ritiene che sia stabile ed esista nelle nebulose	 BUCKMINSTERFULLERENE ( $C_{60}$ ) (0.0274) grande molecola cava stabile; la terza forma del carbonio puro; ha proprietà differenziate se combinata con altri elementi		
 CICLOBUTADIENE (-0.3066) estremamente instabile; anche se fosse sintetizzato non potrebbe essere isolato	 ANIONE CICLOPENTADIENILICO (0.0528) reagisce con l'ossigeno; ma è uno degli ioni negativi più stabili	 IONE TROPILIO (0.0376) uno degli ioni positivi più stabili	 CICLOTETTRAENI (-0.0744) molto reattivo; la struttura non planare impedisce agli elettroni di muoversi nell'anello		
 PENTALENE (-0.0269) estremamente reattivo; anche se fosse sintetizzato non potrebbe essere isolato	 AZULENE (0.0151) abbastanza stabile	 EPTALENE (-0.0118) non planare; reagisce con l'ossigeno e polimerizza se riscaldato	 INDACENE (0.0046) termicamente instabile; si ossida facilmente		

# BITUME

Il bitume è un materiale di colore bruno o nerastro, solido o semi solido a temperatura ambiente, con comportamento termoplastico.

Si ricava dalla lavorazione del petrolio grezzo.

Chimicamente è una combinazione complessa di composti organici ad alto peso molecolare, con prevalenza di idrocarburi con numero di atomi di carbonio maggiore di 25 e alto valore del rapporto C/H.

Oltre a piccole quantità di S, N e O, contiene tracce di metalli quali Ni, Fe e V. Praticamente non volatile a temperatura ambiente, insolubile in acqua e solubile in alcuni solventi.

Il bitume è costituito da due principali classi di composti:

- gli **Asfalteni**;
- i **Malteni** (comprendono **resine ed olii**)

Gli **asfalteni**, presenti nel bitume da un 8% a un 20% in peso, sono miscele complesse di idrocarburi, costituiti principalmente da composti aromatici condensati, aventi fino a 30 atomi di carbonio.

Essi hanno aspetto granulare, color bruno-nero, sono solidi a temperatura ambiente.

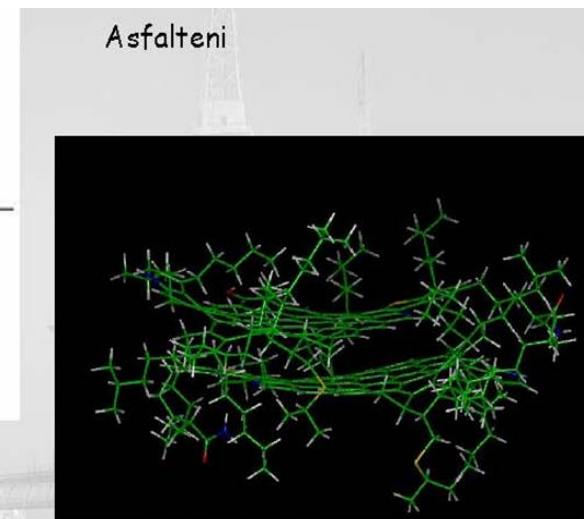
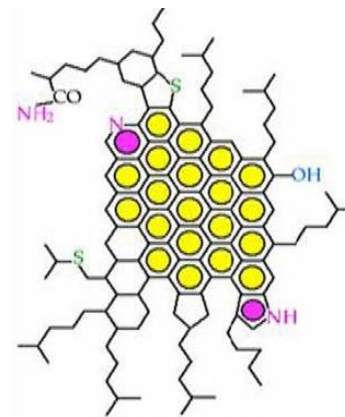
Asfalteni (insolubili) e resine (solubili) si distinguono sulla base della loro **solubilità in n-eptano**.

Asfalteni	%p	8 – 20
Resine	%p	10 – 25
Oli Aromatici	%p	40 – 70
Oli Saturi	%p	5 – 20

*Frazioni contenute nei bitumi, variabili a seconda dell'origine del grezzo.*



Figura 1.4 : Miniera di bitume naturale (Ragusa)



**Asfalteni e resine.** Composti organici con N, S e O. Caratterizzati da elevato peso molecolare e grandi dimensioni. Sono frequenti negli idrocarburi immaturi e alle basse temperature.

I Malteni sono suddivisibili in **resine** ed **oli**

Le **resine** sono strutturalmente molto simili agli asfalteni; sono una frazione molto viscosa a temperatura ambiente, di colore bruno scuro e notevoli proprietà adesive;

le resine svolgono funzione disperdenti per le strutture macromolecolari asfalteniche.

Rispetto a queste hanno un peso molecolare minore ed un rapporto carbonio alifatico/carbonio aromatico molto più elevato a causa del maggior numero di catene paraffiniche. Si presuppone che gli asfalteni abbiano origine in natura dall'ossidazione delle resine.

La **frazione oleosa** è costituita essenzialmente da anelli naftenici e aromatici collegati da lunghe catene alifatiche. Si distinguono infatti in:

-oli aromatici: frazione liquida viscosa di colore bruno, contenente numerosi composti con anelli naftenici e aromatici; il loro peso molecolare è compreso tra 500 e 1000;

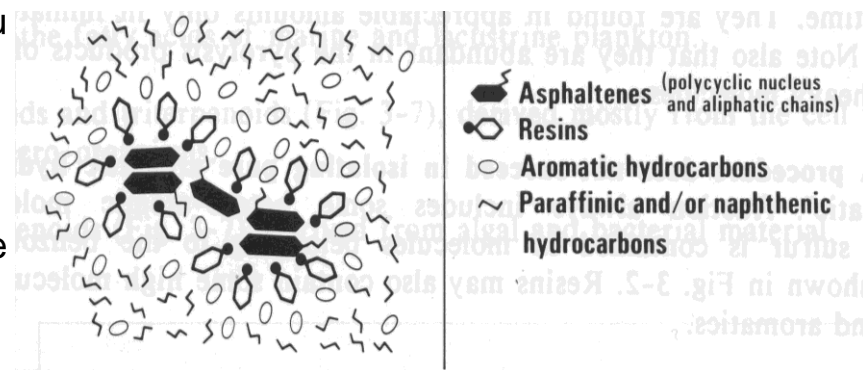
-oli saturi: frazione liquida viscosa di colore bianco-giallastro, costituita essenzialmente da idrocarburi saturi a lunga catena (alcuni dei quali con ramificazioni), e da cicloparaffine (nafteni), con peso molecolare compreso tra 500 e 1000.

Asfalteni, resine e oli possono combinarsi in strutture più o meno stabili a seconda dei rapporti in cui si trovano fra loro.

Gli oli e le resine hanno potere solvente (mezzo disperdente) nei confronti degli asfalteni e un elevato grado di aromaticità. Le resine sono il fattore determinante per la stabilità del sistema, presentando caratteristiche affini sia agli oli che agli asfalteni.

Gli idrocarburi del bitume sono considerati **fossili geochimici**

Asfalteni	%p	8 – 20
Resine	%p	10 – 25
Oli Aromatici	%p	40 – 70
Oli Saturi	%p	5 – 20



As shown here, asphaltenes are maintained by resins in a pseudo-solution with hydrocarbons. Addition of an excess of light paraffinic hydrocarbons destroys the charge equilibrium and results in the precipitation of asphaltenes.

Metodo ottico: **RIFLETTANZA DELLA VITRINITE** (ma anche di liptinite e inertinite)

All'aumentare della maturità (evoluzione temperatura/tempo) si ha un progressivo ordinamento della struttura molecolare della vitrinite (colloide solido derivato dal tessuto di piante). Questo determina un incremento della capacità di riflessione della luce incidente.

In particolare durante la naftogenesi si avranno via via sempre meno radicali e sempre più composti poli-aromatici. Questo determina una distribuzione nello spazio di molecole sempre più "planari". Se inviamo un fascio di luce su un campione di cherogene, avremo che maggiore è la maturità del cherogene, maggiore sarà la quantità di luce riflessa: la RIFLETTANZA DELLA VITRINITE esprime in termini di % di luce riflessa (valori comunque molto bassi, pari a qualche decimo fino a poche unità) il grado di maturità del cherogene.

*Nota: la vitrinite deriva dai tessuti legnosi di piante continentali apparse nel Devoniano, non si trova quindi in oli provenienti da rocce madri più antiche.*

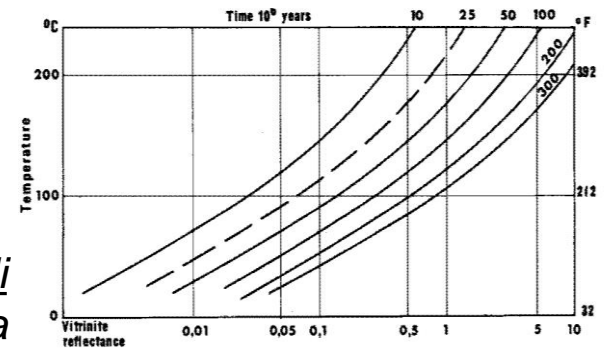
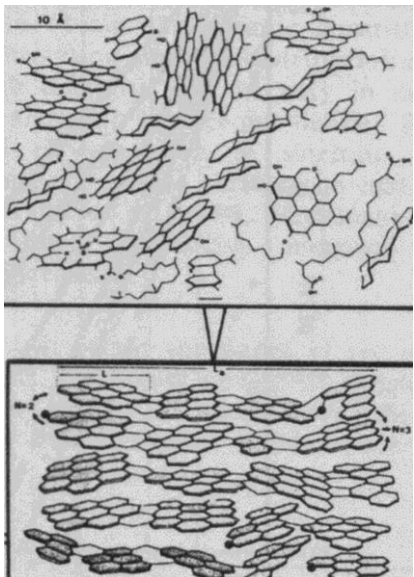


Fig. 15. — Diagram showing the variation in vitrinite reflectance versus temperature and time (Conner 1978).



Le sostanze organiche sono più fragili ed instabili rispetto ai minerali e, durante la diagenesi, esse subiscono importanti trasformazioni.

Durante la diagenesi i poli-aromatici mantengono una distribuzione casuale ed R<sub>c</sub> arriva a valori max di 0.6

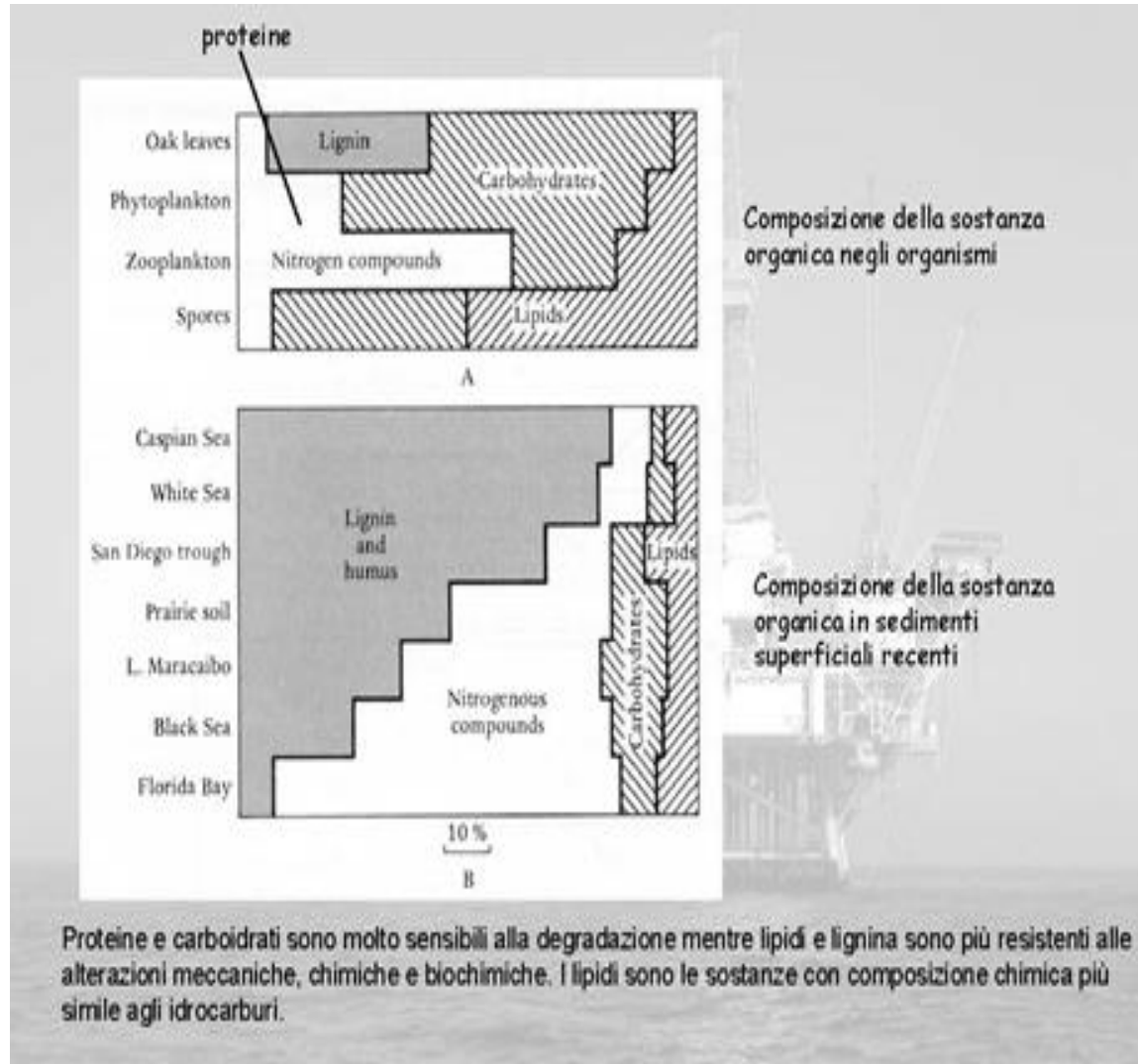
Dall'inizio della catagenesi (finestra ad olio) aumenta il parallelismo tra le molecole e molte catene laterali vengono perse, fino a valori di R<sub>c</sub> pari a 1,3%.

Durante la metagenesi (finestra a gas, R<sub>c</sub> > 2,0) aumenta il parallelismo, R<sub>c</sub> arriva anche a valori di 10.

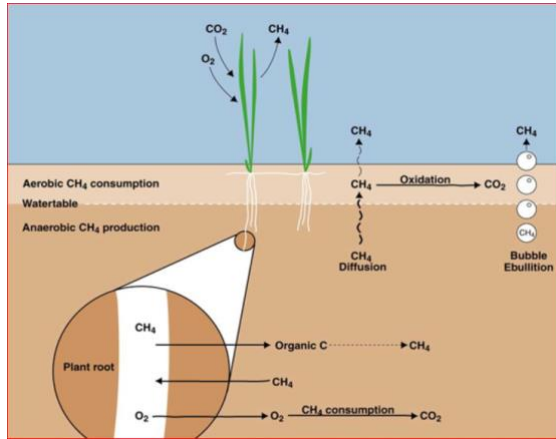
La **DIAGENESI** inizia subito dopo la deposizione della sostanza organica. Avviene sotto il carico dei sedimenti, fino a ca. 2000 metri di profondità, dove inizia la **CATAGENESI**.

Durante la diagenesi, se la materia organica è solo vegetale, si forma lignite e carbone. Si formano anche metano, acqua, anidride carbonica.

L'energia, durante la diagenesi, è fornita dalla decomposizione della materia organica.



# NAPHTOGENESIS



Biological activity, mostly bacteria, continues after the burial of organically rich sediments.

As bacteria feed by an osmotic process, only water soluble organic molecules can be digested and mineralized into  $\text{CO}_2$ .



Therefore bacteria cause enzymatic hydrolysis of proteins and polysaccharids (biopolymers) into amino-acids and monosaccharids (monomers) that are progressively condensed into large molecules (geopolymers).

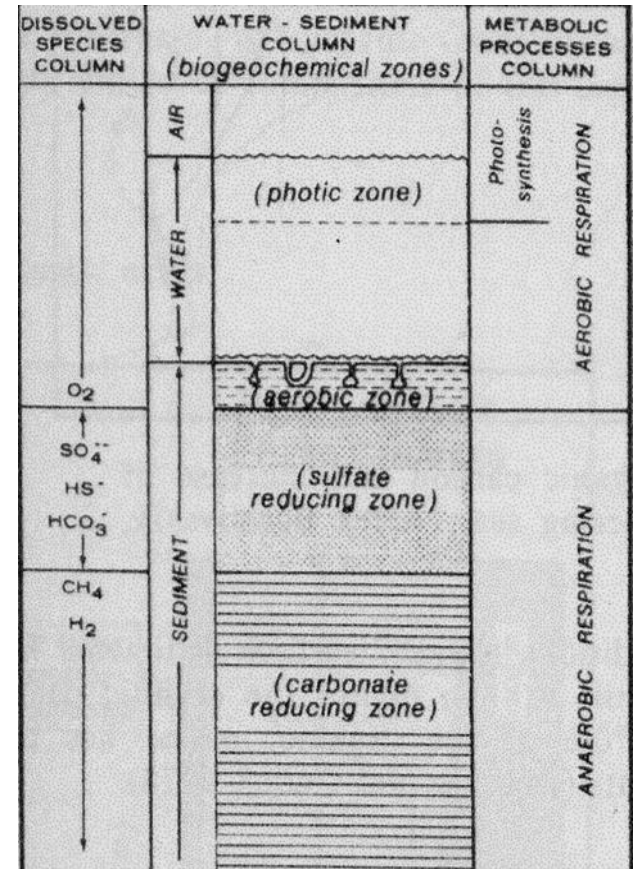
Therefore the organic content of sediments decreases by 30-50% in the early diagenesis phase (first 5 m of sediments).

**Aerobic bacteria** consume free oxygen.

Anoxic, sulphate deficient sediments are favorable to the development of **methanogenesis**.

Optimal living conditions seems to be 5-15°C (but some species are active at 50-75°C), preferentially with high sedimentation rate ( $\gg 0.5$  mm/y)

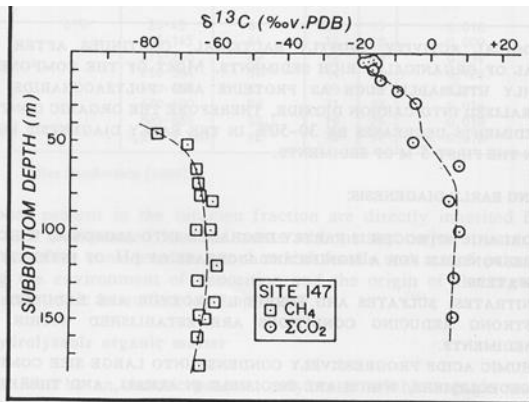
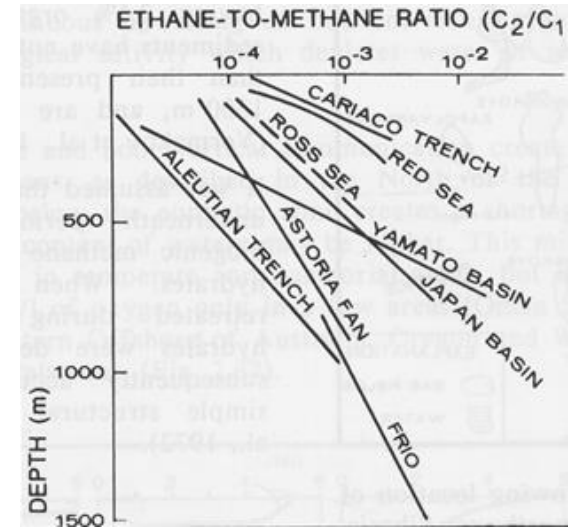
**Anaerobic bacteria** are deeper and **reduce sulfate** to obtain the necessary oxygen for their life.



## BIOGENIC GAS (= not Naphtogenic)

Biogenic gas is almost only made up of methane with only traces of ethane. However an increase of ethane and other light hydrocarbons content has generally sampled with the increasing depth (slow degradation or mixture of biogenic and thermogenic gases?).

About 20% of the estimated world gas reserves (80% of the Italian reserves by Po Plain, Adriatic, Sicily Channel), are of biological origin.



**Biogenic gas is rich in light  $^{12}C$  isotope** due to the preference of the  $CO_2$  reducing bacteria to utilize  $^{12}C$  Rather than  $^{13}C$  (isotopic deviation).

