

---

# PETROLEUM GEOLOGY

ՀԷԼԿՈՂԵՐՈՎ ԳԵՕԼՈԳԻԱ

AHMAD REZA RABBANI

ԱՀՄԱԴ ԿԷՇՎ ԿՐԲՅԱՆԻ

# HISTORICAL

---

- ò Petroleum products have been used for at least 8000 years
- ò Herodotus 450 BC – natural seeps
- ò Egyptians – mummification/ Victorian medication
- ò Ancient Greece everlasting flame in the sacred Oracle at Delphi
- ò Persian Temples built around natural gas sources
  
- ò Early uses:
  - É medication, waterproofing, warfare
- ò Up to mid 19<sup>th</sup> century: all oil produced from seeps, shallow pits and hand dug shafts
- ò James Young: extracted oil from carboniferous shales, Scotland 1847: “oil-shales”
  
- ò 1st Natural gas: Sichuan Province China several thousand years ago
  - É Bamboo tools and pipes – salt production
- ò 1<sup>st</sup> oil-seeking well = Pechelbronn, France, 1745
- ò 1<sup>st</sup> well to produce oil: Oil creek, Pennsylvania by “Colonel” Drake

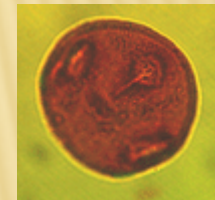
# MICROFOSSIL GROUPS

## SPORES AND POLLEN

Spores: plants (2-100 microns).  
Ordovician– Recent. Reproductive bodies of  
Nonflowering



Pollen: Reproductive bodies of  
Flowering Plants (2-200 microns),  
Gymnosperms: Devonian–Recent,  
Angiosperm: Middle Cretaceous–  
Recent.



## DINOFLAGELLATES

Unicellular Autotrophic and  
Heterotrophic, flagellated organisms  
(20-200 microns). Upper Triassic–Recent



## DIATOMS

Siliceous Frustules (5-200 microns).  
Cretaceous–Recent.





**SILICOFLAGELLATES –**

Silica secreting marine Flagellates (20-100 microns). Cretaceous–Recent.



***COCCOLITHS***

Calcareous Fossils (2-20 microns), Triassic–Recent.



***RADIOLARIA***

Siliceous unicellular spherical or Bell-shaped Pelagic remains (50-500 microns), Precambrian–Recent.



***CONODONTS***

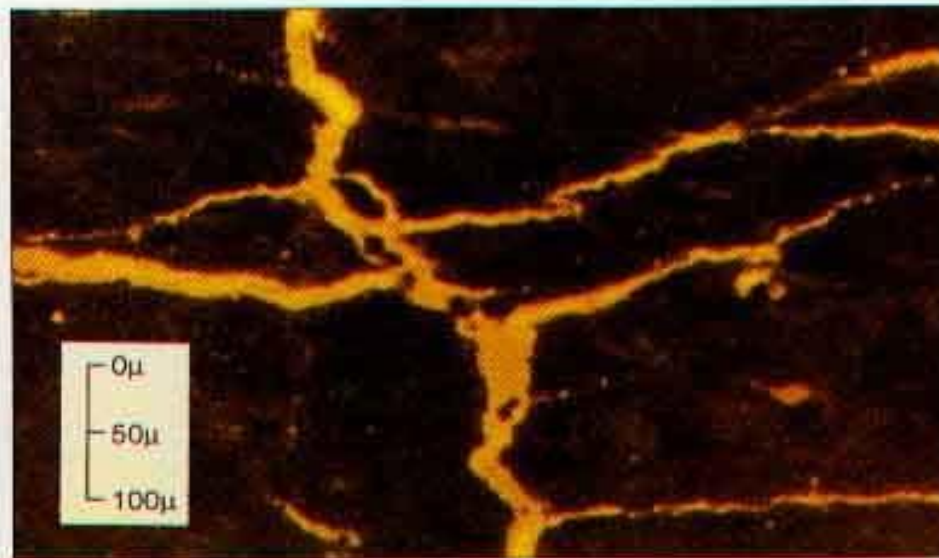
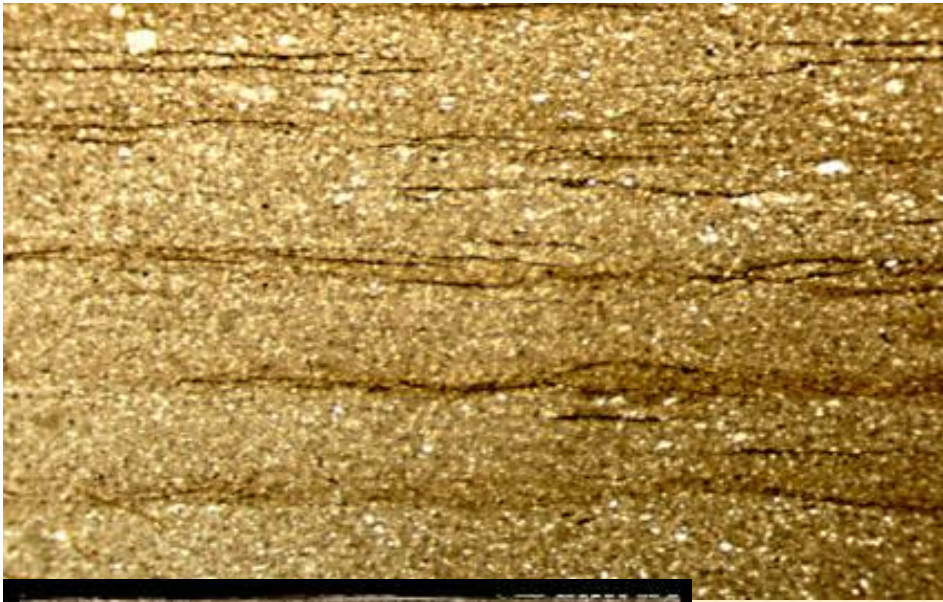
Phosphatic plates or cusped jaws, Cambrian–Triassic





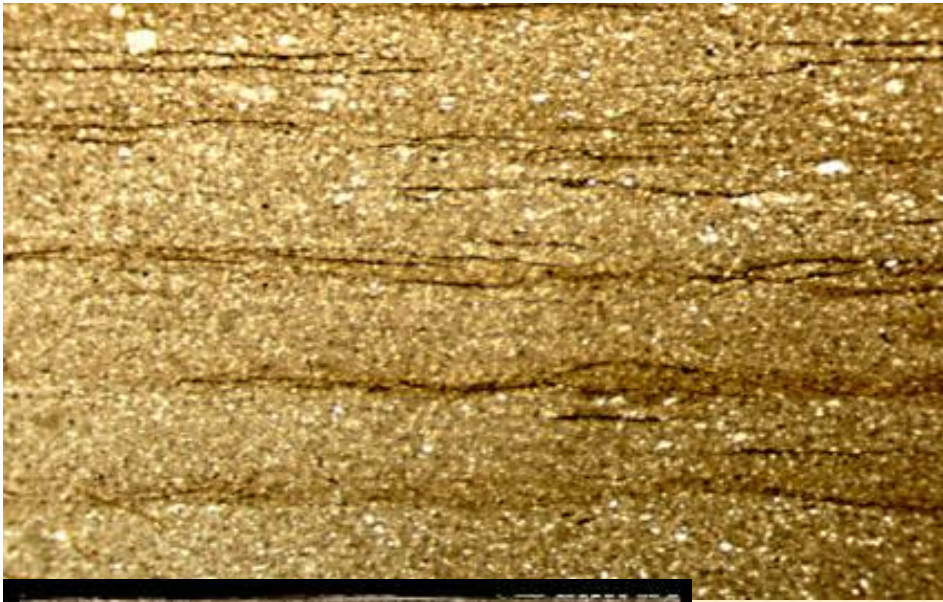






Microfractures in organic rich shale. Hunt, 1995.





Microfractures in organic rich shale. Hunt, 1995.

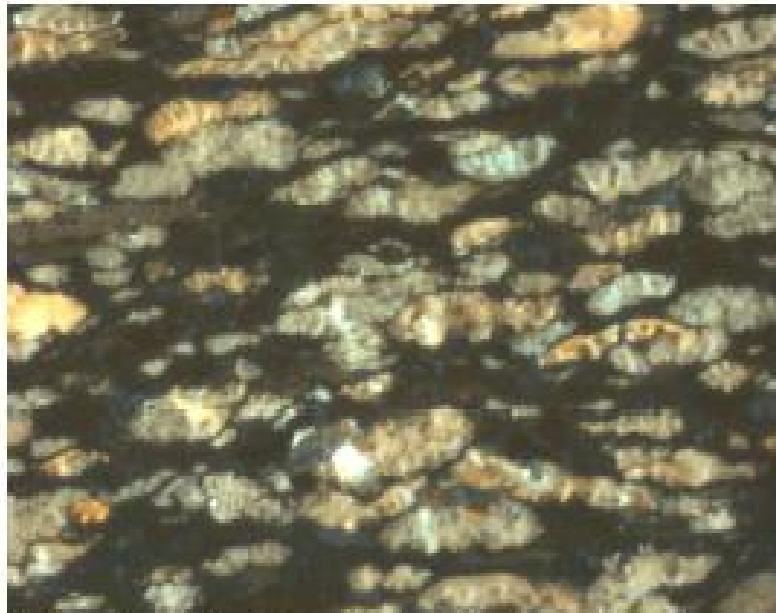
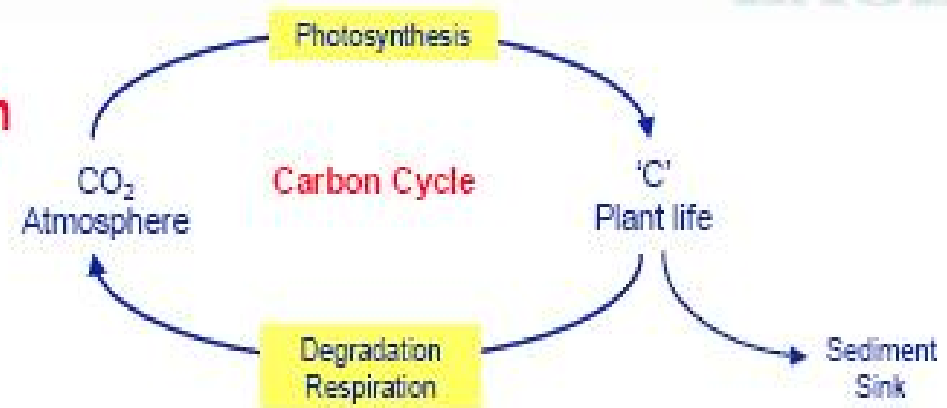