The huge reserves of NW Siberia are also biogenic. Sediments have not been buried deeper than their present depth (less than 1300 m), and are thermally immature

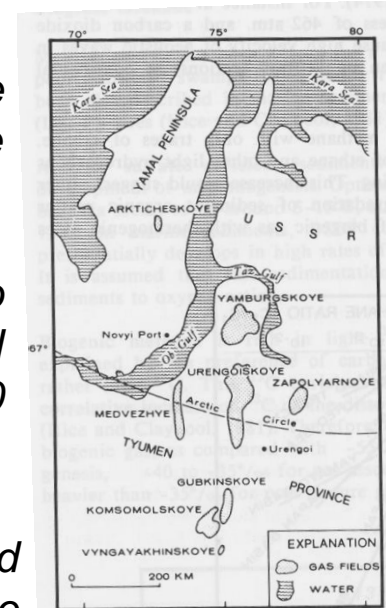


Fig. 2-36 - Map showing location of biogenic gas fields northwest Siberia. (After Rice and Claypool, 1981)

Fig. 2-34 - Parallel changes with depth in  $^{13}C$  of dissolved carbonate and methane in sediments of Cariaco Trench (DSDP Site 147). (After Claypool and Kaplan, 1974)

They were buried underneath permafrost and biogenic methane formed **hydrates** during the last glaciation. During the Pleistocene the hydrates were decomposed and gas subsequently accumulated in large simple structural traps.



A questo punto abbiamo considerato 3 tipi di idrocarburi.

La relativa terminologia è piuttosto confusa in letteratura, quindi facciamo il punto:

-**Gas abiogenico o abiotico**: prodotto a partire da composti chimici non organici. Può essere originato sia da fluidi e rocce del mantello (alte temperature), sia da sedimenti più superficiali (basse temperature). Non ne è chiara l'entità.

-**Gas biogenico**: si intende generalmente il gas (prevalentemente metano) prodotto dall'attività batterica all'interno della sequenza sedimentaria superficiale (basse temperature, che però possono arrivare a 60°C).

Rappresentano molti dei giacimenti della Pianura Padana e dell'Adriatico, oltre che i grandi giacimenti della Siberia.

-**Idrocarburi termogenici**: hanno subito i processi e le condizioni naftogeniche, rappresentano praticamente tutti i giacimenti ad olio, con il relativo contenuto in gas, e molti dei campi a gas, costituiscono quindi l'interesse principale dell'industria petrolifera.

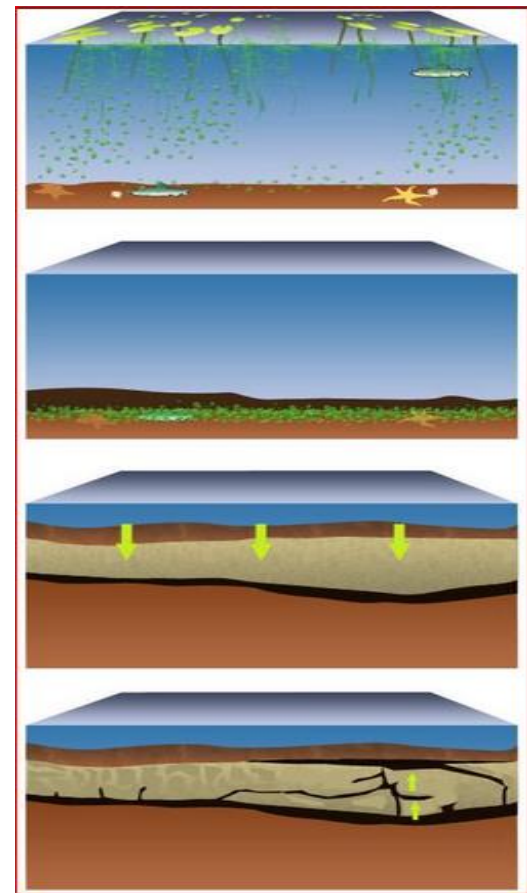
Molti idrocarburi termogenici possono contenere proporzioni variabili, generalmente piccole, di gas biogenici e abiogenici.

# NAPHTOGENESIS

One of the main conditions for hydrocarbons formation is the environment of sedimentation of the organic substance, that have to be preserved by decomposition.

Elements that allow the preservation of organic matter:

- subsidence
- shallow water depth (less time and space available for oxidation)
- low energy environment of deposition (anaerobic environment)
- high sedimentary rate (higher possibility of isolation)
- fine-grained sediments (higher ability of isolation)
- compaction



*Quantity of oxigen is a fundamental component*

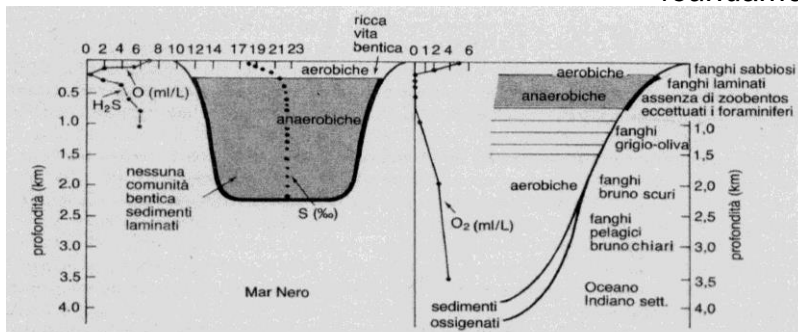


Fig. 7.12 - Rappresentazione schematica della distribuzione delle acque aerobiche e anaerobiche nel Mar Nero e nell'Oceano Indiano. Nel Mar Nero, la forte differenza di salinità tra le acque superficiali ossigenate e quelle profonde impedisce un mescolamento verticale e quindi l'apporto di ossigeno agli strati più profondi che divengono anossici. Nell'Oceano Indiano invece, esiste una zona di minimo d'ossigeno (tra 700 e 500 m di profondità) in corrispondenza della quale, sul margine continentale, si accumulano fanghi fittamente laminati (mancano gli organismi bentonici che invece distruggerebbero le lamine mediante la bioturbazione); sotto questa zona anossica le acque si fanno di nuovo ossigenate. (Da Thiede e van Andel, 1977.)

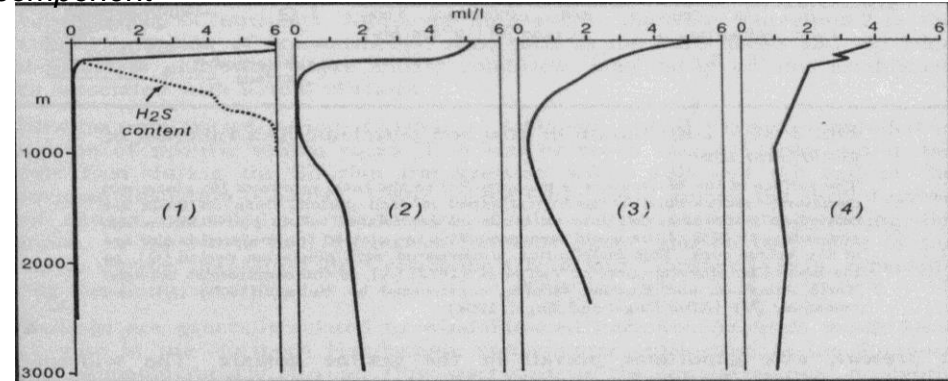


Fig. 2-37 - Oxygen profile in ml/l

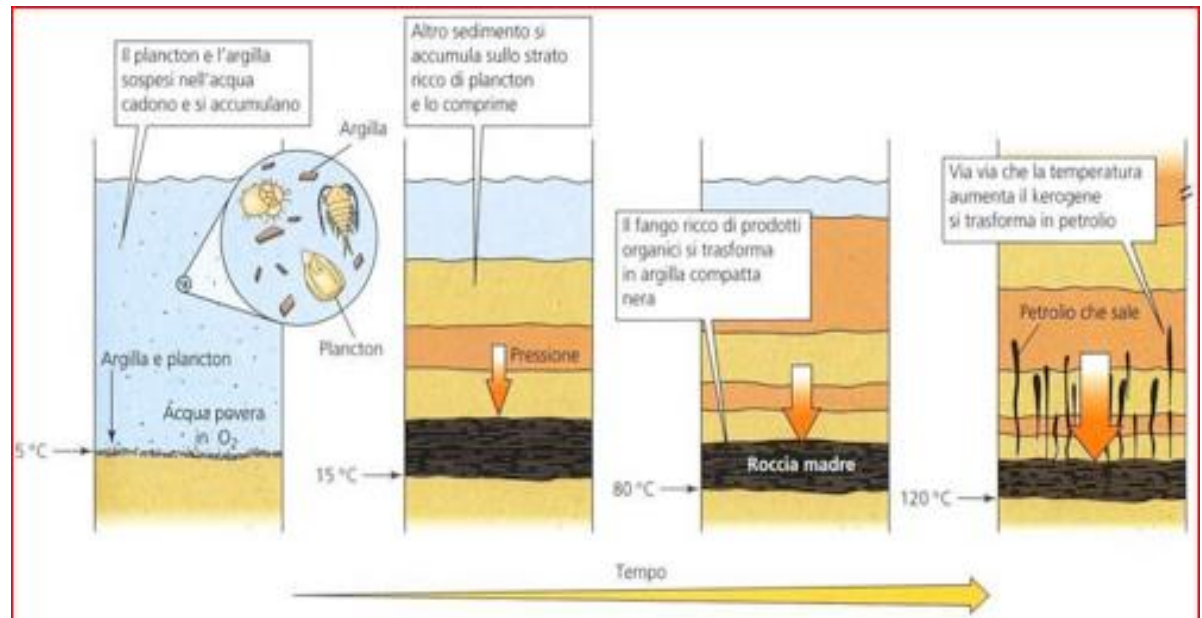
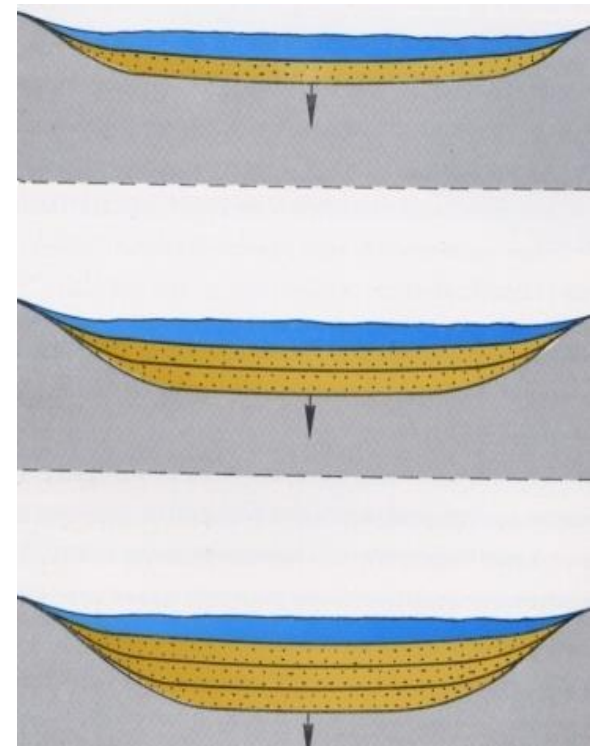
1. Black Sea.- 2. Indus Cone (After Ivanenkov and Gubin, 1960). - 3. Oregon (After Gross et al., 1972). - 4. Sulu Sea (After Exon et al., 1981).

## SUBSIDENCE

Without subsidence the basin would be rapidly filled; production quantitatively interesting of hydrocarbon requires a continuous lowering of the basin bottom. In this way a sufficiently thick sedimentary sequence will be able to accumulate, especially if sedimentation rate and subsidence rate are similar.

A high **SEDIMENTARY RATE** promotes the fast burial of organic matter.

Increasing depth generally implies increasing temperature and pressure, favoring compaction (decrease of the porosity and loss of water content) and transformation of rock sediments. Also the organic matter undergoes an important series of transformations.



# NAPHTOGENESIS

Origin of material: mixed, flora and fauna.

Proteins, lipids and carbohydrates may yield hydrocarbon by reduction.

Lower plants, plankton, algae (particularly diatoms) and corals are highly suitable .

**Disintegration of this material (BIOPOLYMERS) by bacteria, produces smaller bricks (MONOMERS) that, recombining, can originate GEOPOLYMERS, precursors of the KEROGEN.**

**The coastal environment, particularly at river mouths, are particularly suitable conditions for high production of organic matter.**

## ENERGY SOURCES OF NAPHTOGENESIS:

- Pressure
- Temperature (but presence of porphyrins in oils rules out  $T > 200^{\circ}\text{C}$ )
- Catalysis (by nichel, vanadium, molibdenum, clay)
- Radioactivity (by uranium, torium, potassium)
- Bacteria
- Time

The complete transformation of the organic matter happens through 4 phases:

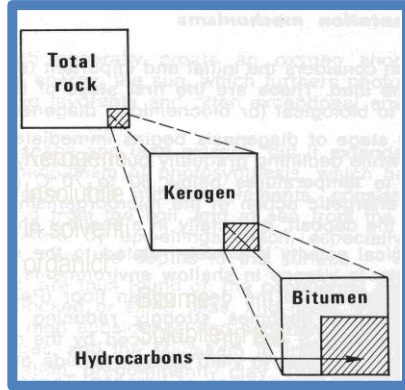
DIAGENESIS

CATAGENESIS

METAGENESIS

METAMORPHISM

} importanti per naftogenesi

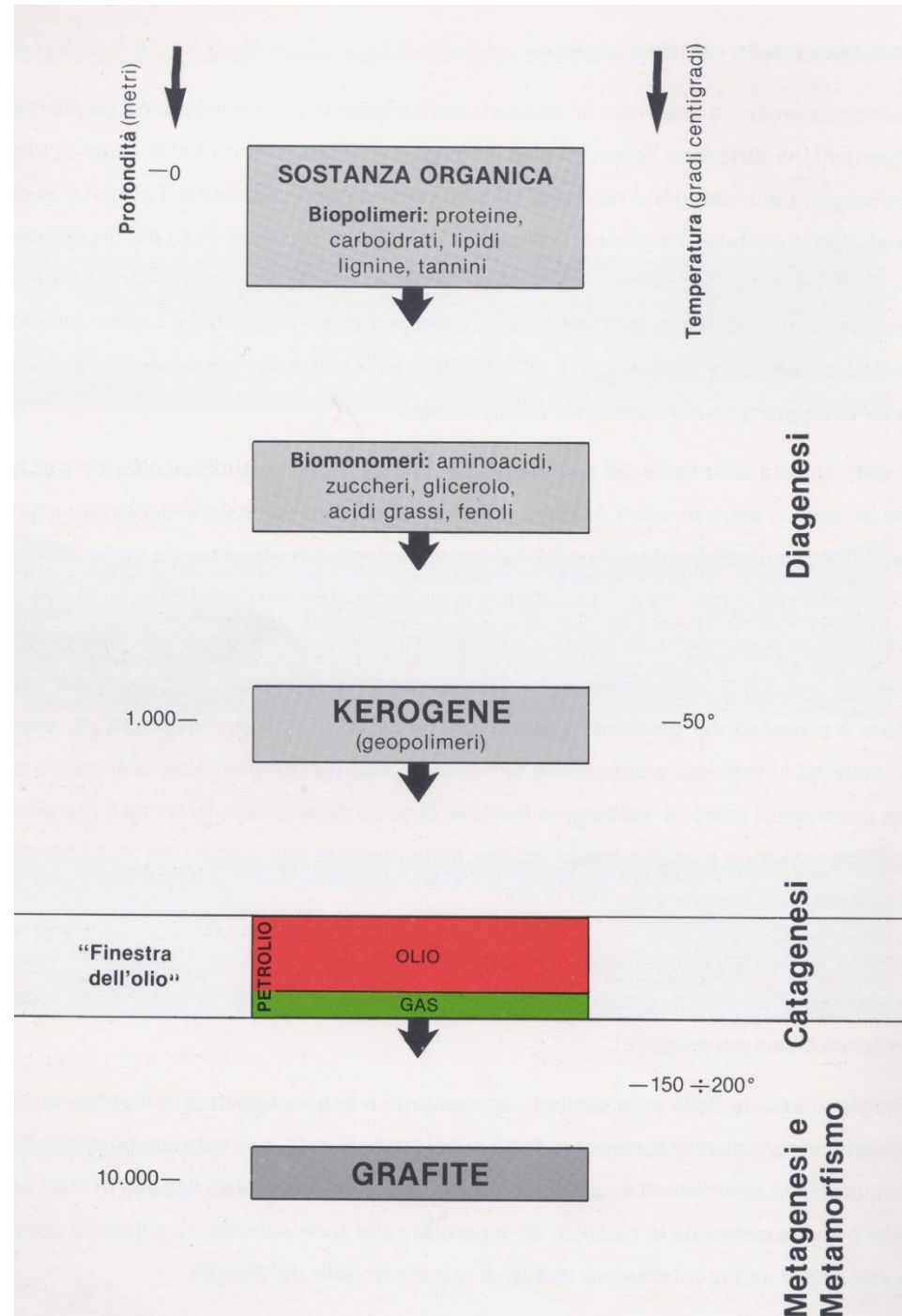


These transformations involves a gradually reduced part of the organic matter, depending

on decomposition and geological events that the total sedimentary sequence undergoes. In addition, as already mentioned, some molecules of the biopolymers remain unchanged during the diagenesis and catagenesis and are found in kerogen and in the hydrocarbons such as fossil or geochemical biomarkers.

They are molecules of biological origin, in particular:

- Porfirine - Derived from chlorophyll
- long-chain of n-alkanes - from waxes of cuticles of continental plants or from acid fat of marine / lacustrine plankton.
- Steroidi - Derived from cell membranes of microorganisms.
- Carotenoidi - From algae and bacteria.



# BIOPOLIMERS

Organic matter is generally divided in carbohydrates, proteins, lipids (+ lignin as plants support).

**Carbohydrates**, including glucose produced by photosynthesis (mono- and poly-saccharides) and cellulose (molecules of 2-8000 monosaccharides). Easily hydrolyzed to produce chemical energy.

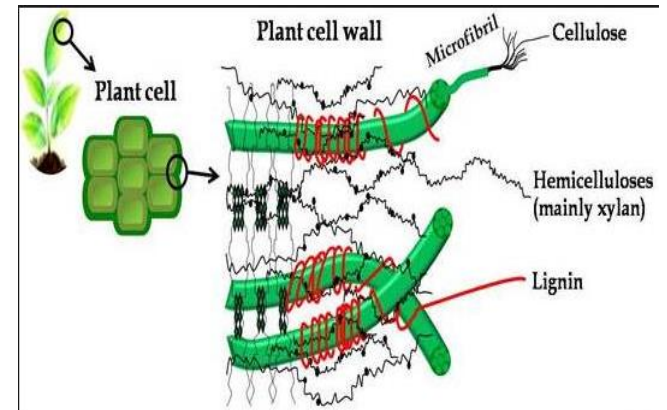
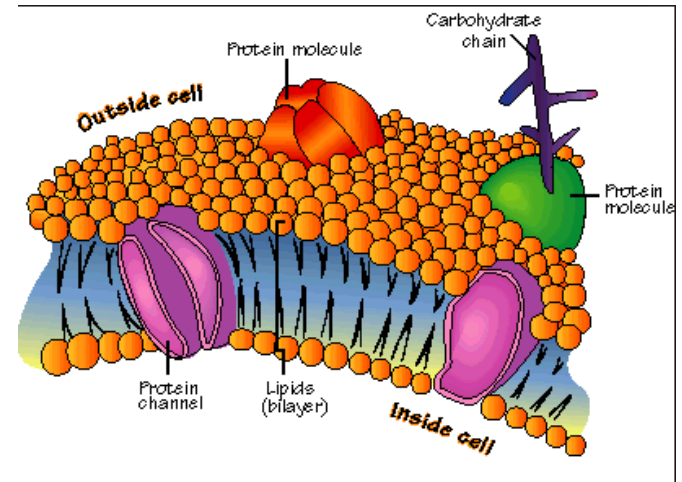
**Proteins**: polymers of nitrogen, used by plants and animals to the body construction.

**Lipids**: fractions of biological molecules (chloroform, ether, acetone, etc), comprise vegetable oils and waxes. High energy source: storage functions, or protective, resistant to biological decomposition.

A minor group is represented by **Lignin**: with cellulose it forms an intricate network 3D which gives stable compounds.

Are defined as **MACERALS** (from Coal Petrology) organic substances or their aggregates that come from biological substances which were drastically changed (in morphology, color, texture) by diagenetic processes. They are classified by their optical homogeneity and are useful for diagnosing the organic units and the environment of deposition of the source rocks.

In particular, the hydrocarbon exploration considers: **Vitrinite, Liptinite, Exinite and Inertinite**



The kerogene, the most abundant compound of organic carbon in sediments, has a very complex structure that varies with depth and as a function of the original substances. Generally, the water is first eliminated (O/C decreases, slowly H/C), then methane (H/C decreases quickly).

*Tissot and Welte* (1978), utilizing the **van Krevelen diagram**, have distinguished 3 main types of kerogene (a fourth group is not interesting for hydrocarbon):

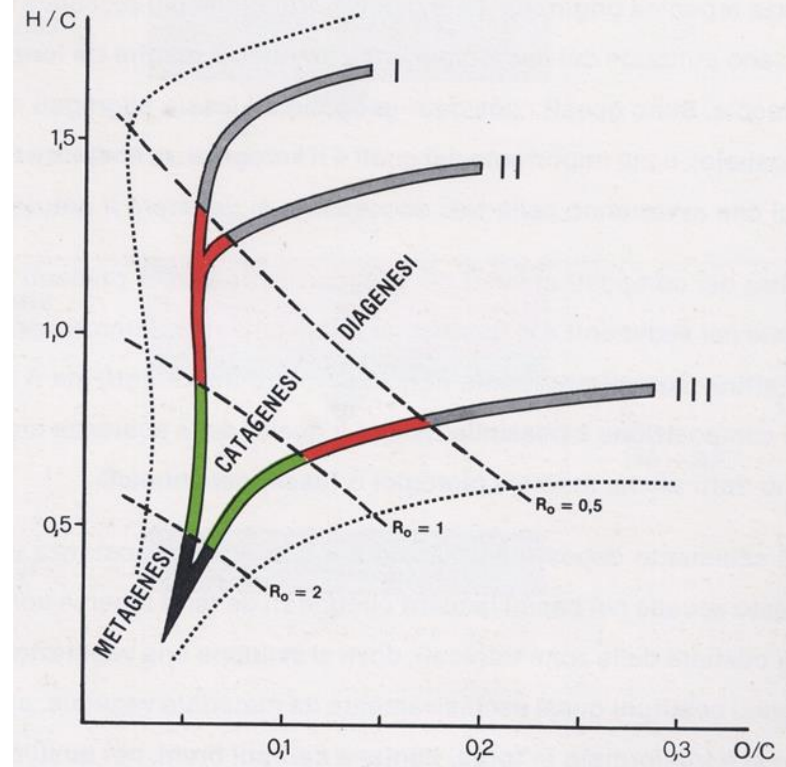
**Liptinite-type k.:** mainly from lipidic components of algal material after bacterial degradation. Generally in lakes and lagoons, but also in marine environments. Many aliphatic chains, few aromatic rings. They are hydrogen rich and have the highest calorific values of all macerals.  
 -> **Type I**

**Exinite-type k.:** mainly from resistant membranous plant (spore, pollen, leaf, etc). Resins and waxes also belong to this group. Produced on land (origin of possible coal) and in the ocean. A mixture of exinite, liptinite and vitrinite has good potential for oil, condensate, wet gas  
 -> **Type II**

**Vitrinite-type k.:** mainly from woody material of higher plants, more or less degraded. Vitrinite (low H, high O) is the main constituent of most coals. Also occur in marine and lake sediments in varying quantities. Few aliphatic chains. It has a high calorific value and a large proportion of volatile matter (24 - 30%). High potential for gas, limited for oil.  
 -> **Type III**

**Inertinite-type K.:** mostly from plants, frequently resedimented. It is considered to be the equivalent of charcoal and degraded plant material. It is highly oxidised in nature. H very low. No potential.  
 -> **Type IIIb or IV.**

Diagramma di van Krevelen (da Tissot e Welte, 1978)



SEDIMENTATION RATES	LOW ← HIGH		LOW ← HIGH			INFLUENCE UNCLEAR	
	INERTINITE	VITRINITE	VITR	EXIN. VITR.	EXIN.	EXINITE	LIPTINITE
EXPECTED KEROGEN TYPES							
HYDROCARBON POTENTIAL	GAS-PRONE TO NON SOURCE		MODERATELY OIL-PRONE TO GAS-PRONE			STRONGLY OIL-PRONE	

**DIAGENESIS:** the free oxygen is not more present with the depth; anaerobic bacteria produce  $\text{CO}_2$  and  $\text{CH}_4$  → early formation of methane (biogenic gas). This process is generally limited to the first hundreds of meters (but sometimes until 2000 m if  $T < 30^\circ$ ), while the growing T and P develop substances that are toxic for bacteria.

**CATAGENESIS:** when  $T > 50-60^\circ$  the organic matter “cooks” so producing oils and wet gas.

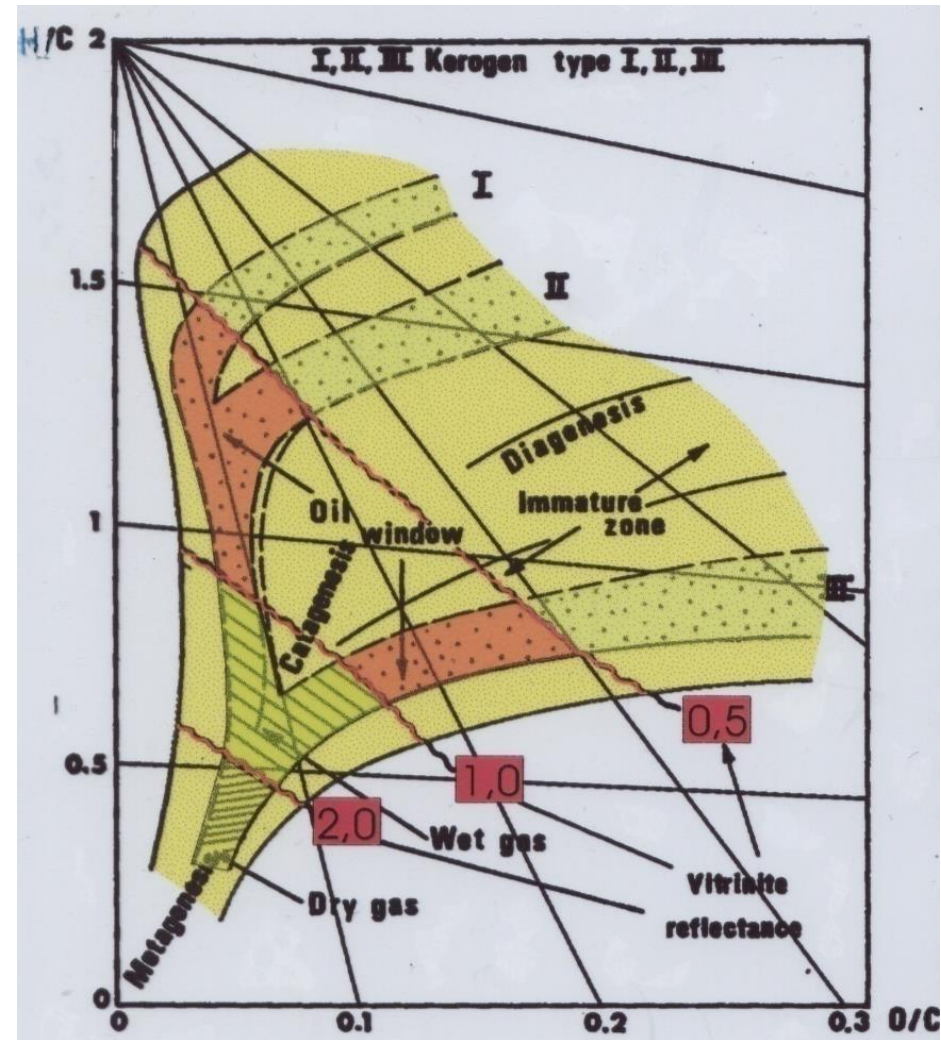
→ **oil window** (but also **wet gas**)

With catagenesis molecules become lighter because lose radicals, the number of the benzene and saturated rings (that is to say  $R_C$ ) increases. The oxygen that remains at the end of the catagenesis is absent or very scarce. If it is present  $\text{CO}_2$  is developed (and if S and N are present  $\Rightarrow \text{H}_2\text{S}$  e  $\text{N}_2$ ).

**METAGENESIS:** between  $120^\circ$  and  $200^\circ$  further bonds C-C of the remained kerogene and of the already produced hydrocarbons are broken.

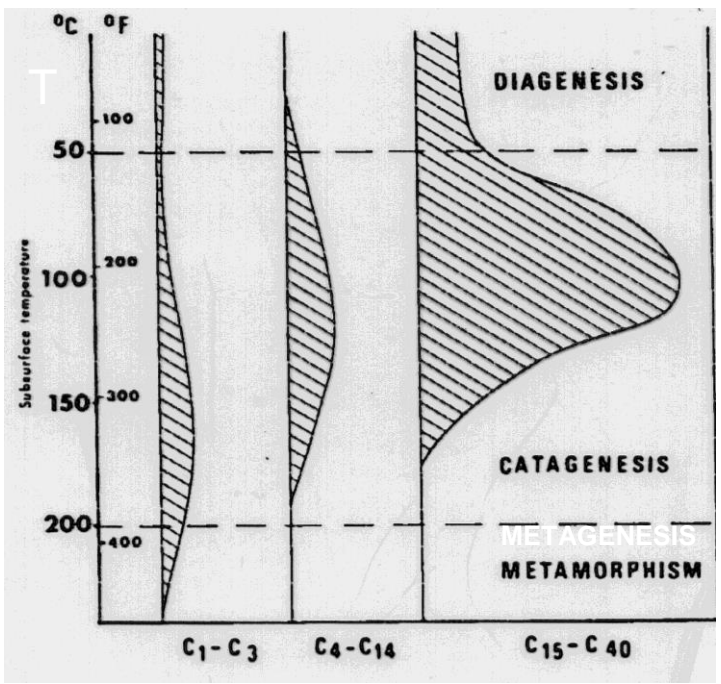
→ **dry gas window**

The hydrocarbons become lighter and are only gas, finally **only  $\text{CH}_4$**  and layers of aromatics.



**METAMORPHISM:** at the end of metagenesis the remaining kerogene completely transforms in **graphite**, ie pure carbon.





The diagrams represent the variation in production of hydrocarbons within a fine grained sediment, with respect to **temperature, depth, vitrinite reflectance** variations.

From the mechanical point of view, the development of hydrocarbons produces an **increase in volume** and then, if the rock is totally or partially isolated, to an **increased P**

Also other characteristics of the source rock change, for instance an increase in resistivity.

Fraction of oil generated

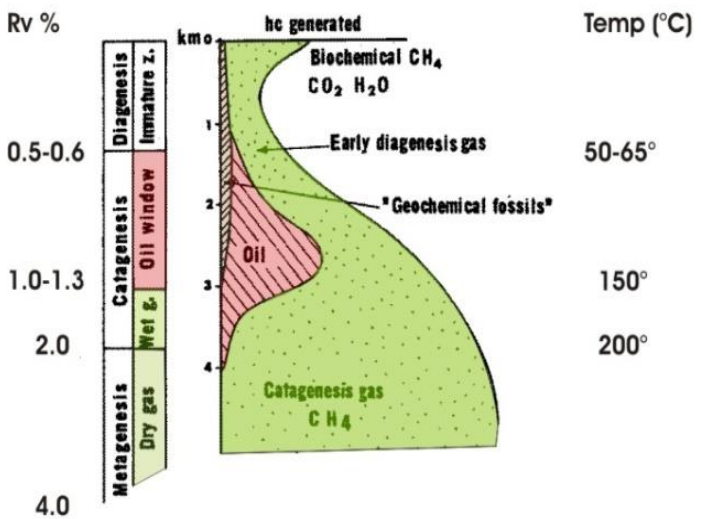
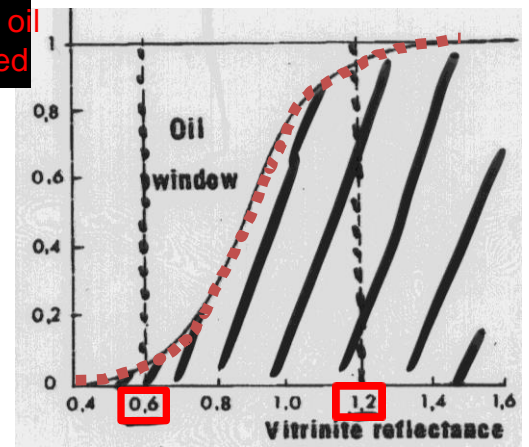
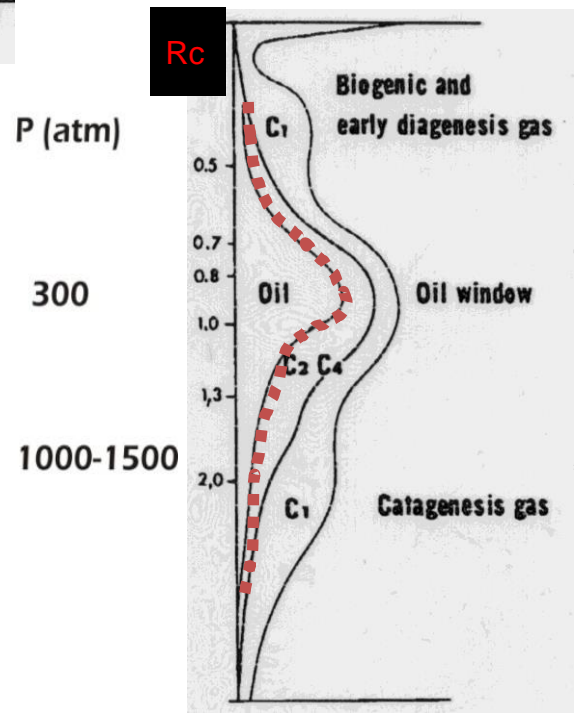


Fig. 28. — General scheme of hydrocarbon genesis versus depth for an average geothermal gradient.



Kerogen and hydrocarbon transformations do not proceed with a constant trend. In particular, oil develops through a sharp accelerations.

# EVALUATING SOURCE ROCK MATURITY

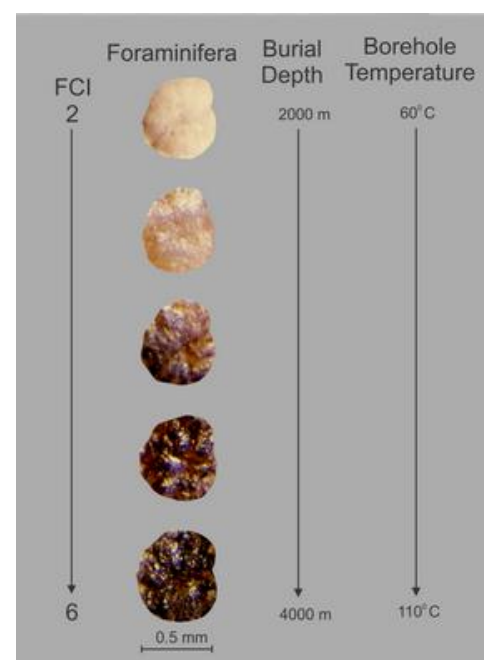
**Rc**

**LOM** (*Level of Organic Methamorphism*): per condizioni standard LOM varia circa linearmente con la profondità. La scala LOM descrive il grado di metamorfismo della materia organica durante il seppellimento.

**TAI** (*Thermal Alteration Index*): è una scala cromatica, standardizzata sulla base della riflettanza della vitrinite, che descrive il procedere della maturazione. Si fanno osservazioni in **luce trasmessa**.

All'aumentare della maturità si verifica un cambiamento di colore verso toni sempre più scuri dei polinomorfi (spore e pollini).

**FLUORESCENZA**: si utilizzano **raggi UV**, è dovuta ad emissione di fotoni: il fenomeno di risonanza delle molecole aromatiche favorisce la fluorescenza. La temperatura è un altro elemento che influenza la fluorescenza, in quanto temperature maggiori comportano maggiori vibrazioni delle molecole



Stage	Vitrinite reflectance %	LOM	TAI	Hydrocarbons	Coal	% v.m
Diagenesis	0.30	2-	2.5	Biogenic and early diagenesis gas (Immature zone)	Peat	volatile matter
		4-			Lignite	
		6-			Sub-bituminous	
Catagenesis	0.5	7	3	Oil (Oil window)	high volatile	45
		8-			Bituminous	40
		10-			medium vol.	30
Metagenesis	1.5	11	4	Wet gas (Condensate)	low vol.	20
		12			semi-anthrac.	10
		14-			Anthracite	5
Metamorph.	2	16-	5	Methane	meta-anthrac.	
		18-				
	4	20-		?		

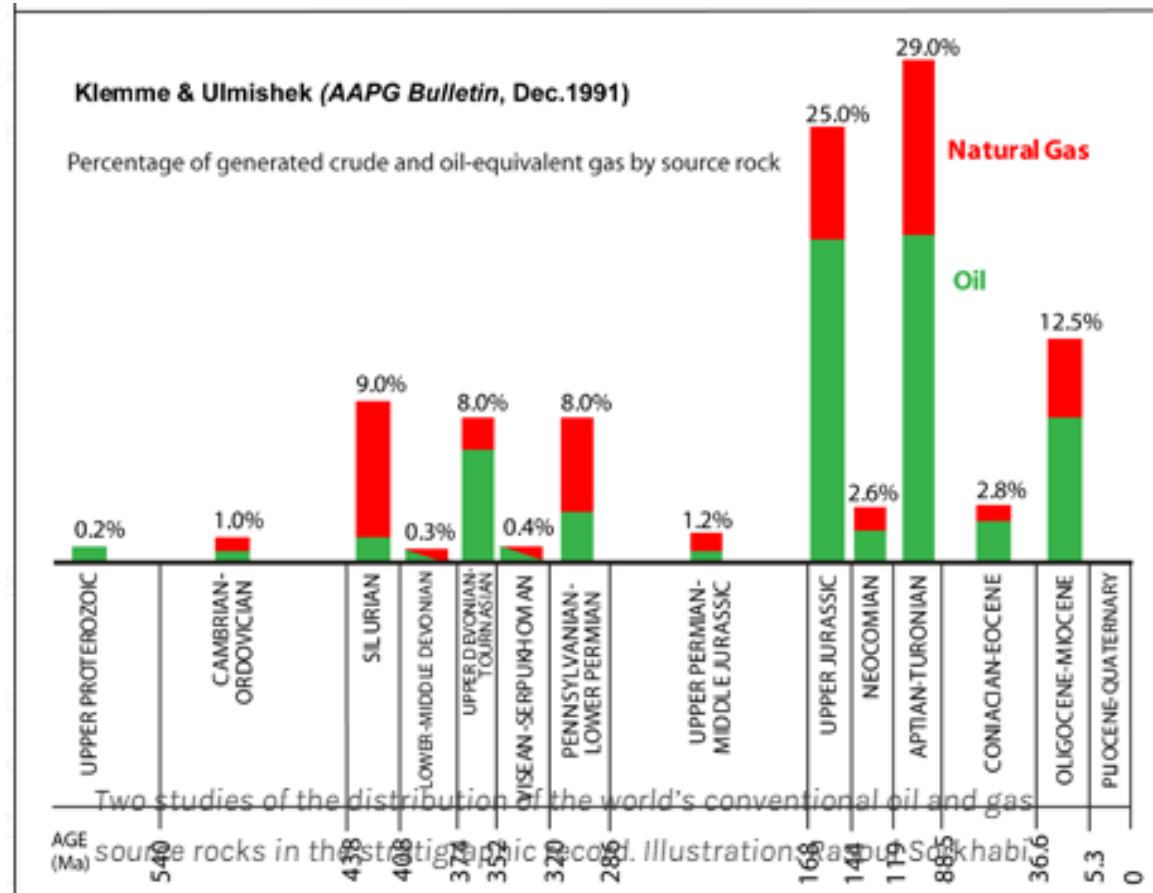
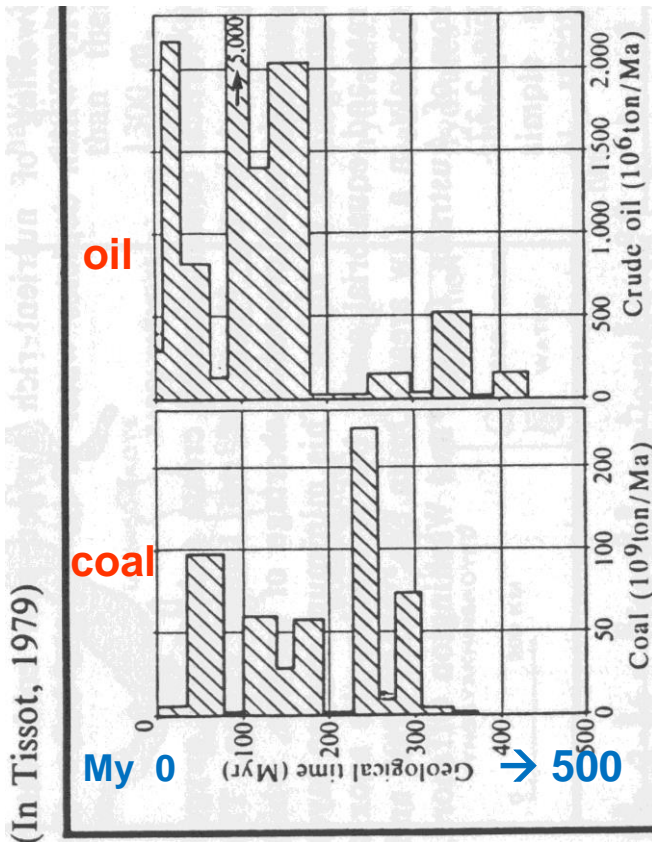
Il **TEMPO** gioca un ruolo importante nella genesi degli idrocarburi, che infatti richiede temperature maggiori per formazioni più recenti.