## What is a source rock?

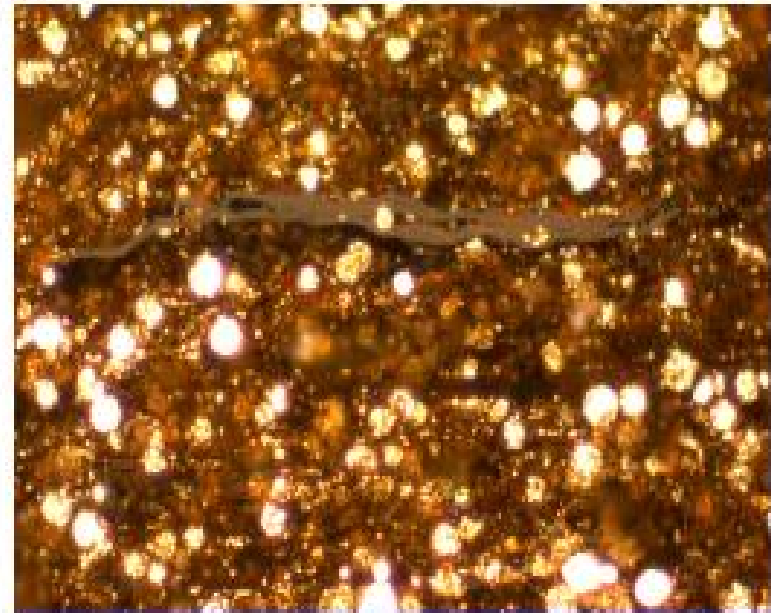
**"A rock which contains sufficient organic matter to generate commercial quantities of hydrocarbons upon reaching thermal maturity"**



## Source Rock Deposition: Productivity and Preservation

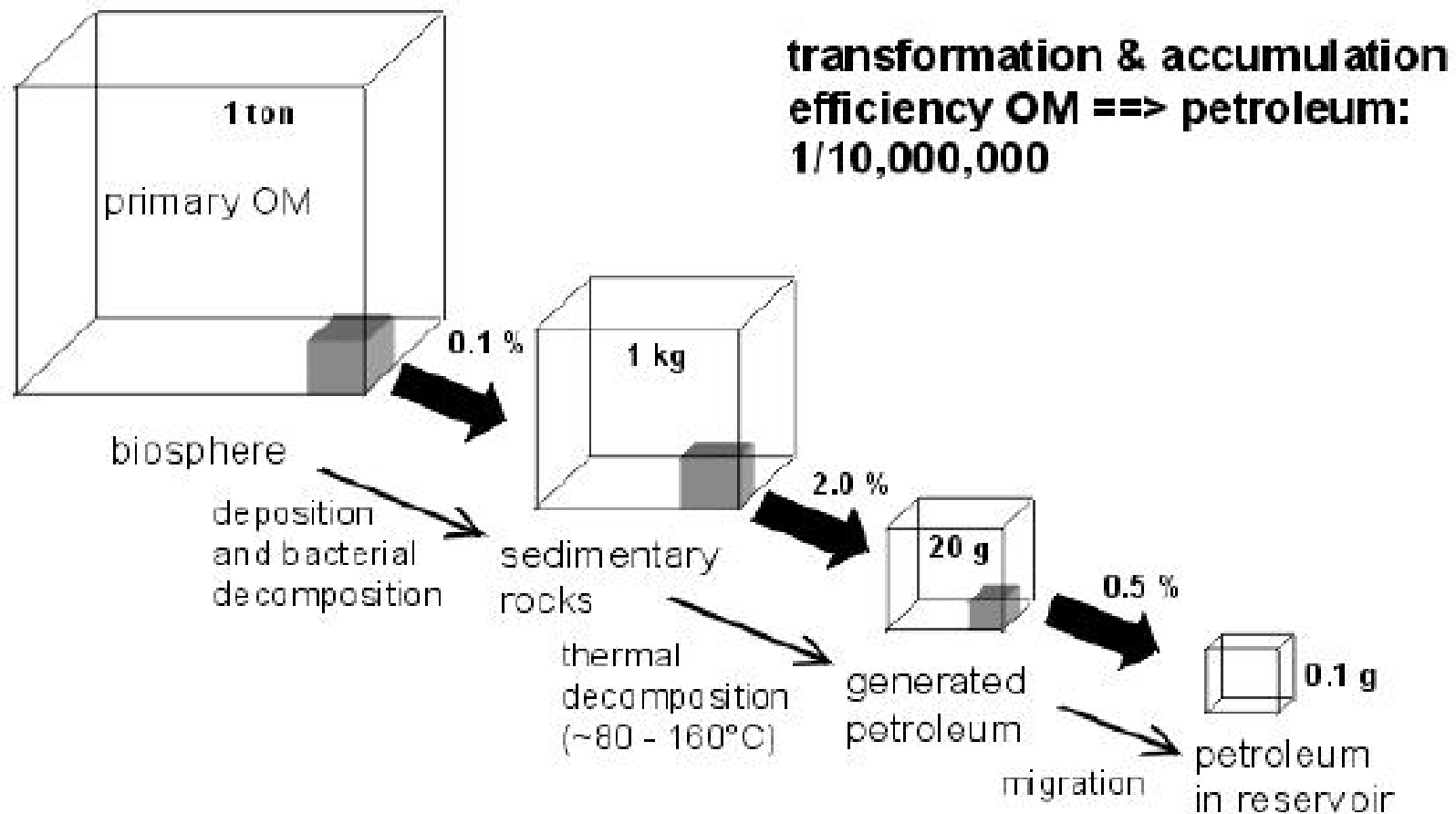


Torbanite Algal Coal, Scotland



Silurian 'hot' shale, Middle East

# From organic matter to petroleum



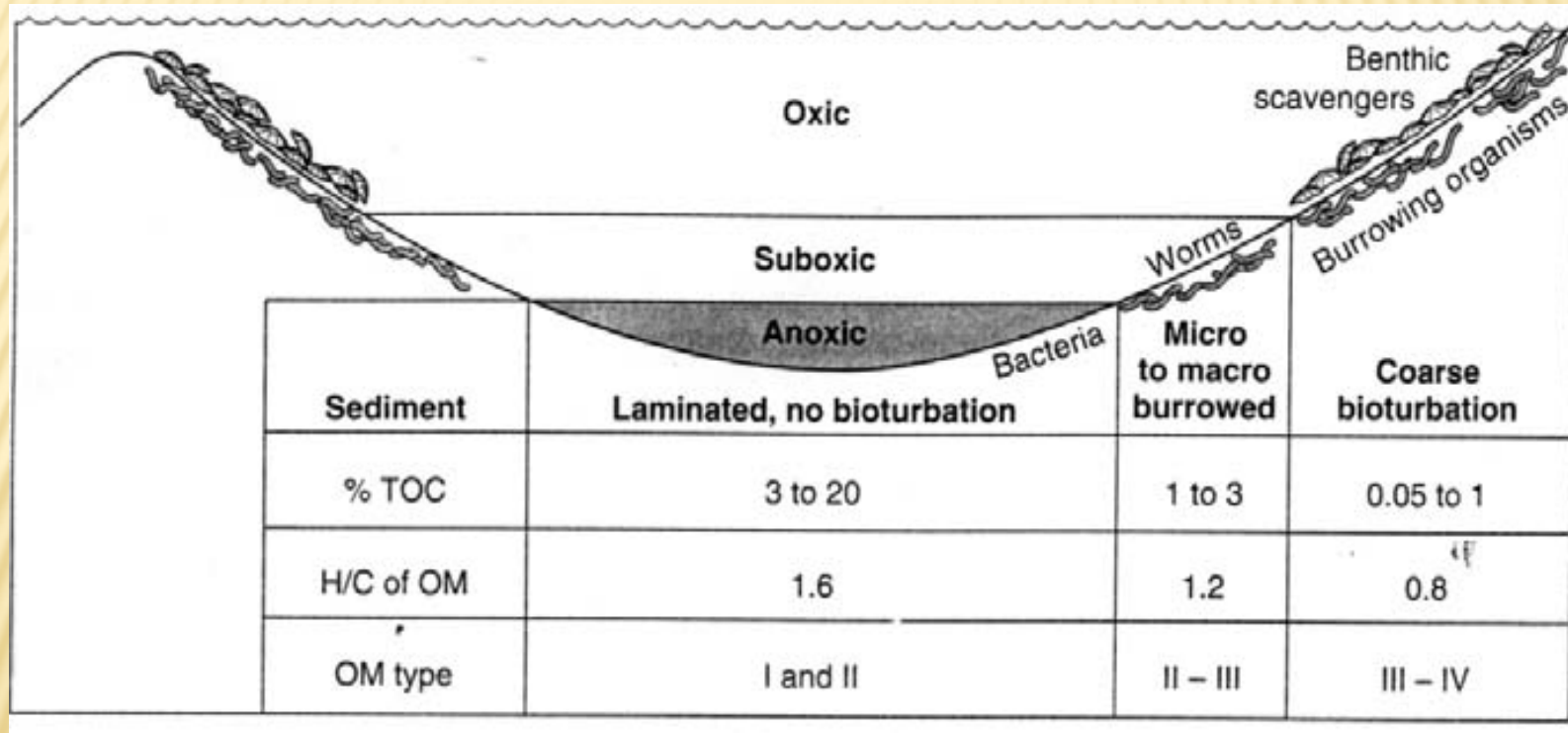
Tissot and Welte, 1984



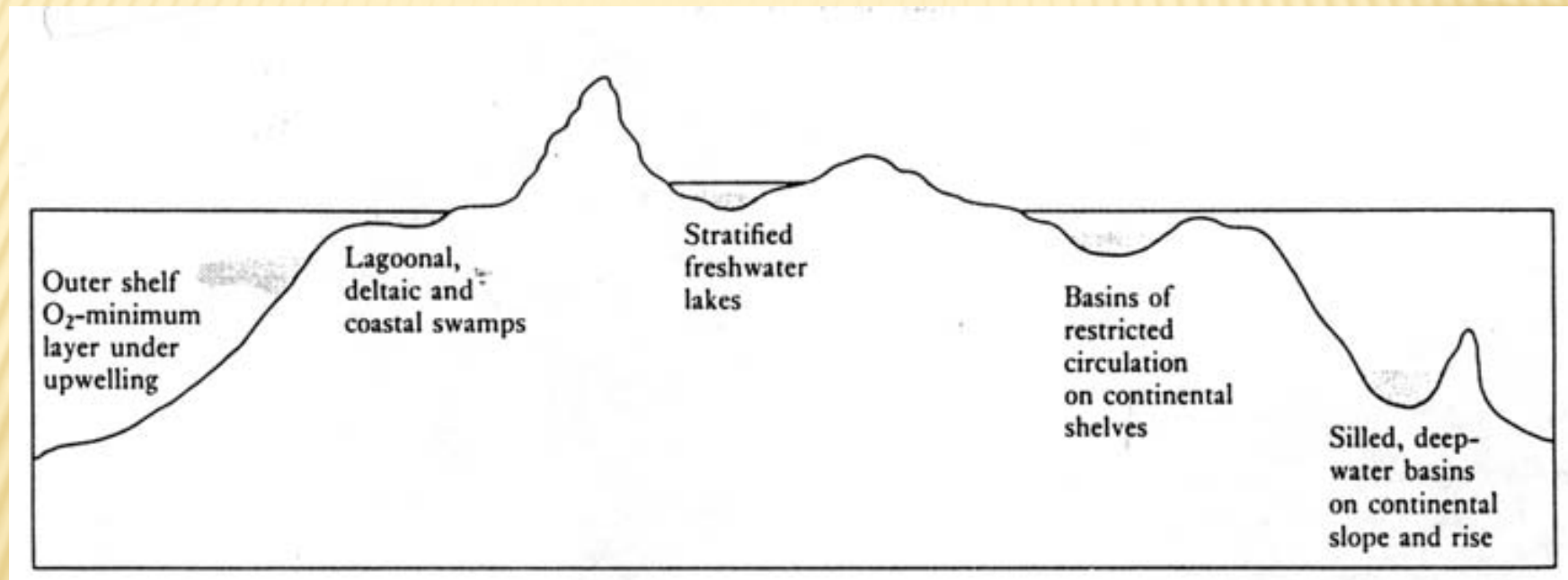
## Total Organic Carbon (TOC): What makes a good source rock?

Generation Potential	TOC in Shales (%)	TOC in Carbonates (%)
None	0.0 – 0.5	0.0 – 0.2
Poor	0.5 – 1.0	0.2 – 0.5
Fair	1.0 – 2.0	0.5 – 1.0
Good	2.0 – 5.0	1.0 – 2.0
Excellent	>5.0	>2.0