Esperimenti di laboratorio hanno mostrato che temperature di circa 300°C sono necessarie per degradare la materia organica in idrocarburi nel tempo di settimane o mesi. Gli esperimenti di laboratorio, oltre ad introdurre un'accelerazione del fattore tempo, alterano la qualità della reazione, non riuscendo a ricostruire con piena fedeltà le trasformazioni che avvengono in natura nei tempi geologici.

### TEMPO come ETA' GEOLOGICA

La sedimentazione di materia organica ha subito importanti variazioni durante le epoche geologiche.

Il 70% del *crude oil* estratto al mondo proviene da rocce madri di età Giurassico (Superiore)-Cretacica.



# Parametro TEMPO: l'accelerazione in laboratorio del processo naftogenico

**TOC (Total Organic Carbon)** è il parametro di base richiesto per interpretare qualsiasi informazione geochimica. Se TOC < 0,5% si considera la R.M. priva di potenziale. Il TOC si misura per combustione della SOM in atmosfera di aria e ossigeno a  $T = 1500^\circ$  (LECO),  $1100^\circ$  (Carhograph) e  **$600^\circ$  (Rock-Eval)**. Per le prime due i carbonati devono essere rimossi per evitare interferenze dovute a decomposizione ad alta T della  $CO_2$ , raro per Rock-Eval.

$S_1$  = Idrocarburi liberi (ca  $300^\circ$ , 3')

$S_2$  = Potenziale attuale della RM (300- $600^\circ$ )  
Gen. < 2, potenziale per > 5

$S_3$  = Composti contenenti Ossigeno (rid. cont. C, apporto siderite).

$S_4$  = Carbonio organico rimanente

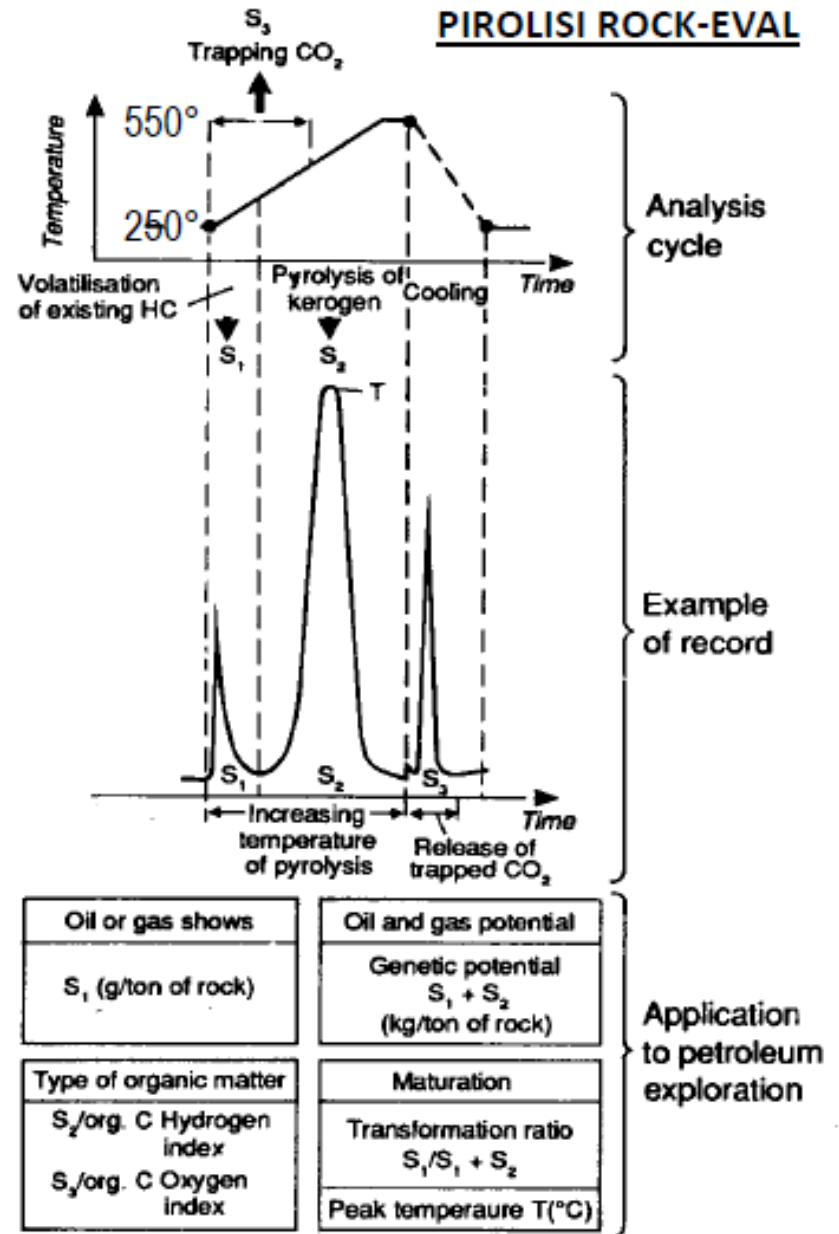
$TOC = S_1 + S_2 + S_4$

HI (Indice Idrogeno) =  $S_2/TOC$

OI (Indice Ossigeno) =  $S_3/TOC$

PI (Indice Produzione) =  $S_1/S_1 + S_2$

$T_{max}$  = corrisponde al max di  $S_2$



# Parametro TEMPO: l'accelerazione in laboratorio del processo naftogenico

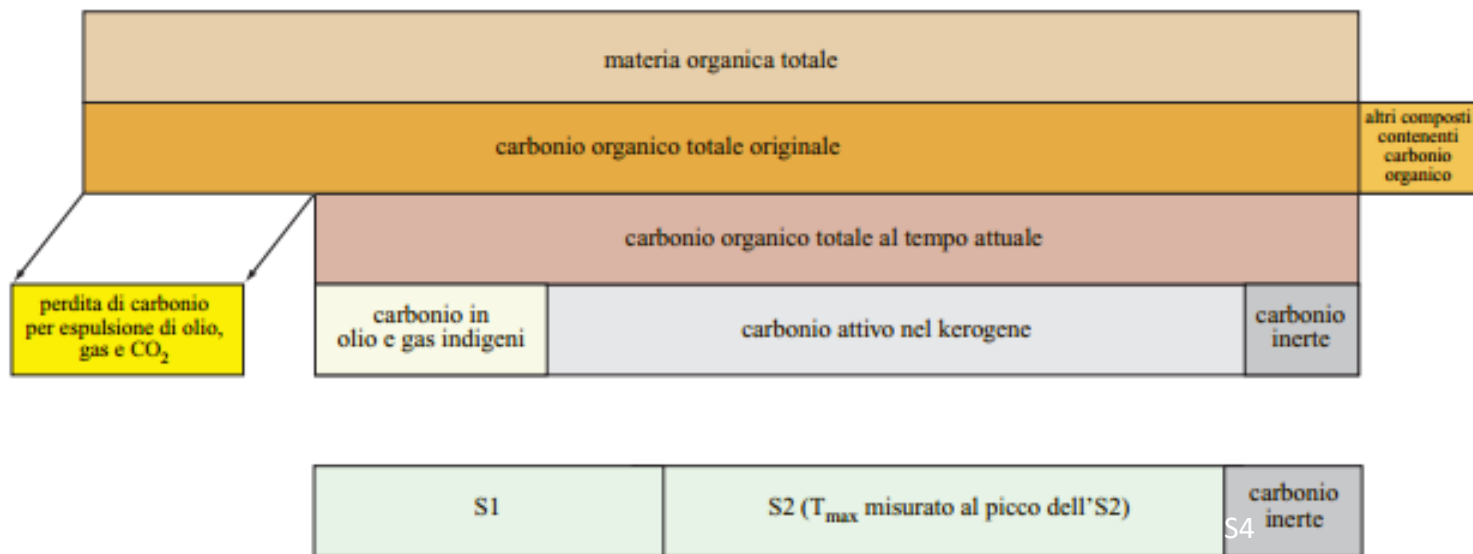


fig. 7. Modello della materia organica totale contenuta in un campione di roccia.

La pirolisi (cracking) Rock-Eval permette l'analisi del carbonio organico totale in base all'estrazione termica accelerata su una piccola quantità di roccia (25-100 mg) per separare gli idrocarburi volatili. In questo modo è possibile conoscere il contenuto di idrocarburi liberi (S1) e valutare il potenziale generativo residuo (S2). La temperatura alla quale si ottiene la massima generazione di idrocarburi ( $T_{max}$ ) è direttamente legata alla maturità termica del campione.

Il biossido di carbonio (S3) per definizione è organico a temperature inferiori alla degradazione termica dei carbonati.

TIPO DI KEROGENE	INDICE DI IDROGENO	INDICE DI OSSIGENO	RAPPORTO H/C	MATERIA ORGANICA	AMBIENTE DI DEPOSIZIONE	STRUTTURA INTERNA	PRODOTTI PRINCIPALI
I	700-1.000+	10-40	1,4	Algale; Amorfa; Raramente terrestre	Anossico (salino); Lacustre; Raramente marino	Finemente laminata	Olio
II	350-700	20-60	1,2-1,4	Algale; Amorfa; Comunemente terrestre	Anossico; Marino	Laminata; Ben stratificata	Olio
II/III	200-350	40-80	1-1,2	Mista marina; Terrestre	Variabile; Deltaico	Poco stratificata	Misto olio/gas
III	50-200	50-150	0,7-1,0	Terrestre; Principalmente vitrinite; Algale alterata	Poco ossidante; Piattaforma/Scarpata; Carboni	Poco stratificata; Bioturbata	Gas
IV	<50	20-200	0,4-0,7	Altamente ossidata; Rimaneggiata	Altamente ossidante; Ovunque	Caotica; Bioturbata	Gas secco

## PIROLISI (ROCK-EVAL PYROLYSIS)

Circa 100 mg di campione di roccia finemente tritata vengono posti in una fornace a 250°C in atmosfera inerte. La temperatura viene quindi alzata a 550°C e quindi registrato l'ammontare degli idrocarburi prodotti in funzione del tempo, attraverso un detector (flame ionization detector, FID). Generalmente si registrano tre picchi, noti come **S<sub>1</sub>**, **S<sub>2</sub>** ed **S<sub>3</sub>**. S<sub>1</sub> rappresenta gli idrocarburi sviluppatasi a bassa temperatura (idrocarburi -bitume- presenti già prima della pirolisi). Il picco S<sub>2</sub> si produce a temperature maggiori per rottura dei legami delle molecole di kerogene. I componenti volatili contenenti ossigeno (biossido di carbonio e acqua) passano ad un detector separato, che produce il picco S<sub>3</sub>. **S<sub>1</sub>**, **S<sub>2</sub>** ed **S<sub>3</sub>** sono espressi in milligrammi per grammo di roccia originale (mg g<sup>-1</sup>) o in chilogrammi per tonnellata (kg t<sup>-1</sup>). La temperatura in corrispondenza della quale si genera il picco S<sub>2</sub> è un indicatore della maturità della roccia madre.

Le rocce con **S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>** inferiore a 2 kg t<sup>-1</sup> sono considerate insignificanti come *source rocks*. Tra 2 e 5 può essere generata una quantità di petrolio spesso insufficiente per l'espulsione; se la roccia ha alta maturità, l'olio può essere "cracked" in gas ed espulso in fase gassosa. Tra 5 e 10 la roccia può espellere una porzione interessante dell'olio generato. Se il valore è maggiore di 10 la roccia è considerata "ricca", l'olio generato sarà quasi certamente sufficiente per assicurare l'espulsione. Solo eccezionalmente si misurano valori maggiori di 10, generalmente da carboni o da "oil shales".

Il tipo di kerogene nella source rock è indicato dall'**indice di idrogeno**, che combina il picco S<sub>2</sub> della pirolisi con il TOC, ed esprime la frazione "pirolizzabile" di contenuto organico (la parte rimanente è carbone inerte, incapace di generare petrolio):

$$\text{Indice di Idrogeno} = S_2 \times 100 / \text{TOC}$$

Valori inferiori a 50 significano che il kerogene è fatto essenzialmente di kerogene inerte; valori maggiori di 200 suggeriscono la presenza di un ammontare significativo di kerogene ricco in idrogeno (*oil prone*), arrivando fino a valori superiori a 900 (*strongly oil prone oil shales*).

$$\text{Indice di Ossigeno} = S_3 \times 100 / \text{TOC}$$

# COMPOSIZIONE ISOTOPICA

Lo studio dei componenti organici della SOM (*soluble organic matter*), nel chero gene e negli idrocarburi utilizza talvolta la **chimica degli isotopi stabili** (gli isotopi instabili, es.  $^{14}\text{C}$ , sono invece utilizzati per le datazioni),  
in particolare:

$^{12}\text{C}$  e  $^{13}\text{C}$ ,  $^1\text{H}$  e  $^2\text{H}$ ,  $^{32}\text{S}$  e  $^{34}\text{S}$ .

La SOM, dalla sua generazione alla sua trasformazione in idrocarburi, è soggetta ad una serie di trasformazioni, molte delle quali hanno un importante effetto sulla sua composizione isotopica, soprattutto quando queste trasformazioni avvengono a basse T (le alte T tendono ad omogeneizzare la composizione).

Ciò si deve al fatto che

gli isotopi più leggeri necessitano di meno energia per dare nuove associazione

Per esempio, la rottura del legame  $^{12}\text{C} - ^{13}\text{C}$  richiede maggiore energia di quella del legame  $^{12}\text{C} - ^{12}\text{C}$ .

Di conseguenza, in una reazione di *cracking*, il prodotto sarà arricchito in  $^{12}\text{C}$  mentre il reagente sarà arricchito in  $^{13}\text{C}$ .

Tale effetto non dipende dalla forza del legame, ma dalla differenza delle forze necessarie per rompere i diversi legami. La differenza diminuisce con l'aumentare di T.

L'effetto è più efficace per elementi chimici leggeri (C, H, O, N, S, quindi quelli caratteristici della materia organica) in quanto la differenza di peso delle molecole è più importante rispetto al peso stesso.

Il **rapporto isotopico** è il rapporto tra la concentrazione media dell'isotopo "secondario" rispetto alla concentrazione media dell'isotopo dominante, per es.  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$  .

Generalmente si usa la **deviazione isotopica**, in relazione ad una composizione isotopica *standard* espressa in ‰. Per il C come composizione *standard* è stata assunta quella della Belemnite della *Pedee Formation* (South Carolina, Cretaceo) → "PDB".

$$\delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{standard}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{standard}}} \times 1000$$

Un esempio di frazionamento isotopico tra componenti in equilibrio è dato dalla  $\text{CO}_2$  atmosferica ( $\delta^{13}\text{C} = 7\text{‰}$ ) e quella dissolta in mare, cioè  $\text{HCO}_3^-$  e  $\text{CO}_3^{2-}$  ( $\delta^{13}\text{C} = 0\text{‰}$ ) .

Nei sedimenti il C è presente nella SOM, nei prodotti di alterazione e nei carbonati. Questi ultimi saranno arricchiti in  $^{13}\text{C}$  se confrontati alla  $\text{CO}_2$  dissolta in atmosfera o nell'idrosfera.

Il C organico, per contrasto, sarà arricchito in  $^{12}\text{C}$ , soprattutto per effetto della fotosintesi che porta ad un arricchimento di  $^{12}\text{C}$  negli zuccheri prodotti.

Nelle sostanze organiche si avranno sempre più atomi di carbonio più leggeri.

Le piante continentali, che si nutrono di acque isotopicamente già selezionate, hanno  $\delta^{13}\text{C}$  minore delle piante marine.

I valori più bassi di  $\delta$  (fino a -90) sono del gas biogenico perché i batteri utilizzano preferenzialmente  $^{12}\text{C}$ .

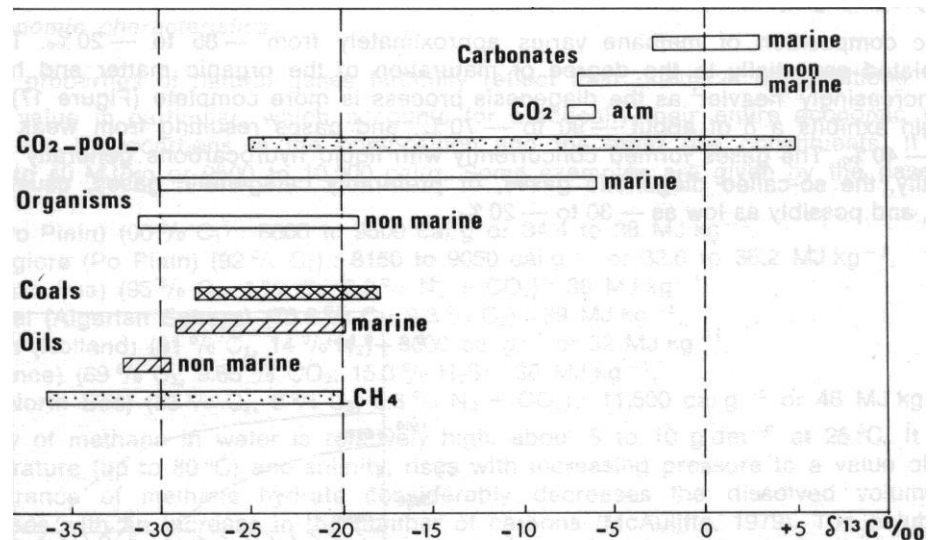


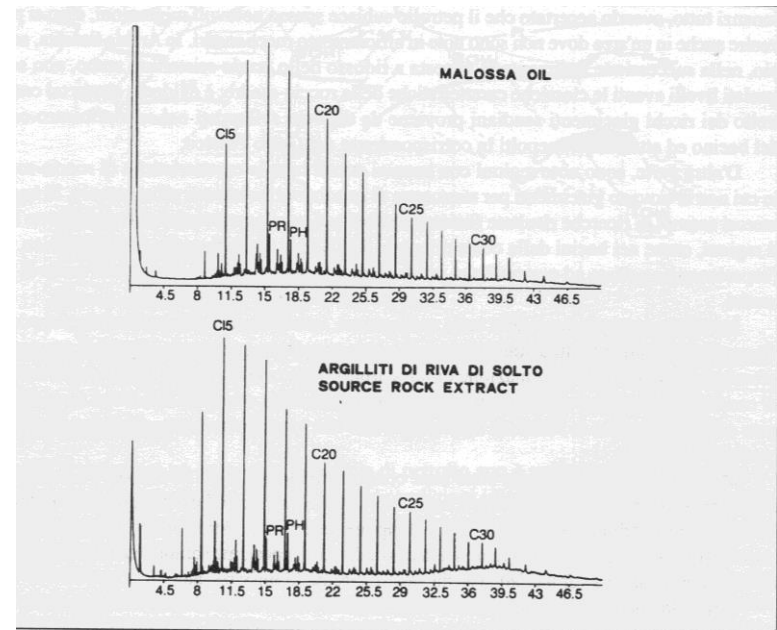
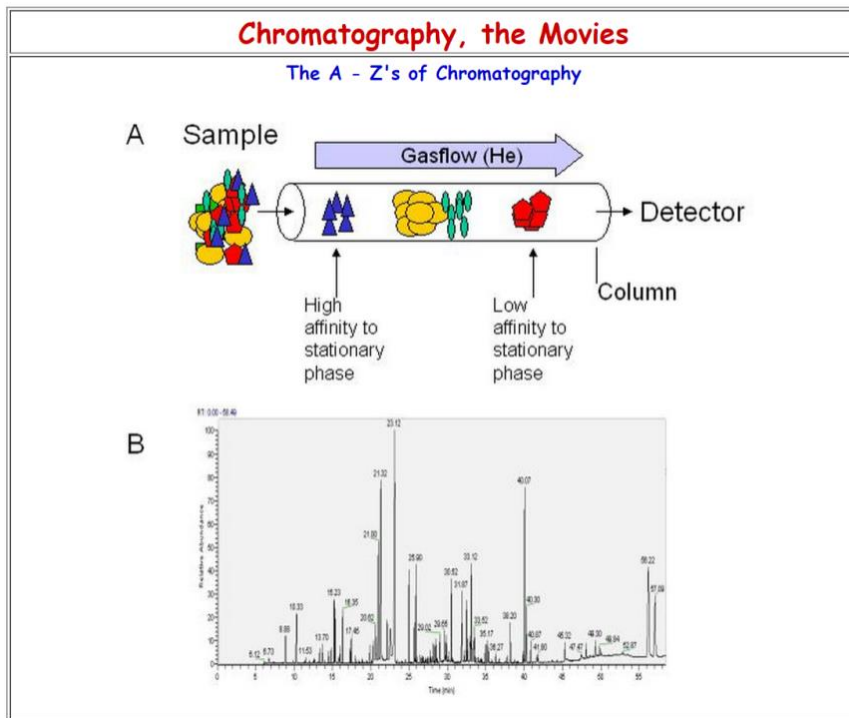
Fig. 16. — Variation in values of  $\delta^{13}\text{C}$  ‰ for different rocks.