## Marine and lacustrine benthic environments



## O<sub>2</sub>-depleted environments associated with deposition of OC-rich sediments







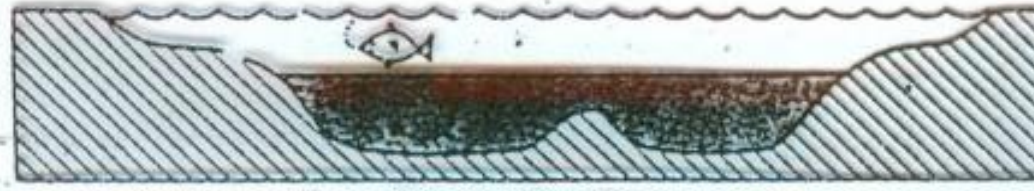
A



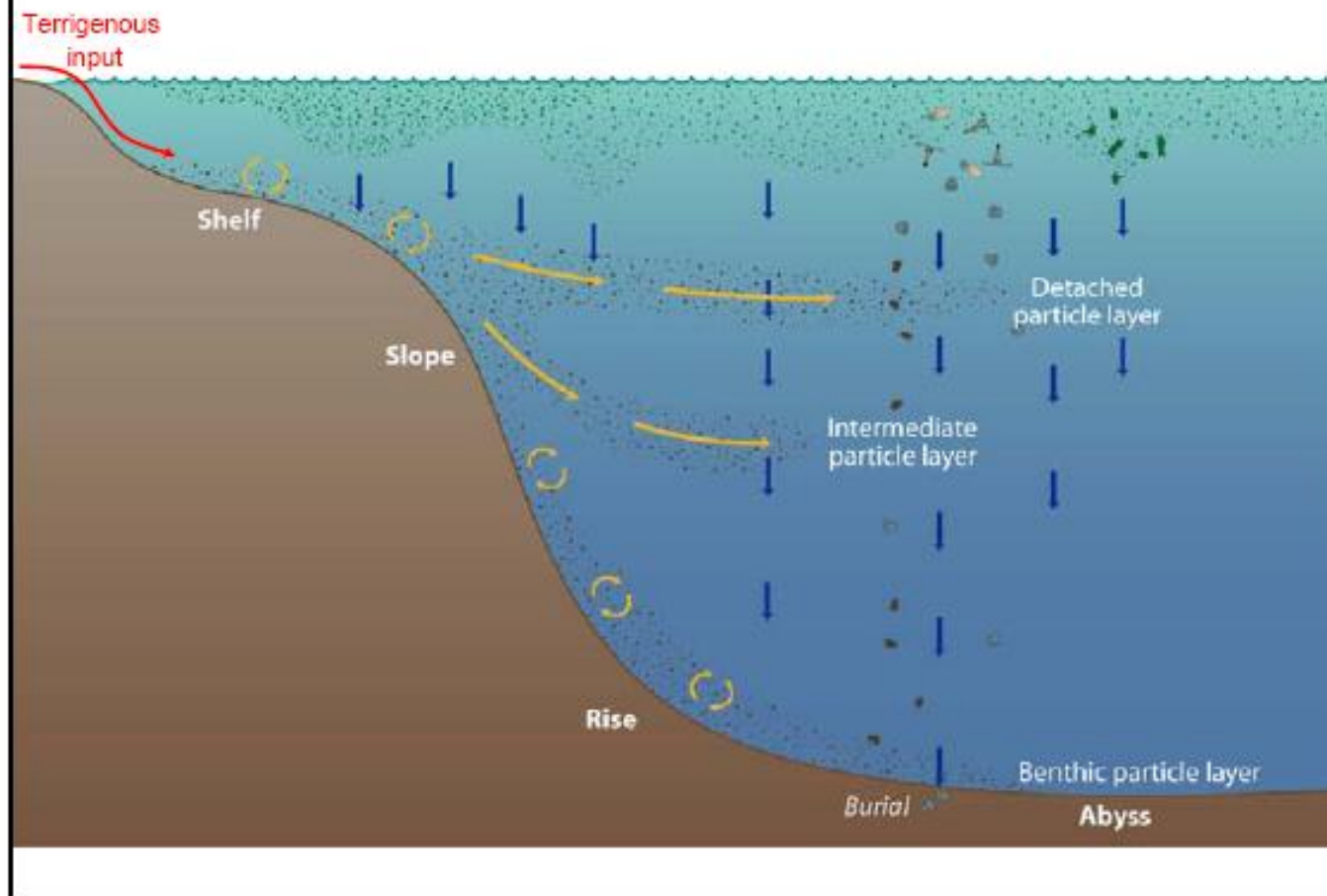
B

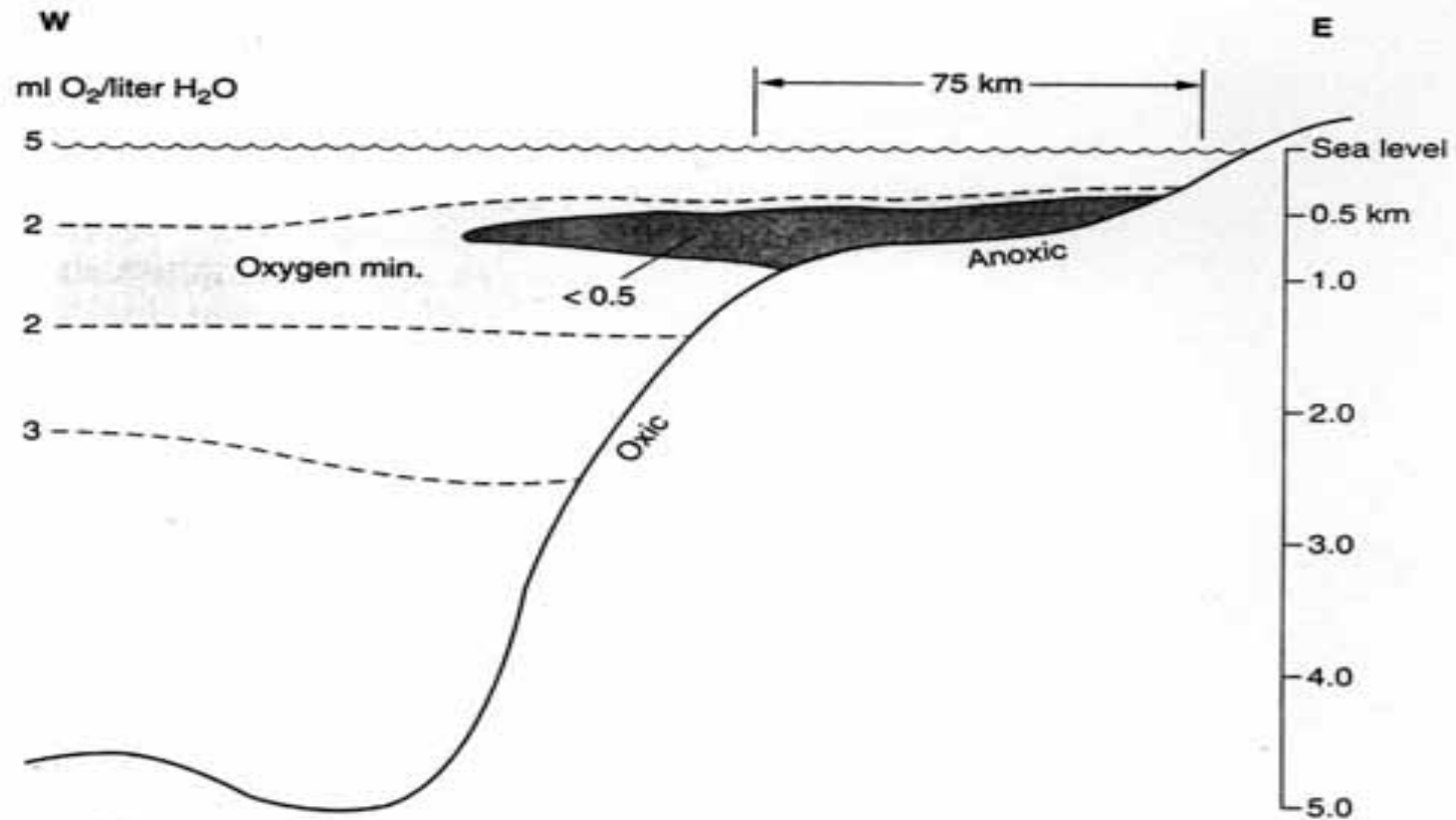


C



## Organic matter cycling on continental margins: Importance of lateral transport

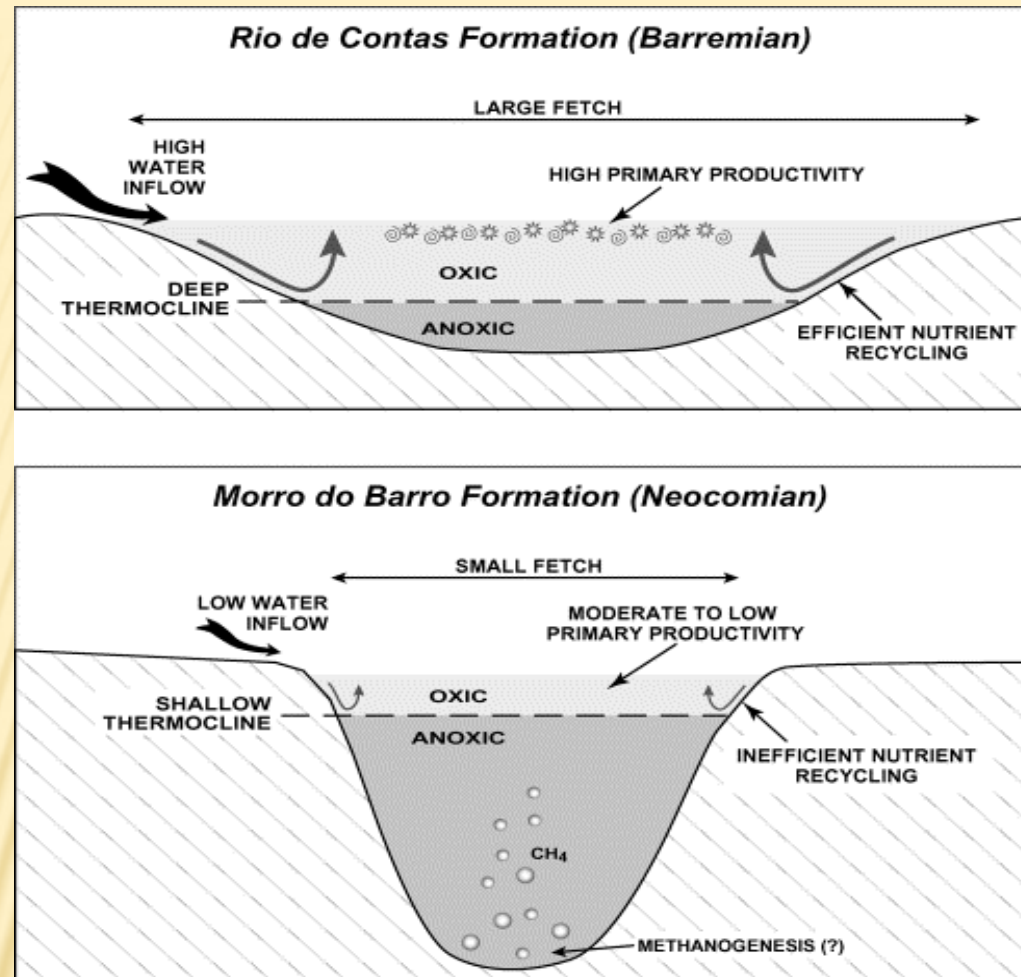




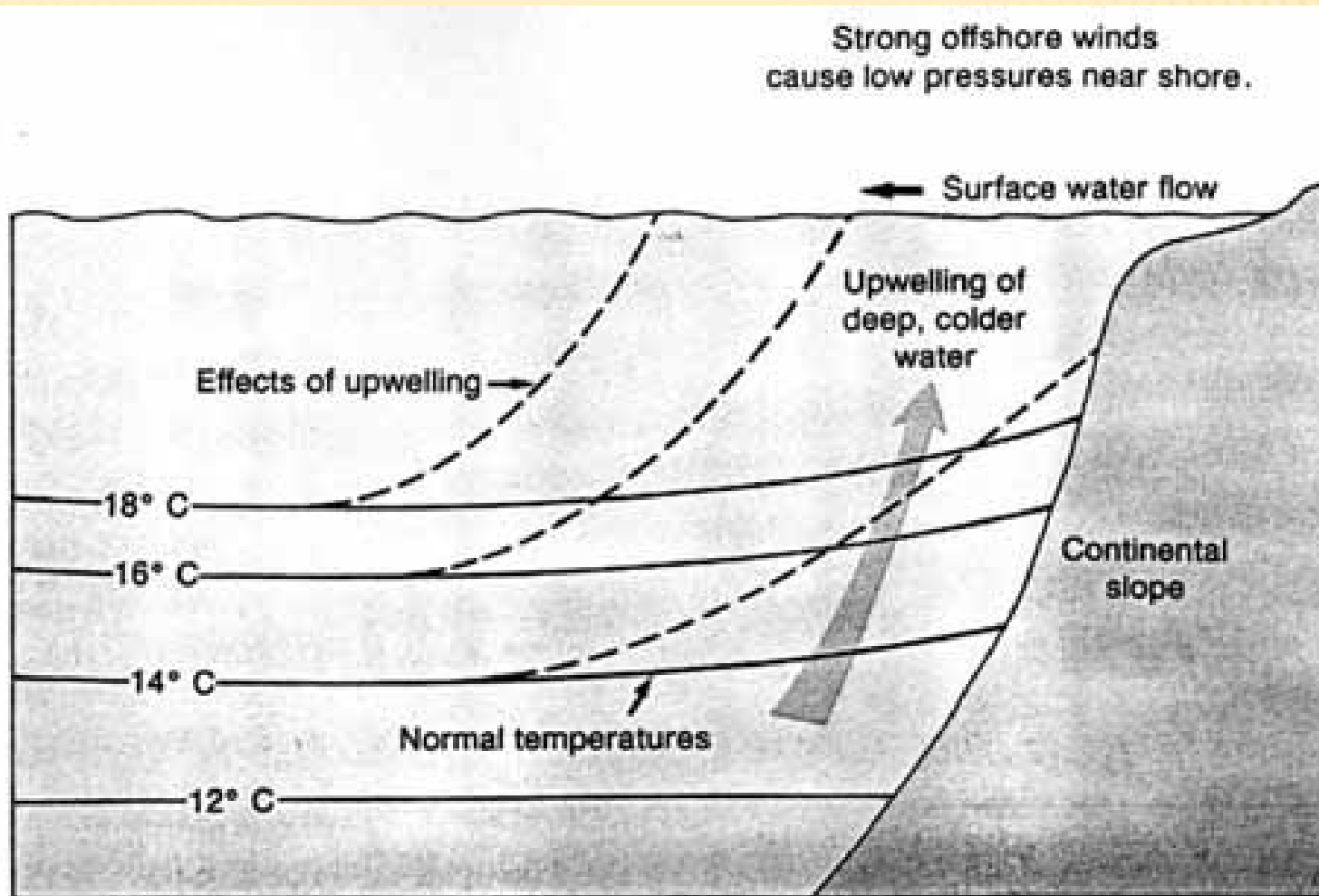
**Figure 5-4**

Anoxic sediments deposited along the shelf of Peru, owing to contact with the oxygen minimum layer containing  $<0.5$  ml  $O_2/l$   $H_2O$ . TOC values in anoxic sediments are 3 to 10%; in oxic, 0.5 to 3%. [Demaison and Moore 1980]





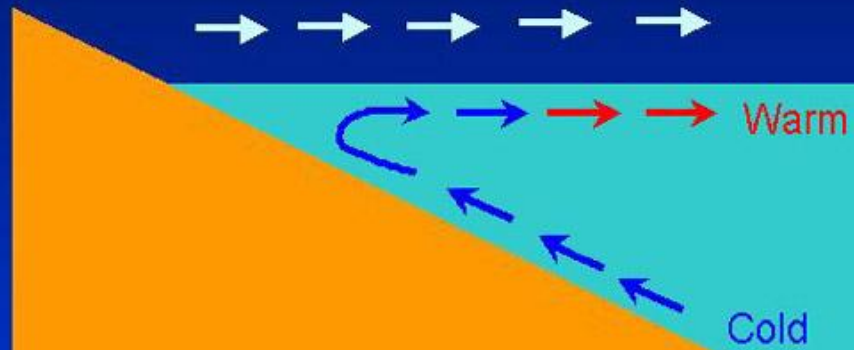
Diagrammatic model showing the inferred paleolimnological conditions of the Camamu rift lake basin and its control on the development of the petroleum source rocks in the Morro do Barro and Rio de Contas formations .



**FIGURE 13.24** *Upwelling results when strong, offshore winds cause a low-pressure zone near shore, and deep waters rise in response.*

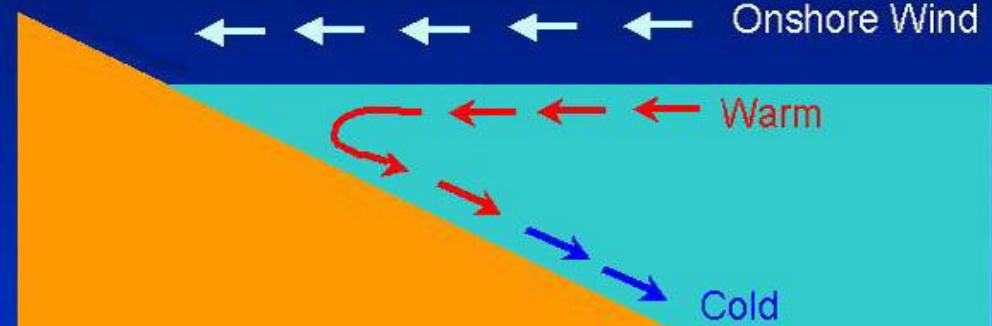
## Wind Driven Upwelling

Offshore Wind



## Wind Driven Downwelling

Onshore Wind



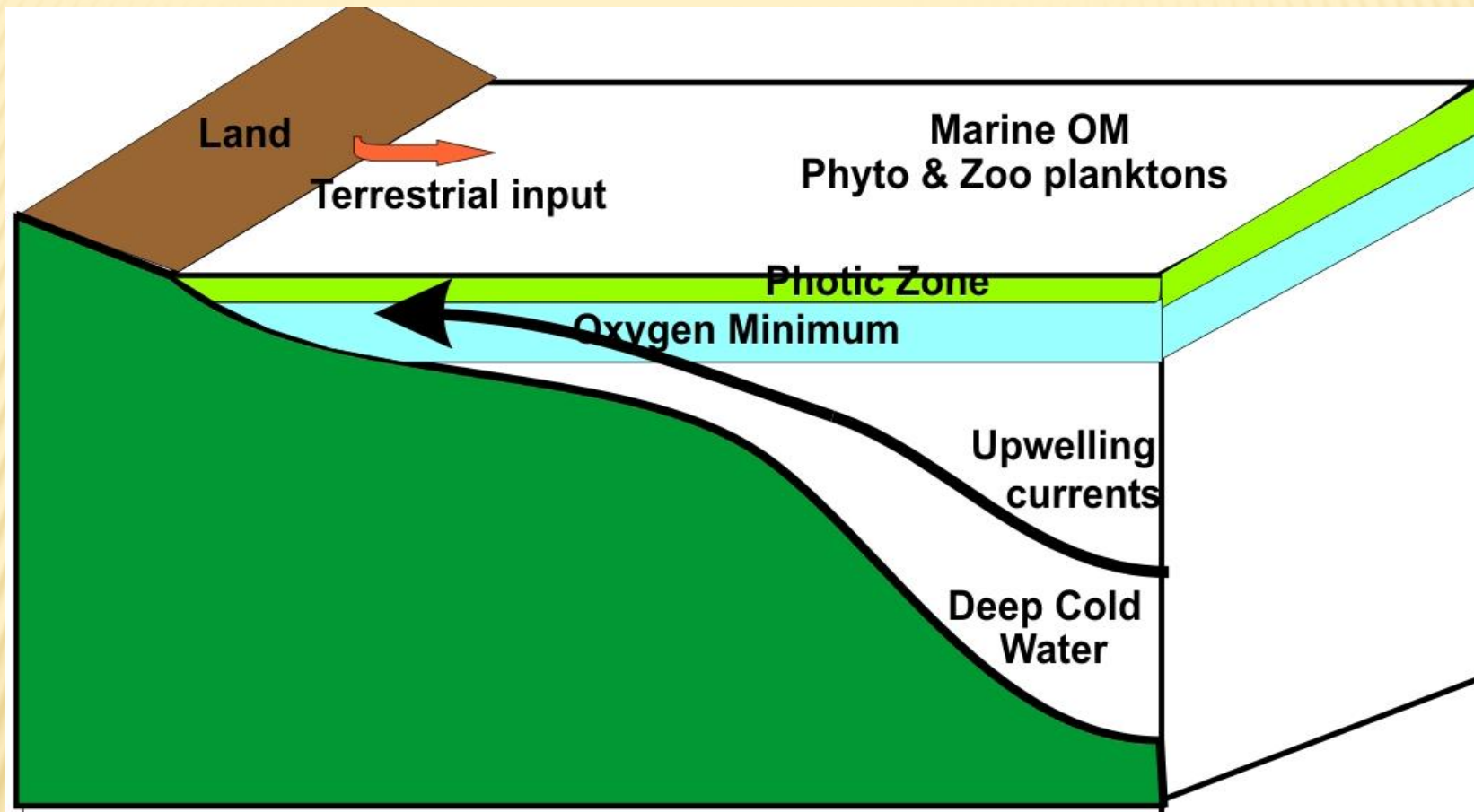
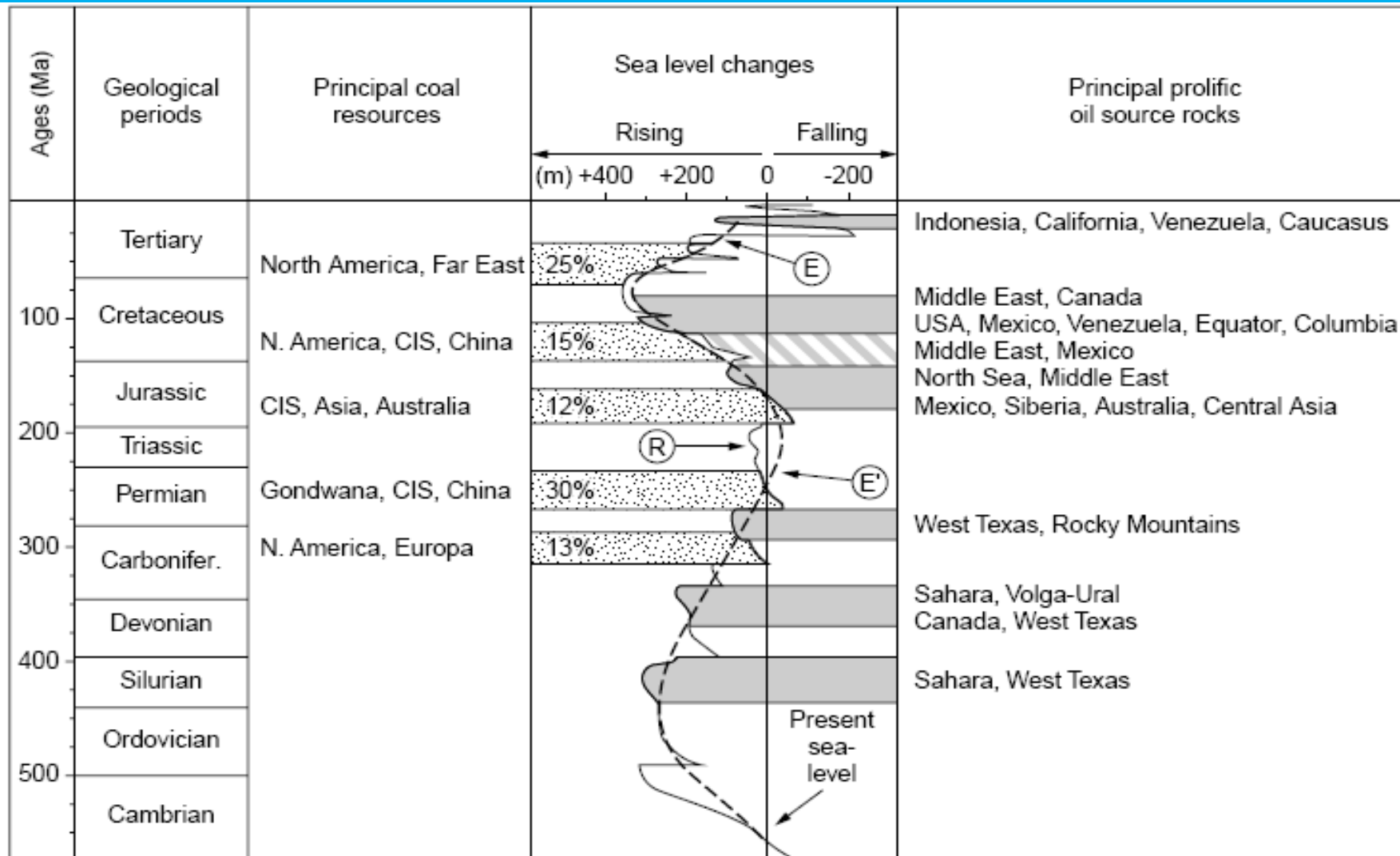


Fig. 10 A diagram illustrating the formation of OM under upwelling current regime