# GAS CROMATOGRAFIA (GC)

La separazione cromatografica degli idrocarburi permette di caratterizzare sia gli olii che le rocce. In un piccolo forno termostatabile viene alloggiata la colonna cromatografica, formata da un avvolgimento costituito da un sottile tubo capillare (column, diametro < 1mm) in vetro, generalmente lungo diversi metri, in cui viene introdotto un flusso di gas inerte (**He**, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>) ad una sua estremità. Tale gas funziona da gas di trasporto per il campione (sample, frammentato, sciolto o vaporizzato) da analizzare. Dopo un certo tempo i componenti separati fuoriescono col flusso di gas dall'estremità opposta, ove è posto un opportuno rivelatore (detector) in grado di segnalarli come picchi, di cui gli elaboratori permettono la misura.

Si potranno fare delle comparazioni allo scopo di stabilire **relazioni genetiche tra oli e source rocks o tra olii**. Questo rappresenta uno degli obiettivi principali della Geochimica del Petrolio.



- Gas Cromatogrammi (in ordinate l'intensità del segnale e in ascisse i tempi di ritenzione in minuti primi) del condensato del giacimento di Malossa (Bg) e del bitume estratto dalle argilliti di Riva di Soltto (Retico della successione lombarda); evidente la correlazione (Pieri e Mattavelli, 1986).

# LA SUCCESSIONE PETROLIFERA

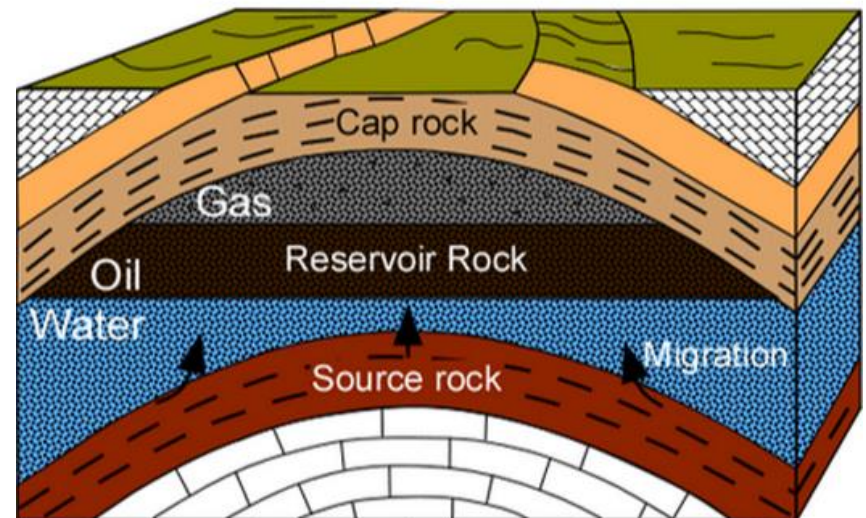
Perché si **possa formare** un **accumulo sfruttabile** di idrocarburi, **non è sufficiente** che, in un bacino e per un determinato periodo, si siano sviluppate le **condizioni ideali per la naftogenesi**.

Gli idrocarburi, infatti, sono fluidi e quindi mobili, per cui **durante la catagenesi**, con la compattazione dei sedimenti, possono essere stati **generati** ed **espulsi**, **spostandosi** entro **strati porosi e permeabili**, dove possono accumularsi se si verificano tutte le condizioni necessarie per **arrestare il loro movimento**.

L'**accumulo** si verifica quando si è in presenza di una **successione petrolifera**, cioè da una successione, per lo più potente, che comprende le formazioni in cui il petrolio ha potuto **originarsi** e successivamente **accumularsi**.

La **successione petrolifera** è pertanto costituita da:

- **roccia madre**: può generare idrocarburi;
- **roccia serbatoio**: **porosa** e **permeabile**, consente il movimento degli idrocarburi verso l'alto;
- **roccia di copertura**: **impermeabile**, impedisce la dispersione degli idrocarburi, favorendo il loro accumulo in particolari situazioni stratigrafico-strutturali.



Anticline Trap

## ROCCIA MADRE (SOURCE ROCK)

Durante la subsidenza di un bacino si formano grandi spessori di sedimenti. Perché si formi una roccia madre il materiale organico, alternato alla litologia, si deve preservare dall'ossidazione. Successivamente e solo in piccola parte, il materiale organico può trasformarsi in cherogene (processo naftogenetico) e, in parte ancora più ridotta, in idrocarburi. La roccia madre subirà le condizioni di P e T necessarie a tali trasformazioni, quindi compattazione (diminuzione di porosità e contenuto d'acqua) in fase diagenetica e, a maggiori profondità, metamorfismo.

Si hanno quattro tipi prevalenti di rocce madri:

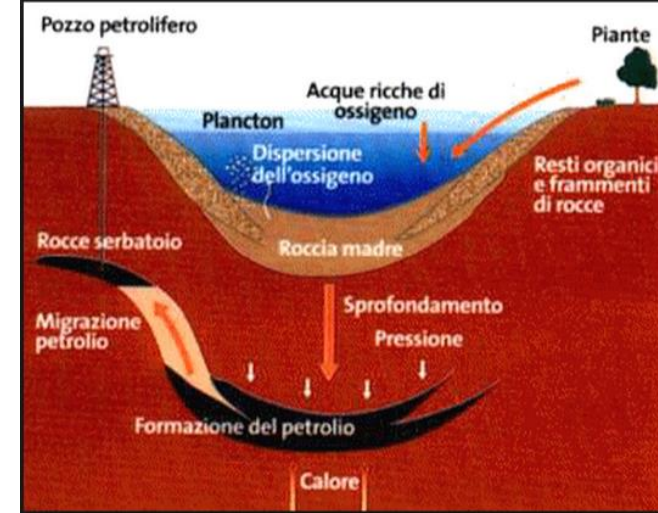
**R.M. argillose:** le più comuni, in quanto le argille favoriscono l'isolamento del materiale organico dall'ossidazione.

**R.M. calcaree:** spesso ricche di sostanza organica (calcarei di piattaforma, reefs, bioherme), che si preserva a patto che il calcare sia caratterizzato da granulometria sottile.

**R.M. silicoclastiche:** spesso costituite da resti di Diatomee, comunque poco diffuse.

**R.M. carboniose:** non diffuse, ma si hanno alcuni esempi di idrocarburi di probabile derivazione da questo tipo di rocce.

Oltre il 90% delle riserve originali di idrocarburi derivano da R.M. appartenenti ai 6 intervalli stratigrafici elencati qui a destra:



*Sopra: la roccia madre in formazione;  
Sotto: la roccia madre ha raggiunto le condizioni necessarie per la maturazione del petrolio*

- **Siluriano:** ha generato il **9%** delle riserve mondiali;
- **Devoniano superiore-Tournaisiano:** **8%** delle riserve;
- **Pensilvaniano-Permiano inferiore:** **8%** delle riserve;
- **Giurassico superiore:** **25%** delle riserve;
- **Cretacico medio:** **29%** delle riserve;
- **Oligo-Miocene:** **12,5%** delle riserve.

# MIGRAZIONE

Per poter essere commercialmente sfruttati gli idrocarburi devono venir accumulati all'interno di una roccia, che dovrà avere caratteristiche di elevata porosità e permeabilità per permetterne la risalita.

Generalmente la roccia madre non ha tali caratteristiche, poco compatibili con la possibilità di isolare la materia organica eventualmente presente. Si ha quindi che **R.M. e roccia serbatoio (RESERVOIR)** non coincidono. Ciò comporta che gli idrocarburi dovranno spostarsi dalla R.M. alla roccia serbatoio per andare ad accumularsi in una **trappola**.

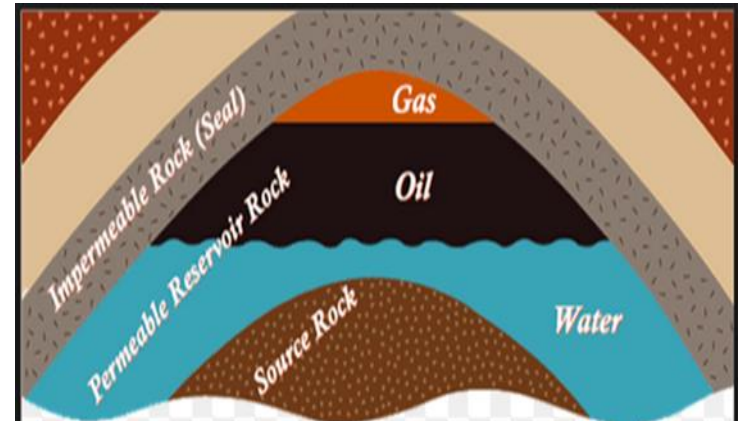
Uno degli obiettivi della geologia degli idrocarburi è capire **come, dove, quando e quanto migrano** gli idrocarburi. Si avranno situazioni di prossimità o adiacenza tra rocce madre e serbatoio (come da esempio in immagine), altre situazioni in cui gli idrocarburi, per raggiungere la roccia serbatoio, dovranno percorrere anche decine di chilometri.

La migrazione è divisa classicamente in tre fasi:

**-MIGRAZIONE PRIMARIA o ESPULSIONE**

**-MIGRAZIONE SECONDARIA**

**-MIGRAZIONE TERZIARIA O DISMIGRAZIONE**



## MIGRAZIONE PRIMARIA O ESPULSIONE

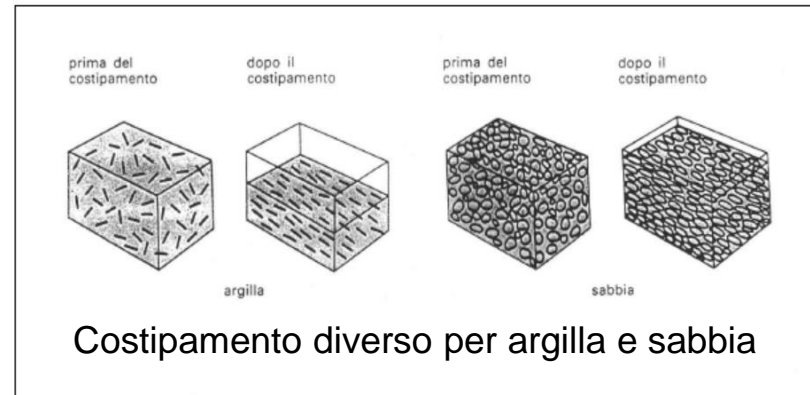
Solo nei primi anni '80 l'industria petrolifera cominciò a capire come avviene l'espulsione dei fluidi dalla roccia madre; precedentemente si riteneva che gli I. si formassero nel *reservoir* o nelle sue immediate vicinanze. Molti aspetti restano ancora da chiarire, in particolare relativamente alla *driving force*.

Primo elemento è la diminuzione della porosità nelle rocce madri a grana fine (argille) per aumento di pressione (carico litostatico – pressione idrostatica).

Comunque alle profondità della finestra ad olio (2000-4000 m) questa *driving force* non supera la pressione capillare.

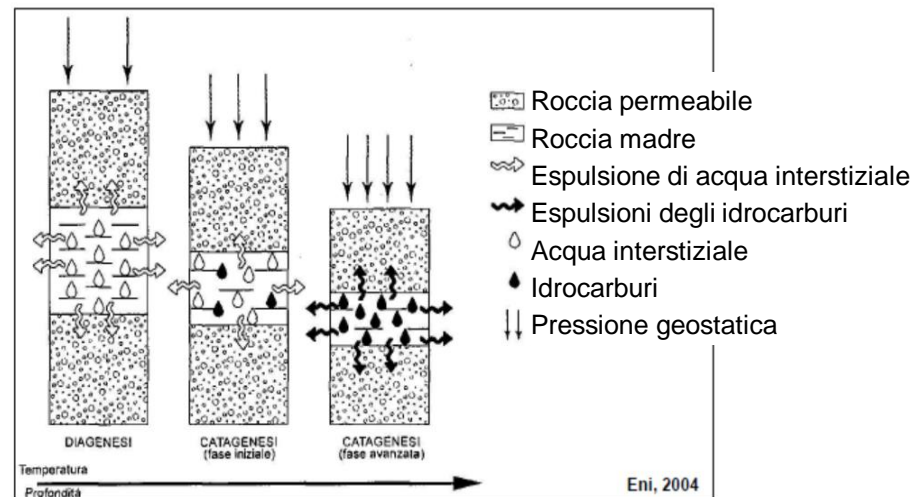
Roccia madre e reservoir contengono generalmente una diversa composizione degli idrocarburi a causa della permeabilità relativa delle rocce.

Ad eccezione della migrazione primaria precoce (metano biogenico in fase di diagenesi), che può avvenire già a profondità di 1.000-1.500 m, la **migrazione primaria** avviene a profondità superiori (**catagenesi**), quando i **sedimenti** sono già **compattati** e disidratati.



Il **costipamento** produce una **riduzione del volume nella roccia** a causa dell'accostamento dei granuli. La **perdita di volume** è accompagnata dall'**espulsione dell'acqua interstiziale** che, a parità di condizioni di pressione (seppellimento), è **tanto maggiore quanto minore è la granulometria**.

La **trasformazione del kerogene in idrocarburi di minore densità**, determina un **aumento di volume**, quindi di **pressione**, che causa una rete di **microfratture nella roccia madre**, attraverso la quale il petrolio può muoversi e quindi **migrare spostandosi** verso zone a minore pressione, pertanto normalmente **verso l'alto**, anche se, di fatto, avviene in tutte le direzioni.



## MIGRAZIONE SECONDARIA

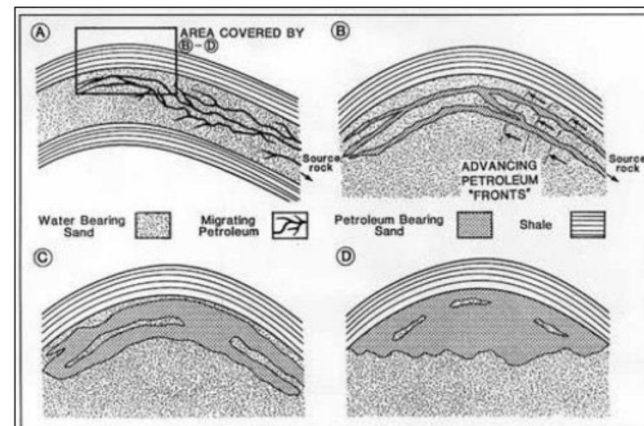
La principale *driving force* è il **galleggiamento (buoyancy)**, connesso alle **diverse densità di fluidi immiscibili**. Il galleggiamento, quando l'olio attraversa i pori più stretti, deve superare le forze di capillarità.

La migrazione secondaria avviene in **direzione laterale o verticale verso l'alto**.

La distanza totale tra roccia madre e trappola può variare da poche decine di metri a diverse centinaia di chilometri.

Gli idrocarburi, durante la **migrazione secondaria**, tendono a risalire utilizzando un **reticolo di microcanali** molto articolati, che **invadono il sistema acquifero**, la cui geometria dipende dalle varie forze (**capillarità, tensione superficiale, adesione, ecc.**) presenti nel **sistema idraulico** rappresentato dall'**insieme dei fluidi** e delle **rocce** che caratterizzano il **serbatoio strutturato**.

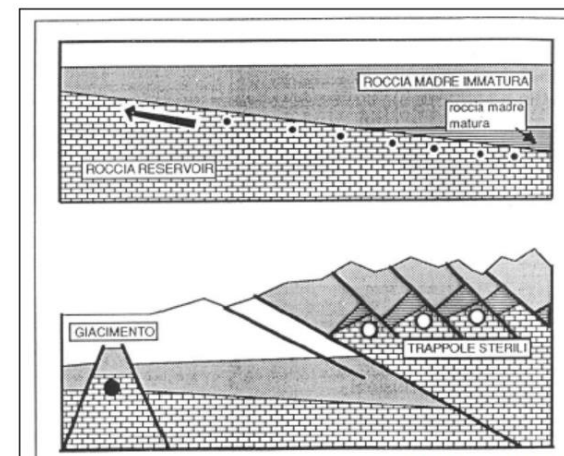
La **migrazione** degli idrocarburi continua sfruttando i microcanali, le cui **dimensioni, aumentando progressivamente provocano la fusione** in canali sempre più larghi fino all'eventuale **riempimento della struttura**. Il **riempimento** dipenderà, oltre che dalle **dimensioni della trappola**, anche dal **volume di idrocarburi prodotto**.



Da Paltrinieri, 2014

La **migrazione secondaria** può **continuare** fino a portare il petrolio in **superficie** (dando origine a manifestazioni superficiali) dove verrà disperso, ossidato o distrutto. Quando la **migrazione viene interrotta** in sottosuolo per la presenza di una **copertura strutturata**, il petrolio si può **accumulare** dando **origine ad un giacimento**.

Durante il **tragitto** la sua **composizione** può variare **arricchendosi**, via via, delle frazioni più **leggere e mobili**, mentre quelle più **viscose e pesanti** possono **"restare indietro"**.



Sopra: migrazione del petrolio verso l'alto.  
Sotto: in seguito alla tettonica la roccia madre è matura dove le trappole sono sterili, mentre è immatura nell'area dove si trova il giacimento

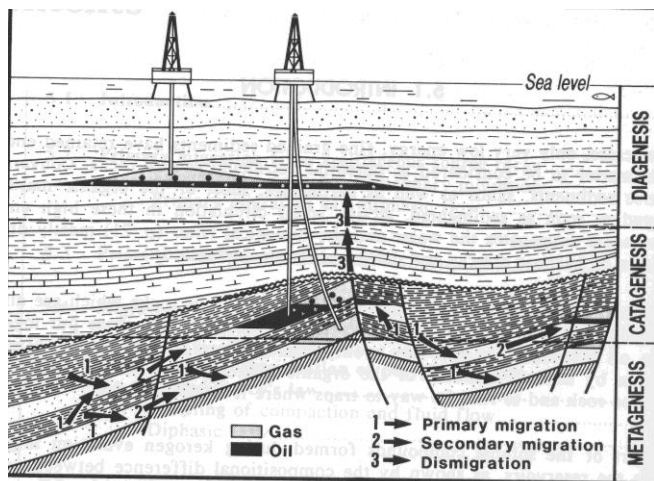


Fig. 5-1 - Schema of the main migration steps.  
(After Durand, 1988)

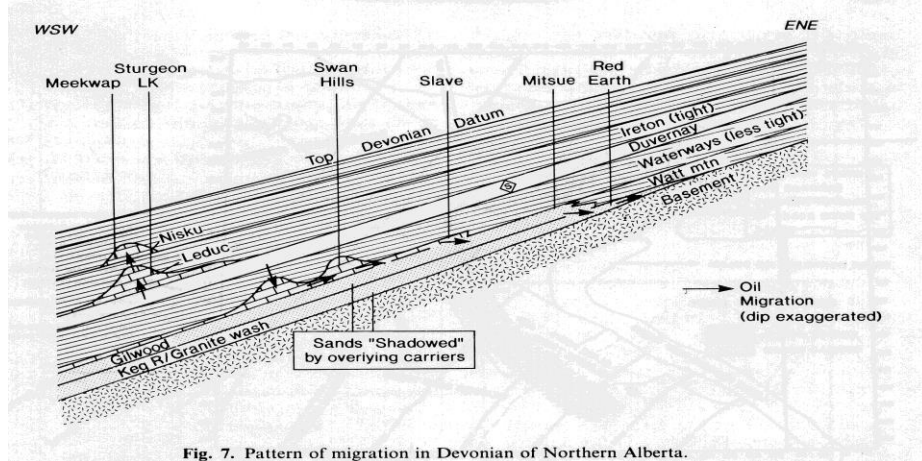
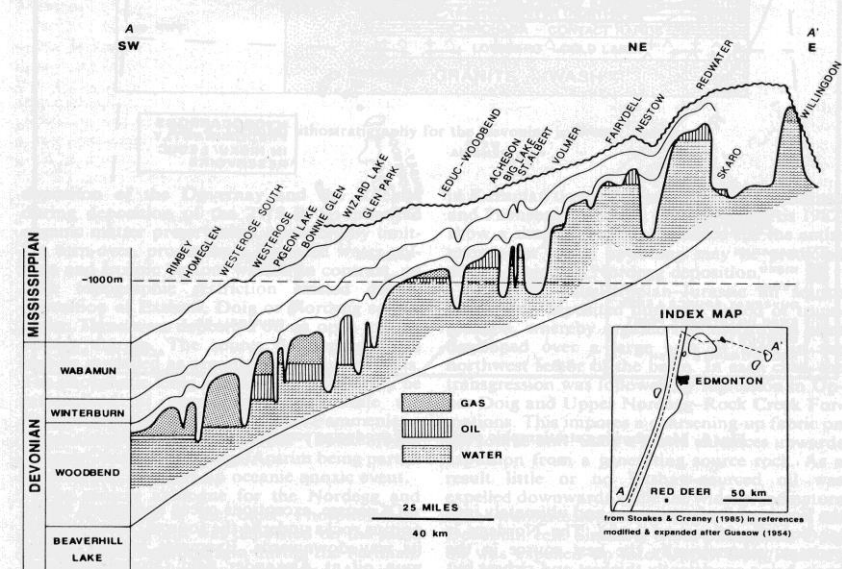


Fig. 7. Pattern of migration in Devonian of Northern Alberta.

**INTRAPPOLAMENTO SELETTIVO**

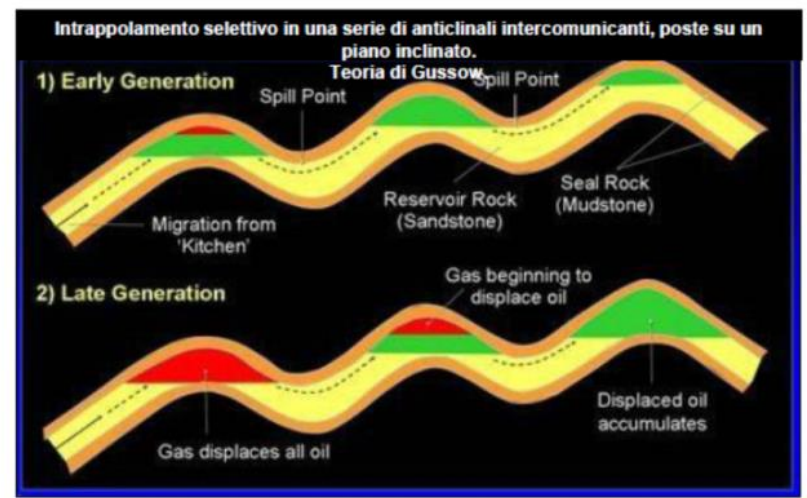
**MIGRAZIONE SECONDARIA E INTRAPPOLAMENTO SELETTIVO**

L'accumulo selettivo può venire accentuato dalla diversa pressione esercitata sul serbatoio passando dalle trappole più profonde a quelle più superficiali, dove la diminuzione di pressione può permettere la liberazione di gas dall'olio, aumentando o producendo, se assente, il gas cap.

Gli idrocarburi riempiono la prima trappola (la più vicina) incontrata nel percorso, per poi eventualmente migrare ulteriormente verso trappole più distanti, una volta superato lo spilling point.

Gas (in rosso) e olio (in verde) si accumulano inizialmente nell'anticlinale più profonda. Il continuo afflusso di gas spinge l'olio a spostarsi nella seconda anticlinale ed eventualmente in quelle successive. In tal modo, nelle anticlinali via via più esterne rispetto all'origine della migrazione, l'olio può rimanere il solo idrocarburo presente nella trappola, tanto che la possibile anticlinale più esterna e superficiale potrebbe non essere stata raggiunta dagli idrocarburi a causa del loro esaurimento risultando, pertanto, mineralizzata ad acqua salata.

In genere si osservano percorsi brevi.



## MIGRAZIONE TERZIARIA, DISMIGRAZIONE, MANIFESTAZIONI

Gli stessi meccanismi che guidano la migrazione secondaria possono guidare un ulteriore spostamento degli idrocarburi fino ad intercettare la superficie del piano di campagna o del fondo mare.

Per esempio si possono avere manifestazioni in seguito a

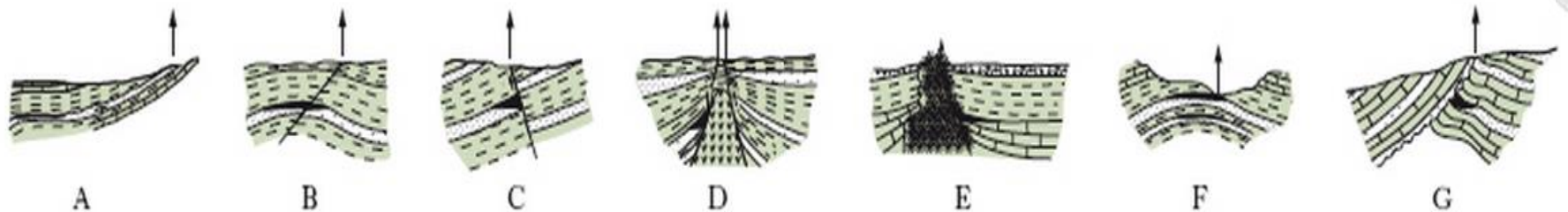
- erosione della copertura
- permeabilità relativa (delle argille, non delle evaporiti)
- fratturazione
- erosione di una roccia contenente idrocarburi.



Spesso, mentre i componenti più leggeri subiscono migrazione terziaria, quelli più pesanti vengono alterati. Alcuni importanti accumuli di idrocarburi sono stati generati da migrazione terziaria.

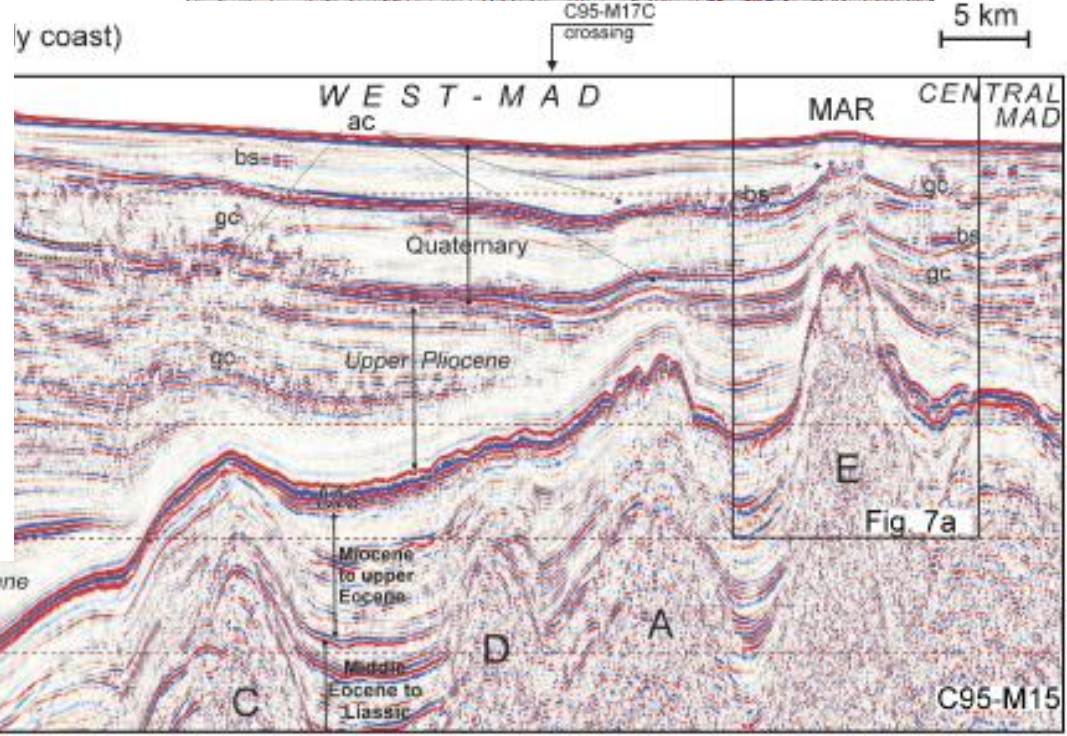
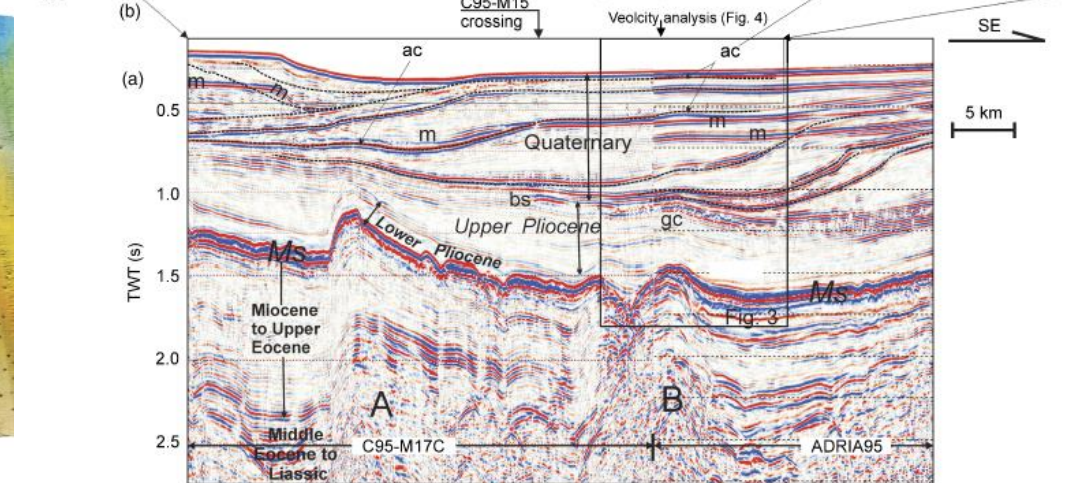
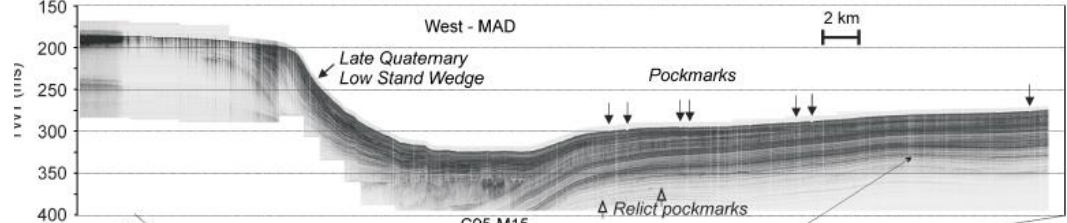
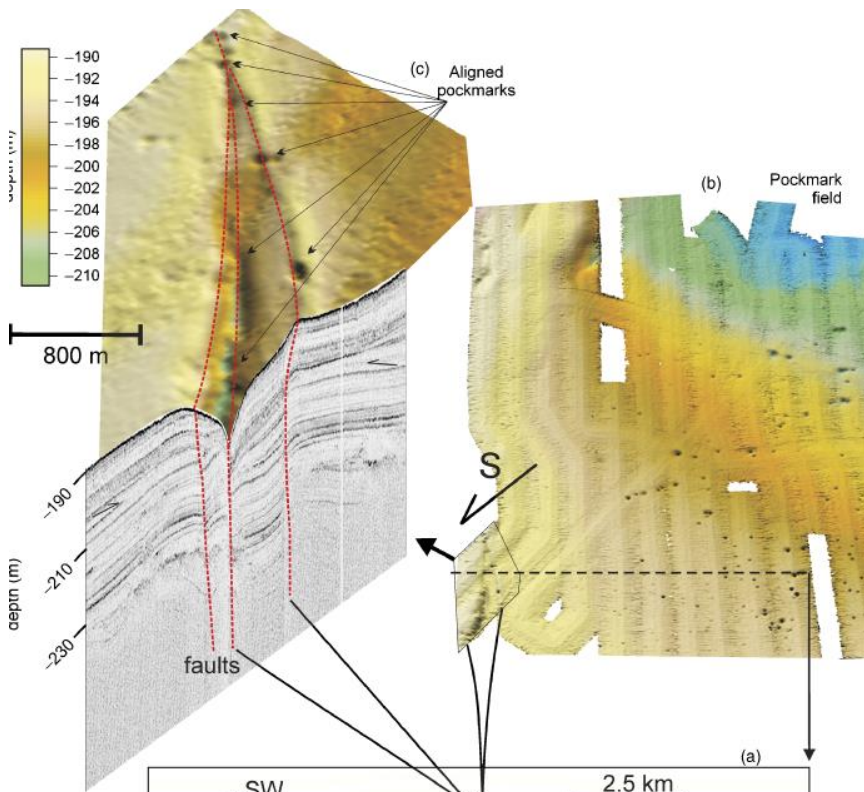
La migrazione terziaria, sfruttata da secoli per le caratteristiche di impermeabilità degli idrocarburi, ma anche per illuminazione, per scopi medicinali, etc, ha dato l'avvio alla prima industria petrolifera.

Una manifestazione può essere continua o intermittente.



**PETROLIO - 4. Esempi di manifestazioni petrolifere superficiali: al margine del bacino sedimentario, in corrispondenza dell'affioramento della roccia serbatoio (A); entro il bacino in corrispondenza di faglie che interessano la roccia serbatoio e quella di copertura di un accumulo in anticlinale (B); in trappola per faglia (C); a contatto con una cupola salina (D); a contatto con una intrusione ignea (E); entro il bacino sedimentario per effetto di fenomeni erosivi che hanno intaccato la roccia di copertura di un accumulo in anticlinale (F) oppure una discordanza (G). Le frecce indicano la direzione di migrazione e di fuoriuscita degli idrocarburi; in nero e indicato l'accumulo profondo entro la roccia serbatoio**





Migrazione terziaria: Gas seeps in Adriatico centrale (Geletti et al., 2008)

## ROCCE SERBATOIO (RESERVOIRS) E TRAPPOLE

Gli idrocarburi esistenti nel sottosuolo si raccolgono in giacimenti chiamati serbatoi. Ogni giacimento accessibile e sfruttabile commercialmente possiede due elementi essenziali: la **roccia serbatoio (o reservoir)** e la **trappola** di idrocarburi. La migrazione secondaria porta generalmente gli Idrocarburi in condizioni di minori pressione e temperatura. Ciò facilita trasformazioni fisiche e chimiche che possono influenzare l'accumulo nelle trappole.

### RESERVOIRS – CARATTERISTICHE PETROFISICHE

I *reservoirs* sono rocce che contengono pori o fratture (**POROSITA'**) interconnessi (**PERMEABILITA'**) in modo tale da permettere la circolazione dei fluidi al loro interno. Le relazioni tra porosità e permeabilità sono spesso complesse e dipendono dalle condizioni di sedimentazione e dalla diagenesi.

### RESERVOIRS - CARATTERISTICHE GEOLOGICHE

I *reservoirs* si suddividono generalmente in due famiglie principali: **Reservoirs in rocce clastiche**, soprattutto silicei (sabbie e arenarie) di solito caratterizzati da porosità e permeabilità uniformi  
**Reservoirs in rocce carbonatiche**, inclusi calcari e dolomie, di solito caratterizzati da porosità e permeabilità molto variabili.

Considerando i *giants*, i *reservoirs* caratterizzati da arenarie rappresentano circa il 60% delle riserve di olio, mentre i carbonati, che rappresentano il 16% del materiale depositato nei bacini sedimentari, contengono il restante 40%. In Medio Oriente la maggior parte delle riserve sta in *reservoirs* carbonatici, mentre quelli detritici prevalgono per le riserve a gas.

A destra: distribuzione di età e litologie dei reservoirs relativi ai giants (per numero e per volume) scoperti al mondo nel decennio 1990-2000

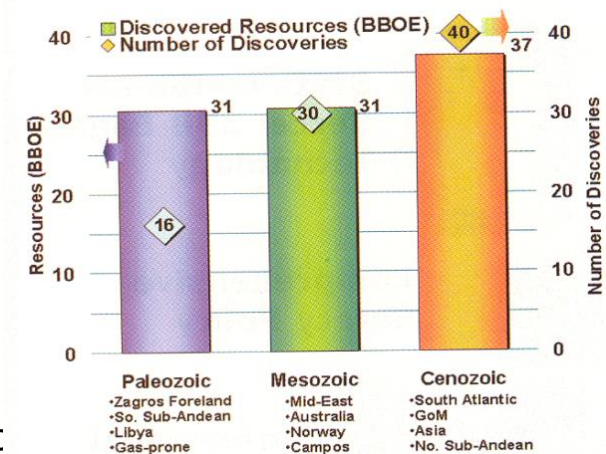


Figure 10. Geologic age of giant discoveries.

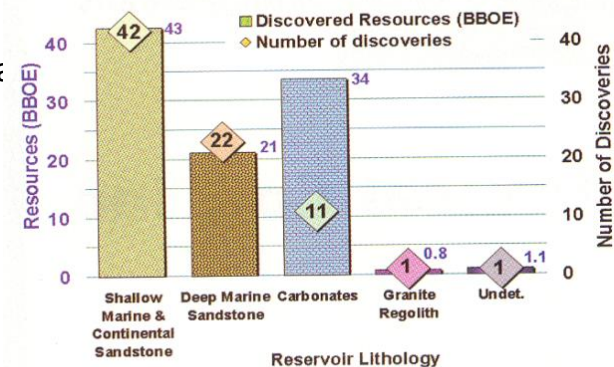


Figure 11. Reservoir lithology of 1990s' giant discoveries.

# TRAPPOLE

La ricerca di idrocarburi inizialmente si basava sulla presenza di manifestazioni superficiali. Solo nel 1885 con la “**regola dell’anticlinale**” si cominciò a considerare le strutture della serie stratigrafica. Oggi tale regola è stata modificata nella “**regola della trappola**”, che considera l’anticlinale come una delle possibili trappole. La trappola di idrocarburi è costituita da una particolare distribuzione delle rocce nel sottosuolo, che rende possibile trattenere gli idrocarburi nella roccia serbatoio.

Si definisce “**chiusa**” una struttura limitata da una barriera che limita il flusso degli idrocarburi e porta al loro accumulo.

La base dell’accumulo è una **superficie piatta (tavola d’acqua)** che separa gli idrocarburi dall’acquifero sottostante.

Elementi di una trappola:

- **Culmine (top)**
- **Punto di trabocco (spill point)**
- **Chiusura (dislivello tra i due)** => *pay*: massimo spessore di idrocarburi contenuto in quella trappola.