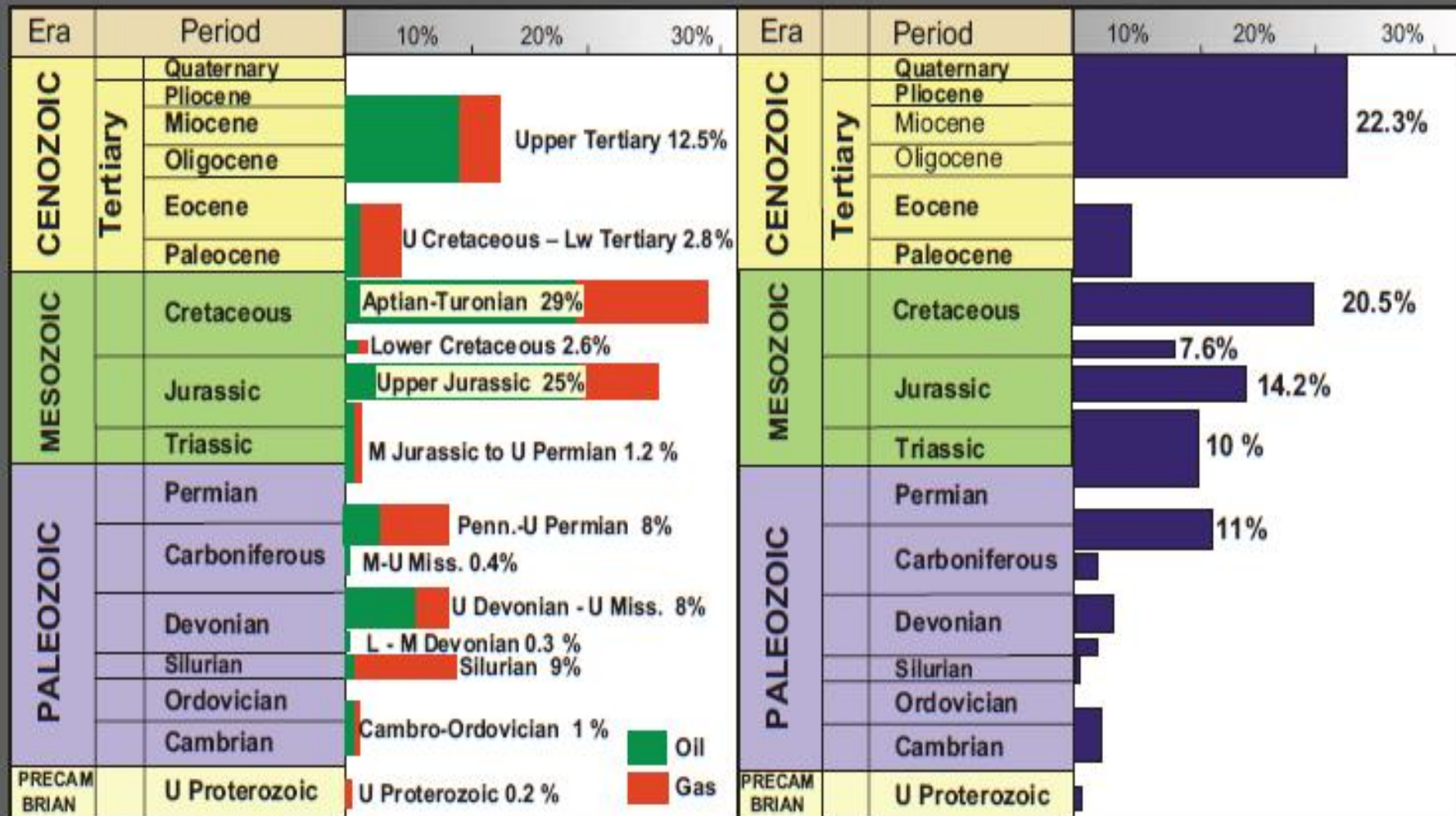
# Distribution of the main oil source rocks and main coal series as a function of geological time, related to fluctuations in sea level. After Tissot (1979).



# World's Source Rocks & Reservoirs

World wide stratigraphic distribution of major source rocks

Stratigraphic distribution of the major reservoir rocks world wide



(Modified from Ulmashek and Klemme, 1990)

# BASIC COMPONENTS OF ORGANIC MATTER IN SEDIMENTS

## ò PROTEINS

é More abundant in animals: O, C, N, H

## ò CARBOHYDRATES

é Occur in both.  $C_n(H_2O)_n$

é sugars, cellulose, starch

## ò LIPIDS (Fats)

é Occur in both: C, H, O

é Fats, oils, waxes (e.g. leaf cuticles)

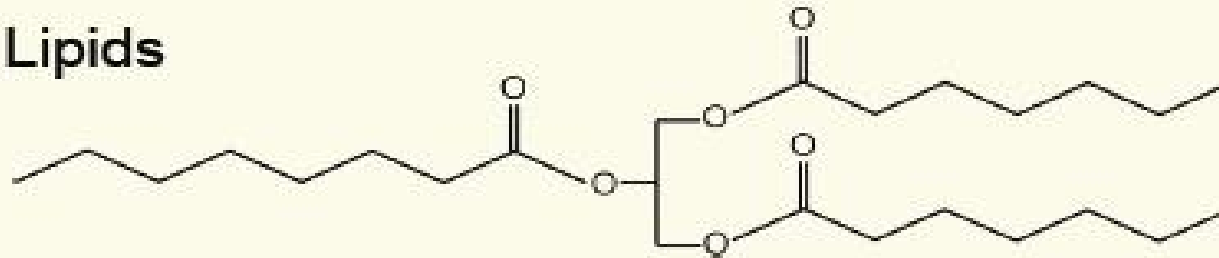
## ò LIGNIN

é Occurs in plants: complex aromatic ring structures, large molecules

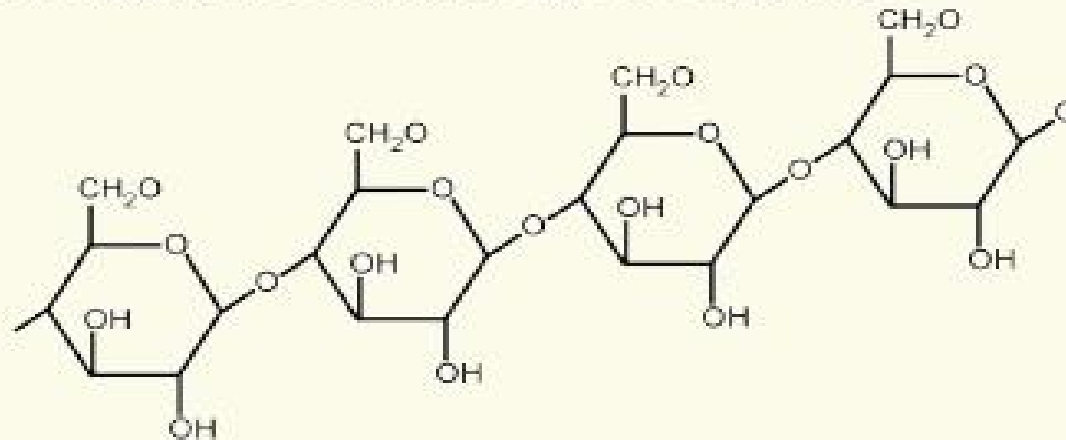
All of these + Time + Temperature + Pressure = KEROGEN

# Molecular Components of Biomass

## Lipids



## Carbohydrates and Polysaccharides





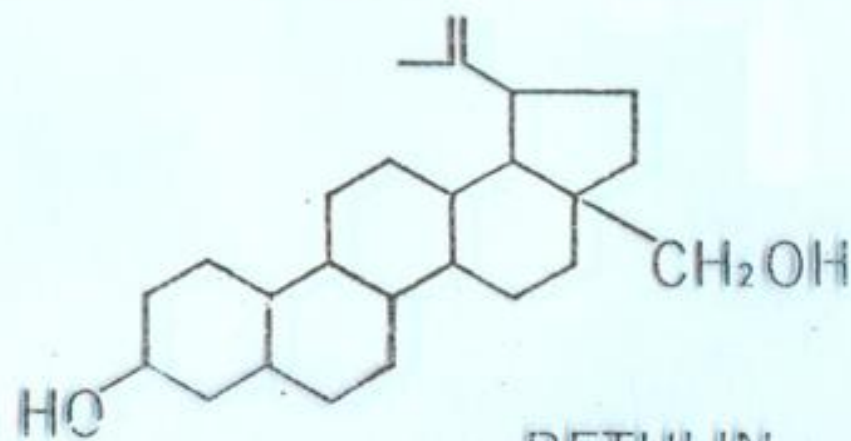
# STRUCTURES OF VARIOUS LIPIDS



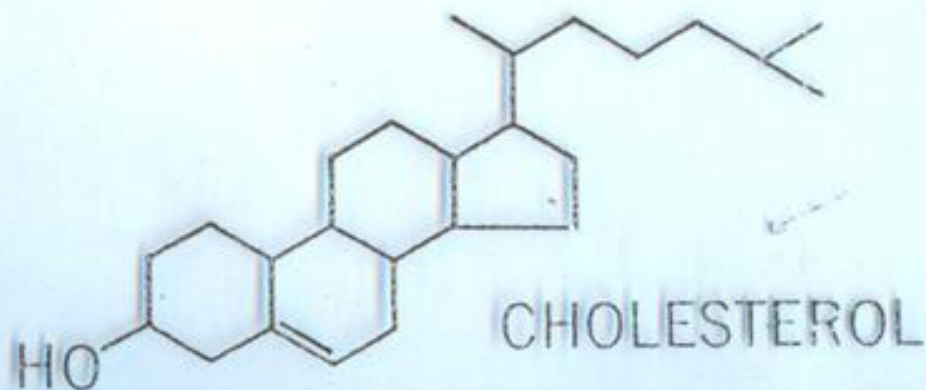
WAX



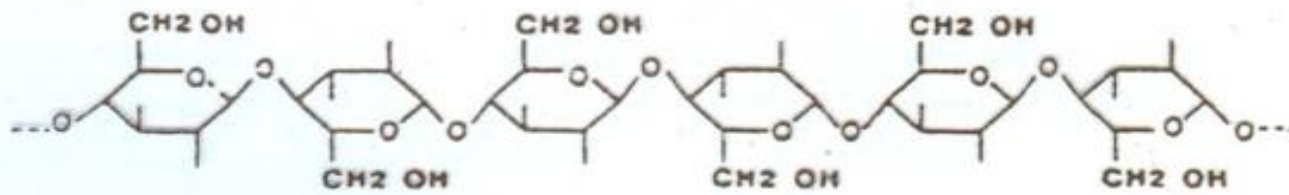
FICHTELITE (C<sub>19</sub> H<sub>34</sub>)