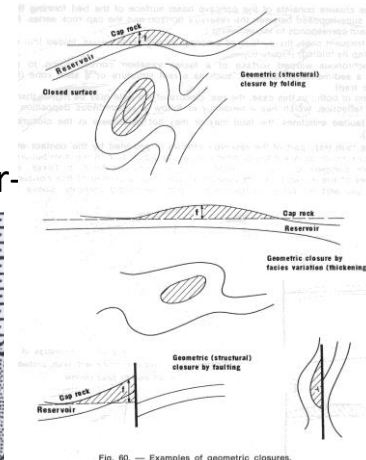
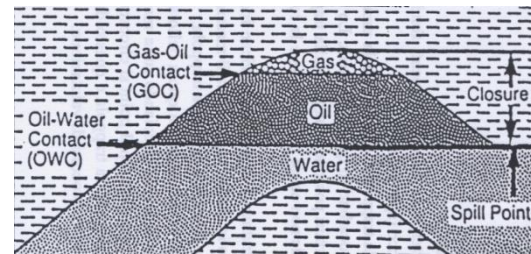
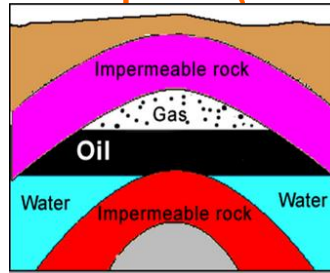


Fig. 60. — Examples of geometric closures.

Parte della ricerca petrolifera è in realtà ricerca di potenziali trappole.

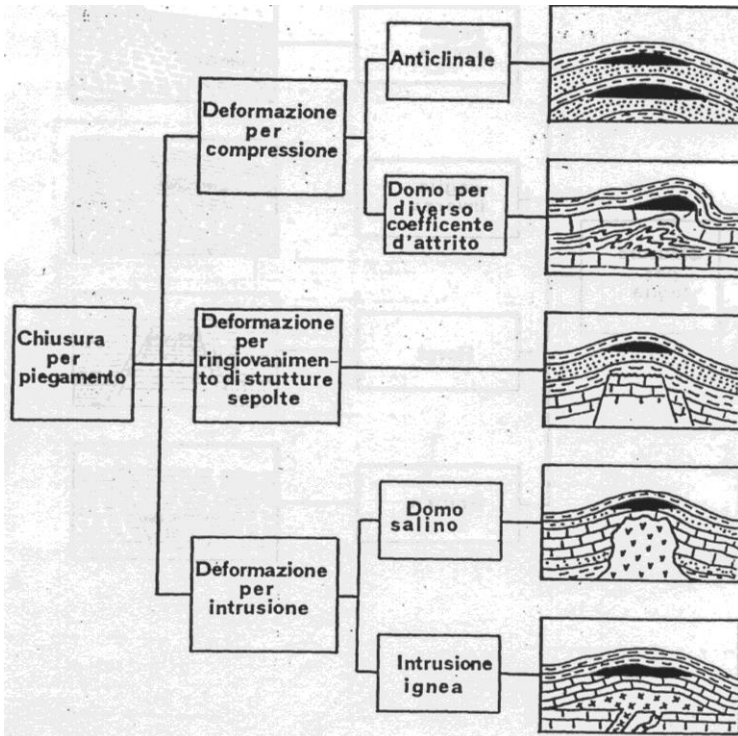
Si distinguono:

- **trappole strutturali**: l’evento che blocca la migrazione è dovuto a cause tettoniche che hanno deformato la serie stratigrafica (post-sedimentaria).
- **trappole stratigrafiche**: la trappola è legata a variazioni di facies nella sequenza sedimentaria
- **trappole miste**: sia fattori strutturali che stratigrafici concorrono alla formazione della trappola
- **trappole morfologiche**: l’erosione plasma un rilievo successivamente ricoperto da sedimenti marini
- **trappole idrodinamiche**: se l’acqua di formazione è in movimento, la tavola d’acqua sarà inclinata

# TRAPPOLE STRUTTURALI

dovute a fenomeni plicativi

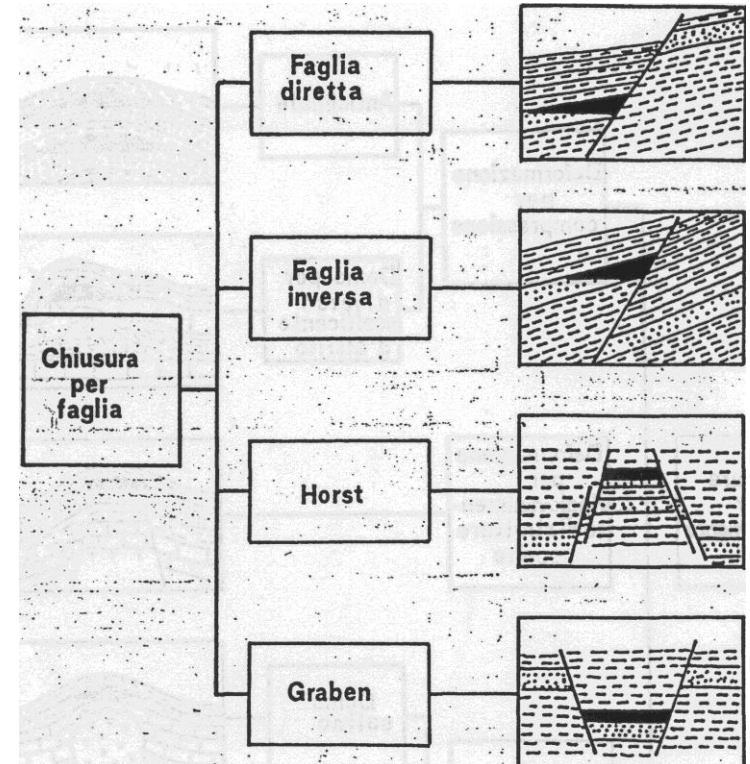
- anticlinali
- domi
- sinclinali
- ringiovanimento di strutture sepolte
- intrusioni di diapiri salini
- intrusioni magmatiche
- trappole per "tappo d'asfalto"



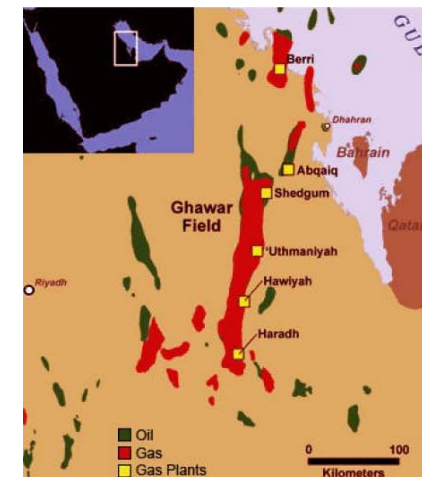
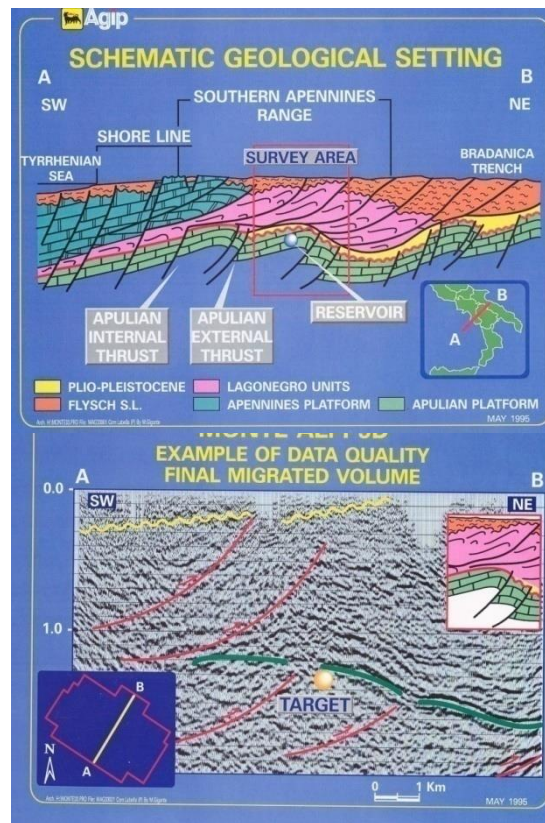
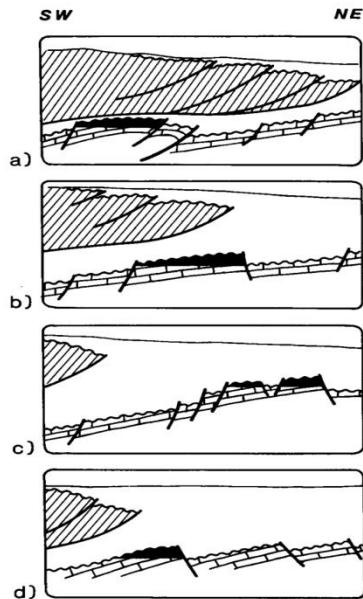
dovute a fenomeni disgiuntivi

- faglie dirette su monoclinale
- faglie inverse su "
- cataclasi attorno a faglie
- horst
- graben
- drag di faglia →

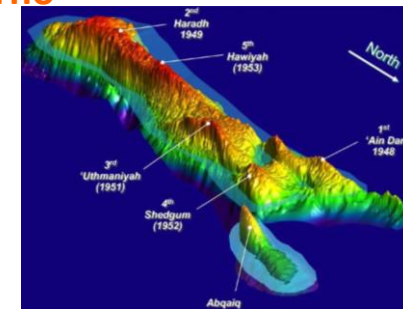
	normal fault	reverse fault
normal drag		
reverse drag		



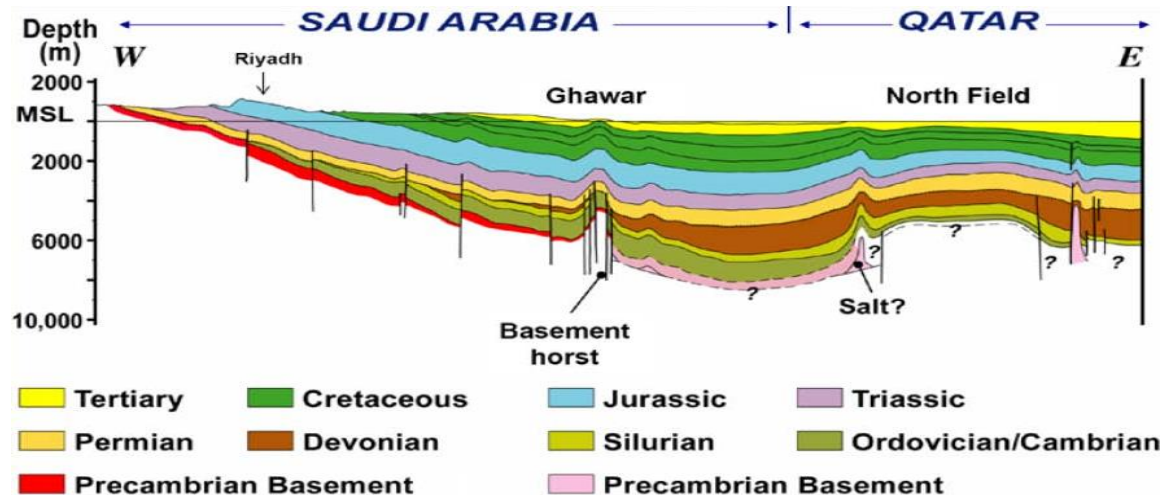
# Trappole strutturali in Appennino Meridionale



Ghawar Field: dal 1993 al 2003  
si sono estratti 5 milioni di  
barili al giorno



Es: Ghawar field (scoperta 1948)  
Dimensioni: 250x30 km  
**Oil** reservoirs (RM: J mudstone)  
-Arenarie Permo-Carb. *onlapping*  
-Carbonati UJ (sotto evaporiti) e Permiani  
**Gas** reservoirs in Paleozoico,  
RM: argille del Siluriano



## **Ghawar: The Anatomy of the World's Largest Oil Field** Abdulkader M. Afifi Search and Discovery Article #20026 (2005) <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2004/afifi01/index.htm>

Aramco initially discovered oil in Ghawar in 1948, based on surface mapping and shallow structure drilling. Ghawar is a large north-trending anticlinal structure, some 250 kilometers long and 30 kilometers wide. It is a drape fold over a basement horst, which grew initially during the Carboniferous Hercynian deformation and was reactivated episodically, particularly during the Late Cretaceous. In detail, the deep structure consists of several en echelon horst blocks that probably formed in response to right-lateral transpression. The bounding faults have throws exceeding 3000 feet at the Silurian level but terminate within the Triassic section. The episodic structural growth influenced sedimentation of the Permo-Carboniferous sandstone reservoirs, which onlap the structure and the Jurassic and Permian carbonate reservoirs, which accumulated in shoals above structural culminations.

The main oil reservoir is the Upper Jurassic Arab-D limestone, which improves upward from mudstone to skeletal-oolitic grainstone, reflecting successive upward-shoaling cycles. The excellent reservoir quality is due to the preservation of the primary porosity, the enhancement of permeability, and the presence of fractures in the deeper and tighter parts. The oil was sourced exclusively from Jurassic organic-rich mudstones and is effectively sealed beneath massive anhydrite. The general absence of faults at the Arab-D level maintained seal integrity. Current production is almost 5 million barrels per day under peripheral water injection. The southernmost part of the field remains under development, with a final increment of 300,000 barrels per day on stream in 2006.

In addition to oil, Ghawar contains large reserves of non-associated gas in the deeper Paleozoic reservoirs, sourced from Silurian shales and trapped in Permian, Permo-Carboniferous and Devonian reservoirs at depths of 10,000-14,000 feet. The main gas reservoirs are in the Khuff A, B, and C carbonates of Late Permian age. Each consists of transgressive grainstones and packstones, sealed by regressive supra- and intertidal mudstone and anhydrite. The Khuff carbonates are highly cyclical and have undergone extensive diagenesis, resulting in variable reservoir and gas quality. The migration of gas into the Khuff probably occurred along the western bounding fault of Ghawar, which propagated upward through the Khuff during the Cretaceous reactivation.

In addition, sweet gas is trapped structurally and stratigraphically in the Permo-Carboniferous Unayzah sandstones, which onlap the ancestral Ghawar highlands from the south. The Unayzah consists of eolian, fluvial, and lacustrine clastics whose reservoir quality is highly variable due to facies changes and quartz cementation. In 1994, an exploration well drilled on the east flank of Ghawar discovered sweet gas in Devonian sandstones in a fault-unconformity truncation trap. Since then, exploration of Paleozoic targets has added 15 new discoveries in and around Ghawar. Development has increased daily Ghawar production capacity to 8 billion cubic feet. The key challenge to gas exploration and development has been the prediction of porosity using geologic models and 3D seismic data.

# Exmple of structural traps by faults disgiuntiva

## Amposta Oil Field

U. SEEMANN, V. F. PÜMPIN, and N. CASSON

Shell España  
Madrid, Spain

### FIELD CLASSIFICATION

BASIN: Western Mediterranean

BASIN TYPE: Backarc

RESERVOIR ROCK TYPE: Limestone (Karst)

RESERVOIR ENVIRONMENT OF DEPOSITION: Platform

RESERVOIR AGE: Early Cretaceous

PETROLEUM TYPE: Oil

TRAP TYPE: Tilted Horst

TRAP DESCRIPTION: Elongated Tilted Horst Block

Field discovered 1970, first field of the Spanish Mediterranean offshore

Seal: Miocenic clay

Source: Upper Jurassic and Kretaceous lmst, maturity by Neogene burial

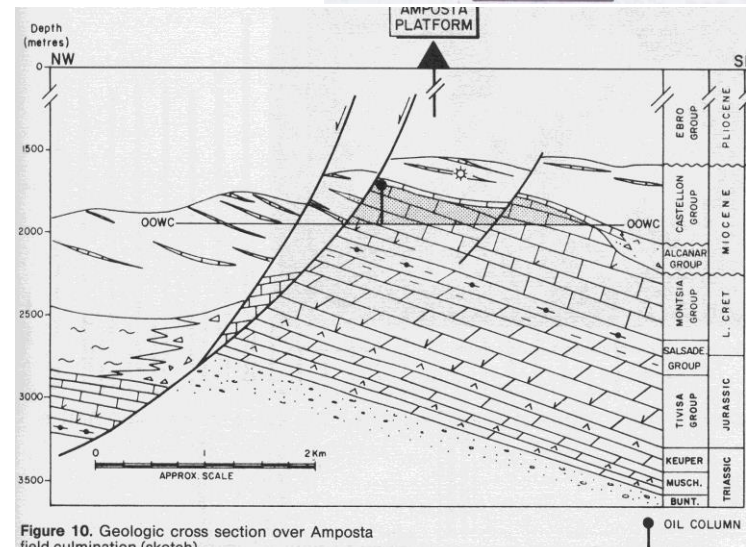
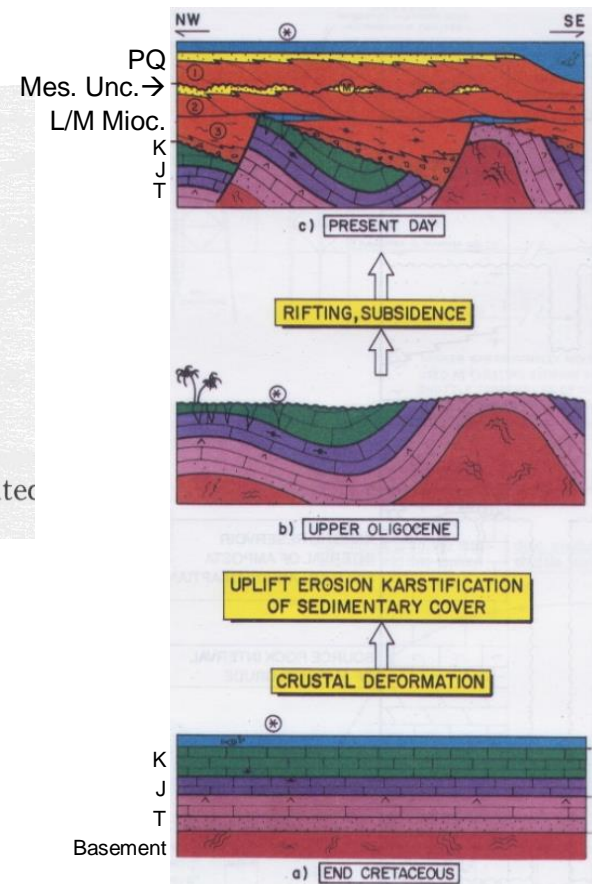
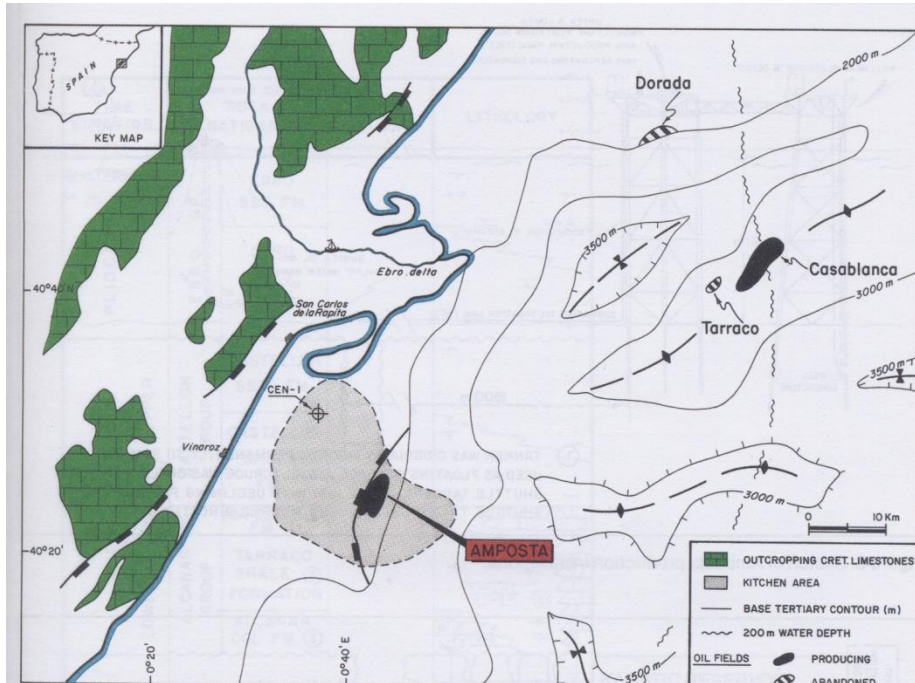
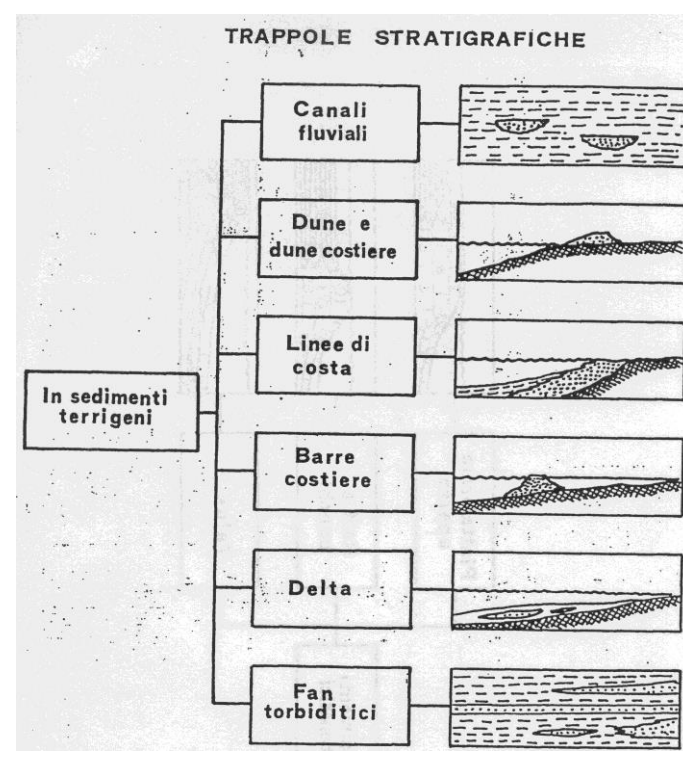
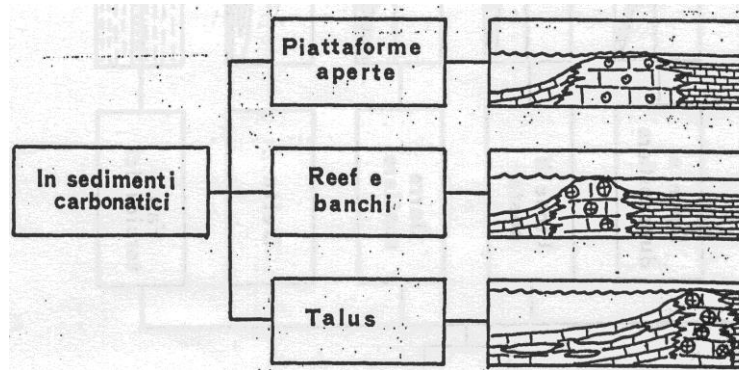


Figure 10. Geologic cross section over Amposta field culmination (sketch).