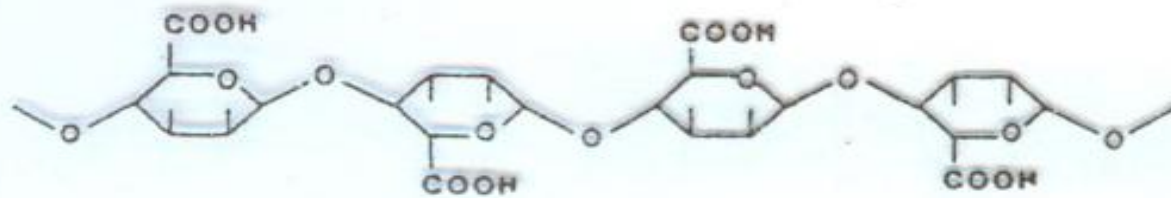
BETULIN



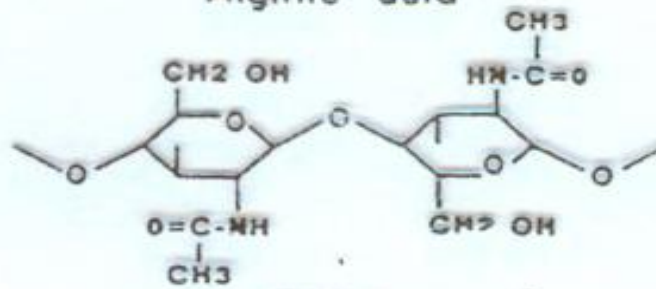
CHOLESTEROL



Cellulose

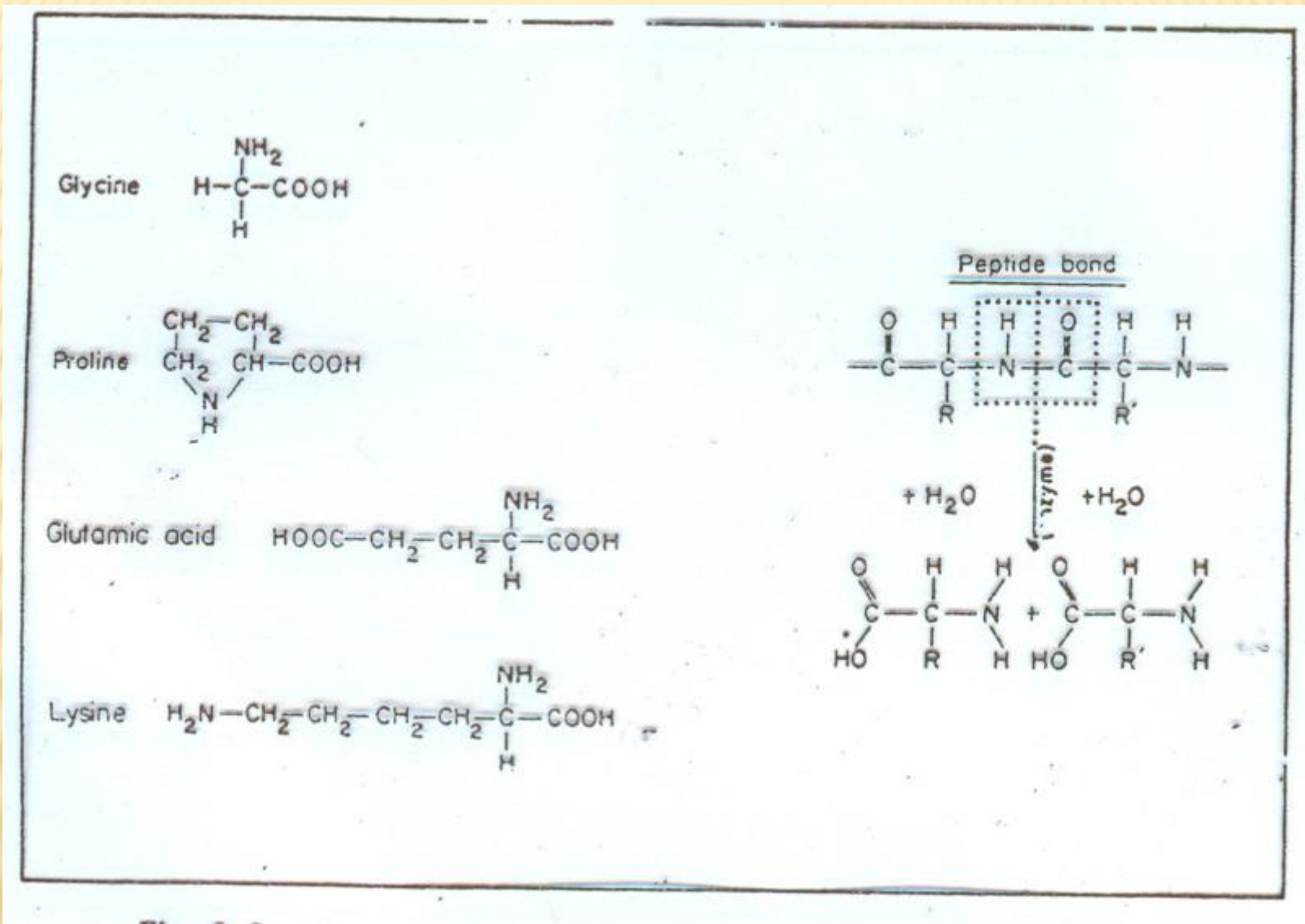


Alginic acid



Chitin

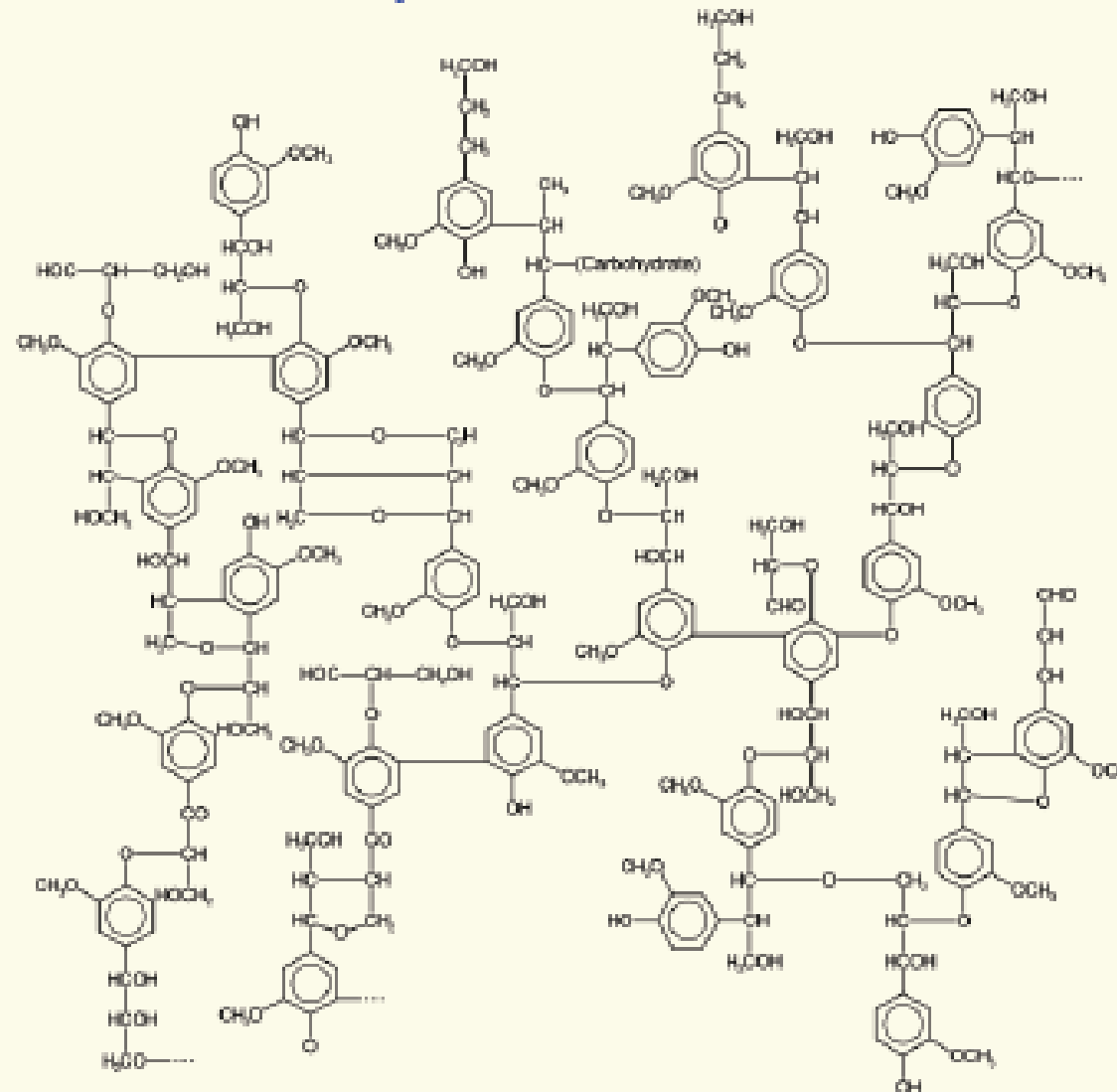
Macromolecular carbohydrate derivatives.



Examples of common amino-acids.