## TRAPPOLE STRATIGRAFICHE



## TRAPPOLE MISTE

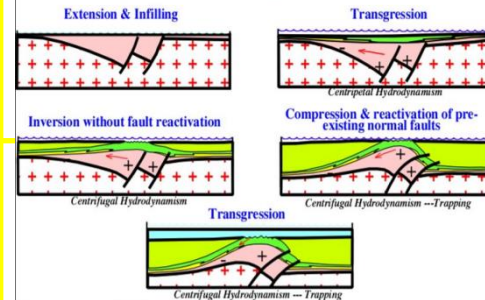
Quasi tutti i tipi di trappole strutturali possono essere interessati da cambio di *facies* in corrispondenza della deformazione.

Esempi:

- troncature per *unconformity*
- *onlap* di livelli trasgressivi
- *pinch out* di corpi sabbiosi sui fianchi di un'anticlinale
- depositi gravitativi legati a movimenti tettonici (megabrecce)

## TRAPPOLE IDRODINAMICHE

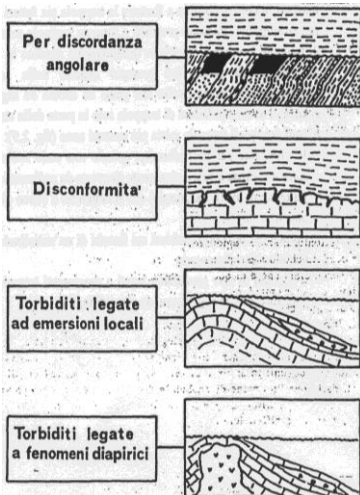
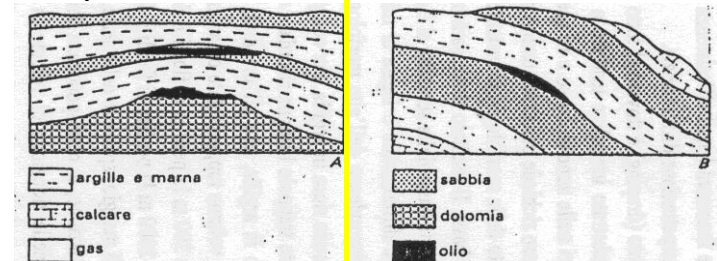
### Favorable Hydrodynamic Factor



## TRAPPOLE MORFOLOGICHE

per rilievo sepolto e per costipamento (*buried hills*)

- per drappoggio
- per compattazione differenziata





# Frigg Field—U.K. and Norway

## Viking Graben, North Sea

F. E. HERITIER, A. CONORT, E. MURE  
Société Nationale Elf Aquitaine  
Paris, France

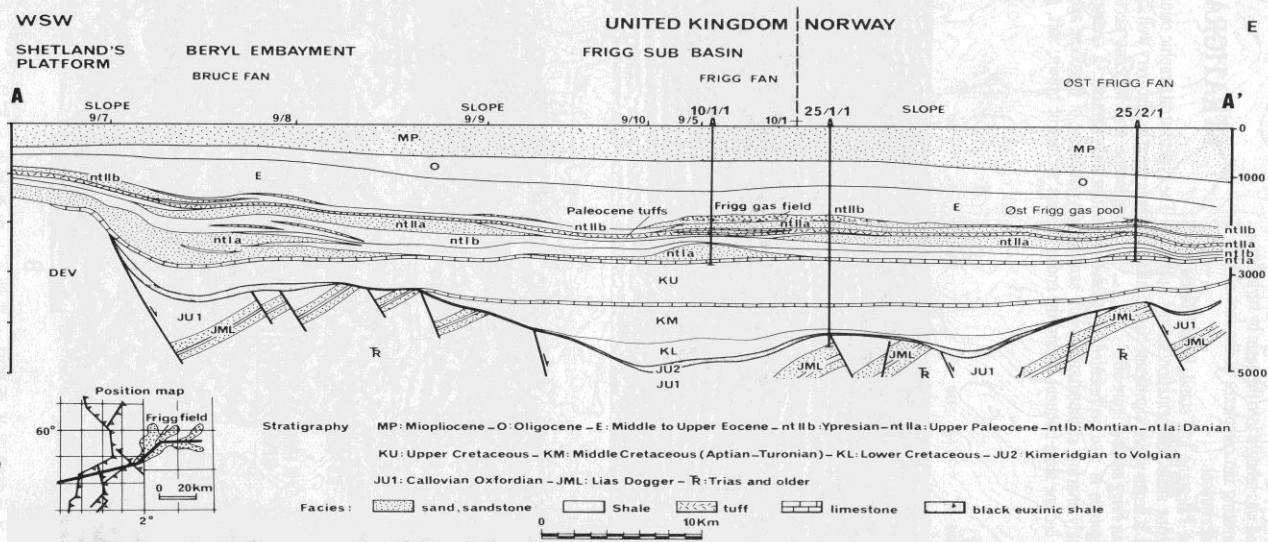
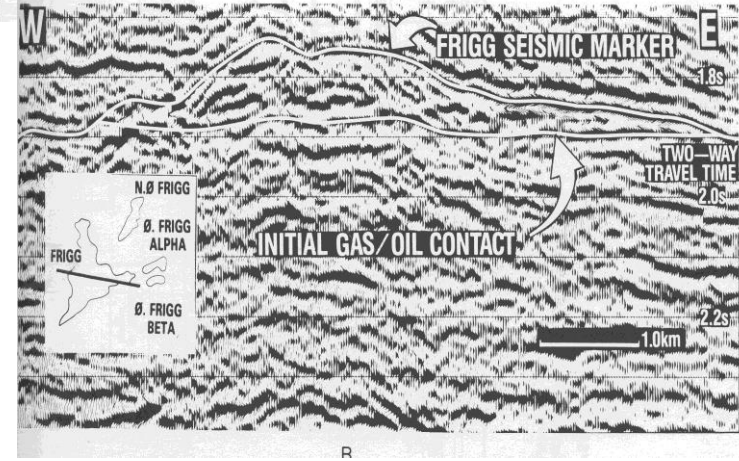
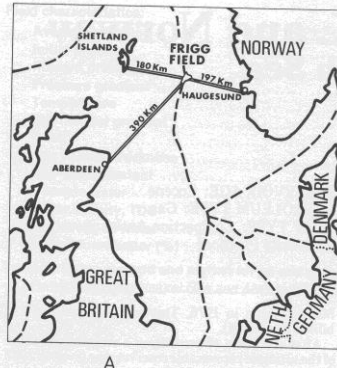
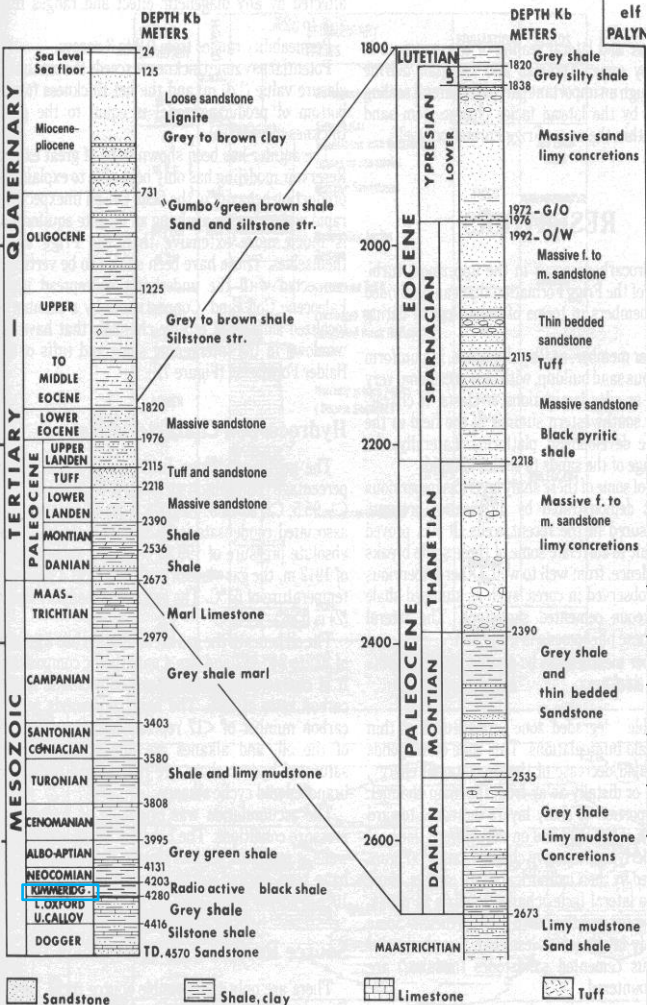
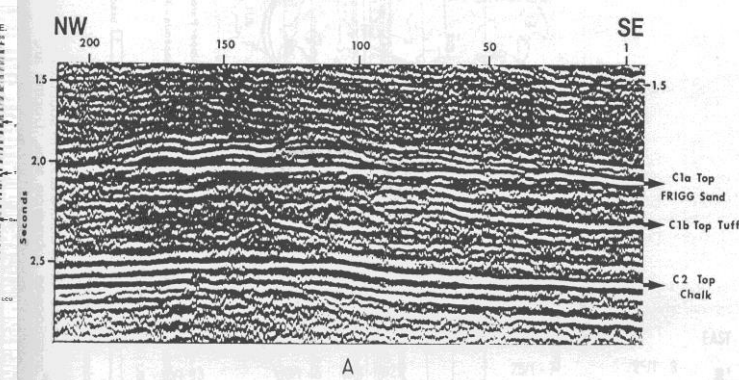
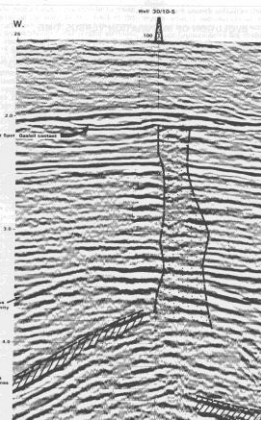
La Frigg Fm fornisce anche parziale copertura per il passaggio laterale dagli strati sabbiosi superiori ad argille.

R.M.: argille Kimmeridgiano o carbone della Fm Brent del Dogger

### FIELD CLASSIFICATION

BASIN: North Sea  
BASIN TYPE: Rift  
RESERVOIR ROCK TYPE: Unconsolidated Sand  
RESERVOIR ENVIRONMENT OF DEPOSITION: Turbidite Fan

RESERVOIR AGE: Eocene  
PETROLEUM TYPE: Gas  
TRAP TYPE: Compaction Anticline/  
Porosity Pinchout



# McElroy Field—U.S.A.

## Central Basin Platform

### Permian Basin, Texas

P. M. Harris  
Chevron Oil Field Research Company  
La Habra, California

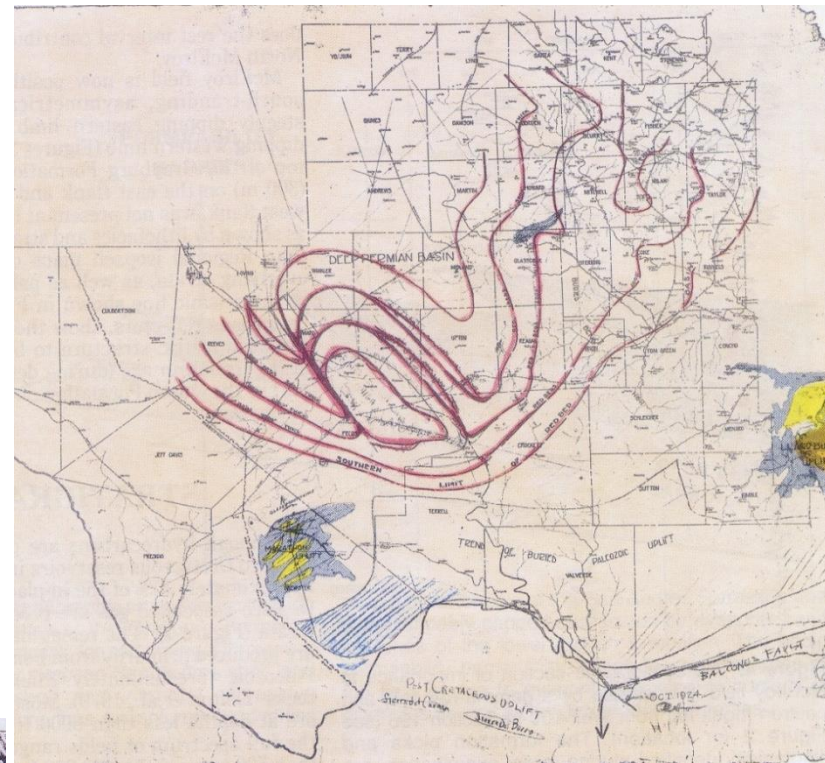
S. D. WALKER  
Chevron U.S.A. Inc.  
Midland, Texas

mista: combinazione  
stratigrafico-strutturale

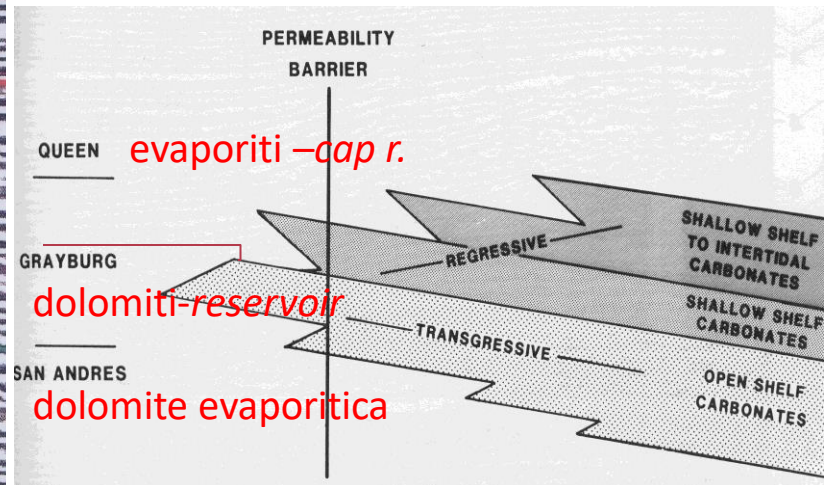
#### FIELD CLASSIFICATION

BASIN: Permian  
BASIN TYPE: Foredeep  
RESERVOIR ROCK TYPE: Carbonate  
RESERVOIR ENVIRONMENT OF  
DEPOSITION: Platform

RESERVOIR AGE: Permian  
PETROLEUM TYPE: Oil  
TRAP TYPE: Anticline



Mappa del 1924: con questa mappa e la "teoria dell'anticlinale" ebbero inizio scoperte di *giants* lungo il margine di piattaforma



# COPERTURE

Caratteristiche essenziali:

**Impermeabilità**, associata a **pori sottili** -> alte forze di capillarità, alta pressione dei fluidi interstiziali.

**Plasticità**, associata a caratteristiche mineralogiche, diagenesi.

Comunque la funzione di barriera alla migrazione verticale degli idrocarburi dipende da:

- Composizione degli idrocarburi
- Pressione esercitata sulla barriera
- Stato tettonico distensivo o compressivo

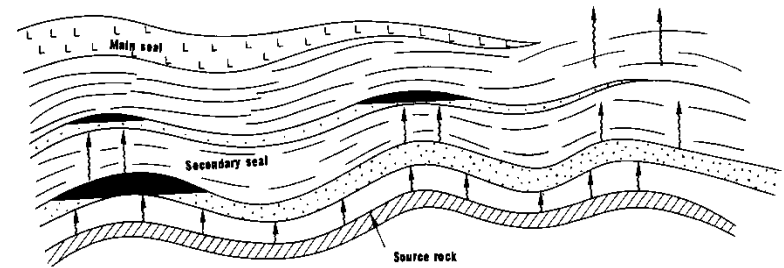
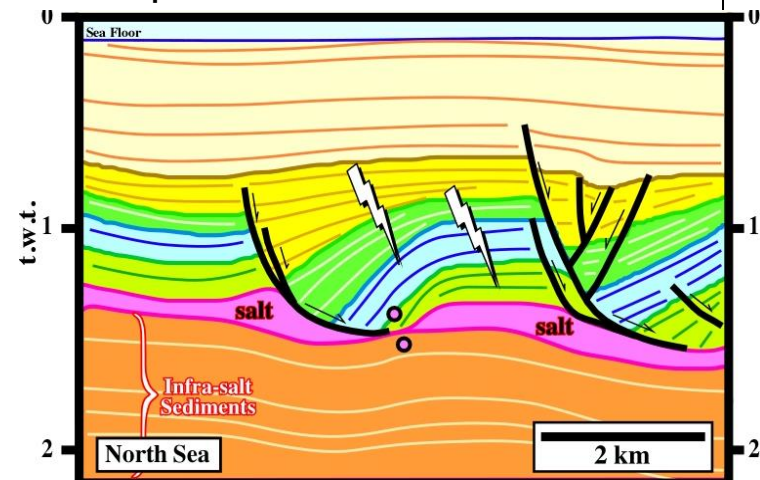


Fig. 50. — « Induced » seal.

Tipi di coperture:

- Argille (ottima plasticità, alta pressione dei fluidi, variazione di permeabilità con la profondità)
- Evaporiti (no porosità e permeabilità, alta plasticità)
- Coperture Miste
- Permafrost e Gas idrati possono rappresentare anch'essi un'eccellente copertura



## Alcune definizioni

- **Hydrocarbon**: sostanza chimica composta da C e H
- **Petroleum**: sostanza organica estratta da giacimenti in sottosuolo composta da idrocarburi e altri elementi (es. N, S, O)
- **Crude oil**: idrocarburo liquido in sottosuolo e che rimane liquido in superficie
- **Natural gas**: miscela di idrocarburi e non-idrocarburi che si trovano in fase gassosa o in soluzione nei giacimenti naturali
- **Dry gas** (es. metano): gas con meno di 0.1 gal/1000 ft<sup>3</sup> di condensato
- **Wet gas**: gas con più di 0.3 gal/1000 ft<sup>3</sup> di condensato
- **Condensate**: idrocarburo gassoso in sottosuolo ma che condensa in liquido in superficie

1 gal = 4.55 l

1 ft = 30.48 cm