# Molecular Components of Biomass

## Lignin



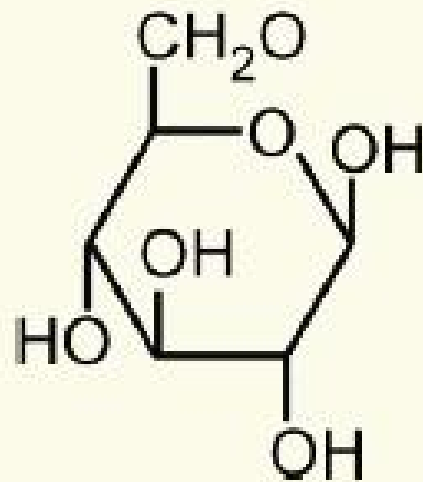


# Hydrolysis Products of Biomass

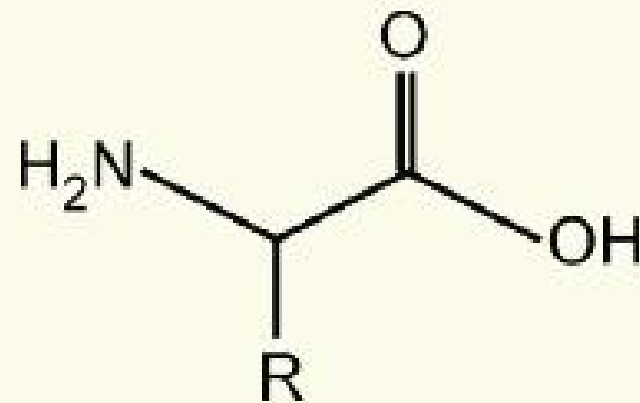
## Fatty Acids (Hydrophilic Acids)



## Sugars



## Amino Acids



- occurs in all organic life and is the basis for organic chemistry

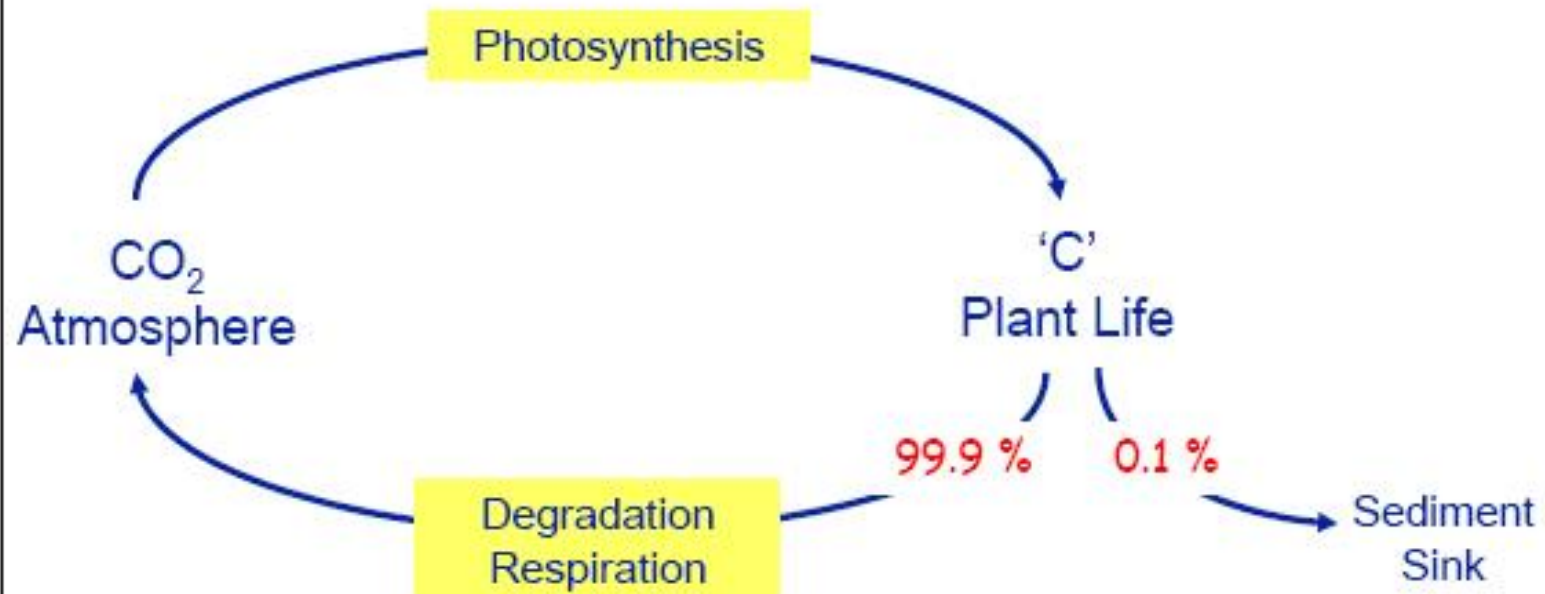
## Elemental Composition

	C	H	S	N	O
Carbohydrates	44	6	0	0	50
Lignin	63	5	0.1	0.3	31.6
Proteins	53	7	1	17	22
Lipids	76	12	0	0	12
Petroleum	80	13	1	0.5	0.5



## Carbon Cycle and Sediment Sink

EAGE





# WHAT HAPPENS WHEN WE SUBJECT KEROGEN TO SUBSURFACE CONDITIONS?

## KEROGEN

### *Diagenesis*

Shallow subsurface  
Normal pressure and temperature  
Released: CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O

- Overall decrease in O
- Overall increase in H and C

### *Catagenesis*

Deeper subsurface  
Increased pressure and temperature  
Released: oil & gas

- Overall decrease in H and C

### *Metagenesis*

Metamorphism  
High temperature and pressure  
Only C remains: becomes graphite

## Summary: Abiotic Breakdown of Biomolecules

Lignin, Carbohydrates, Proteins, Lipids



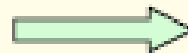
Fulvic, Humic acids, Humin



Kerogen



Hydrocarbons



Methane



Graphite

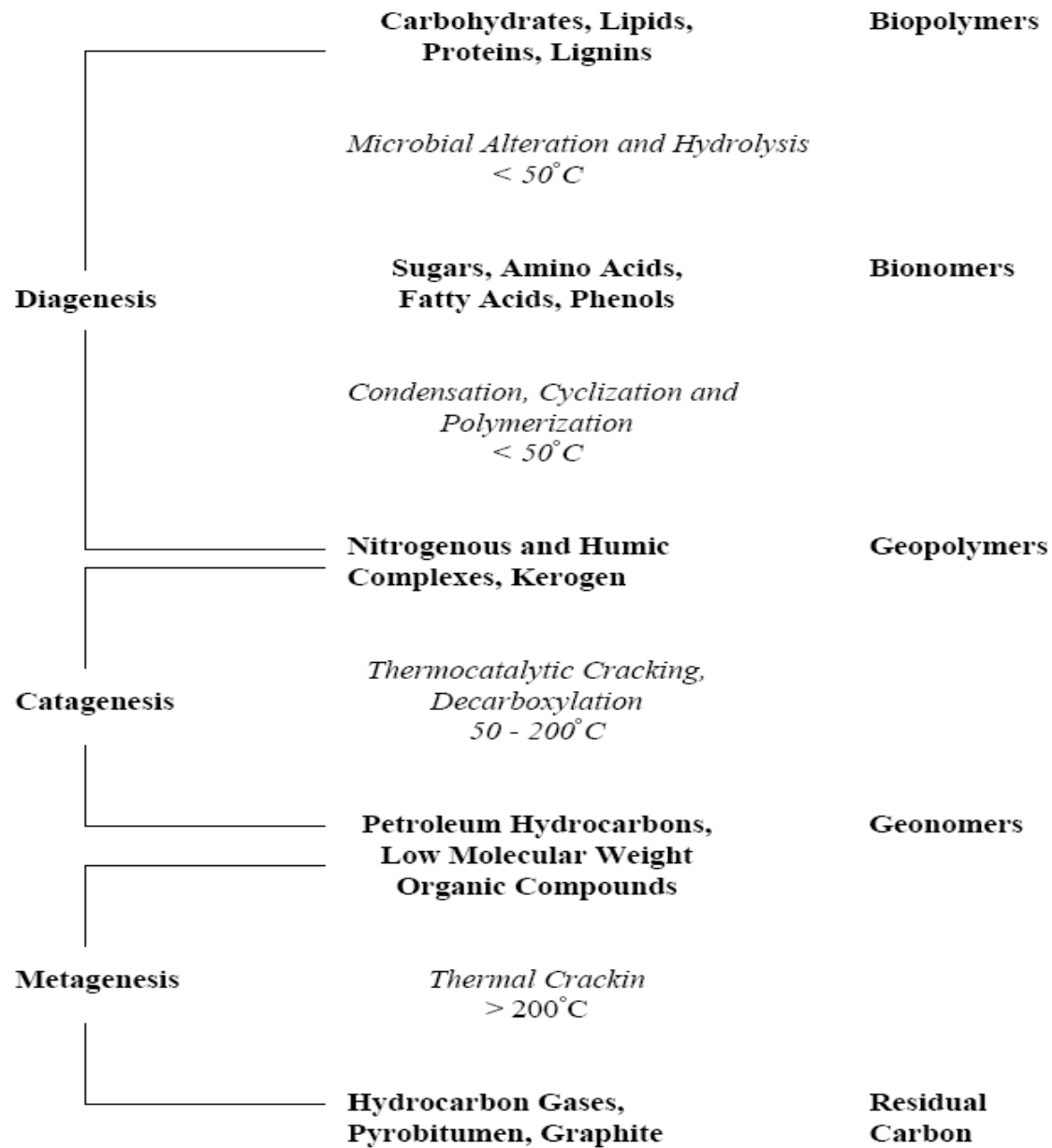
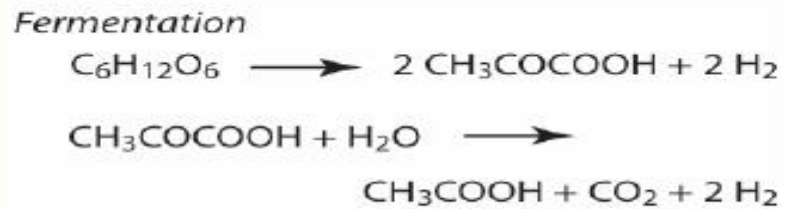
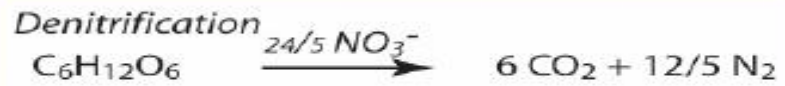
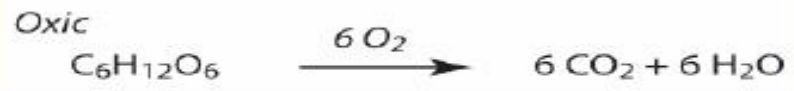
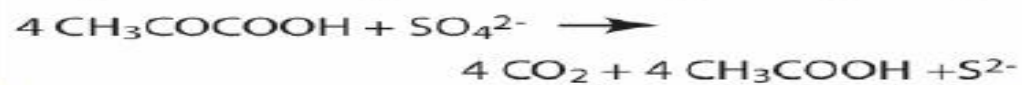


Figure 7-2 Conversion of Organic Material into Hydrocarbons





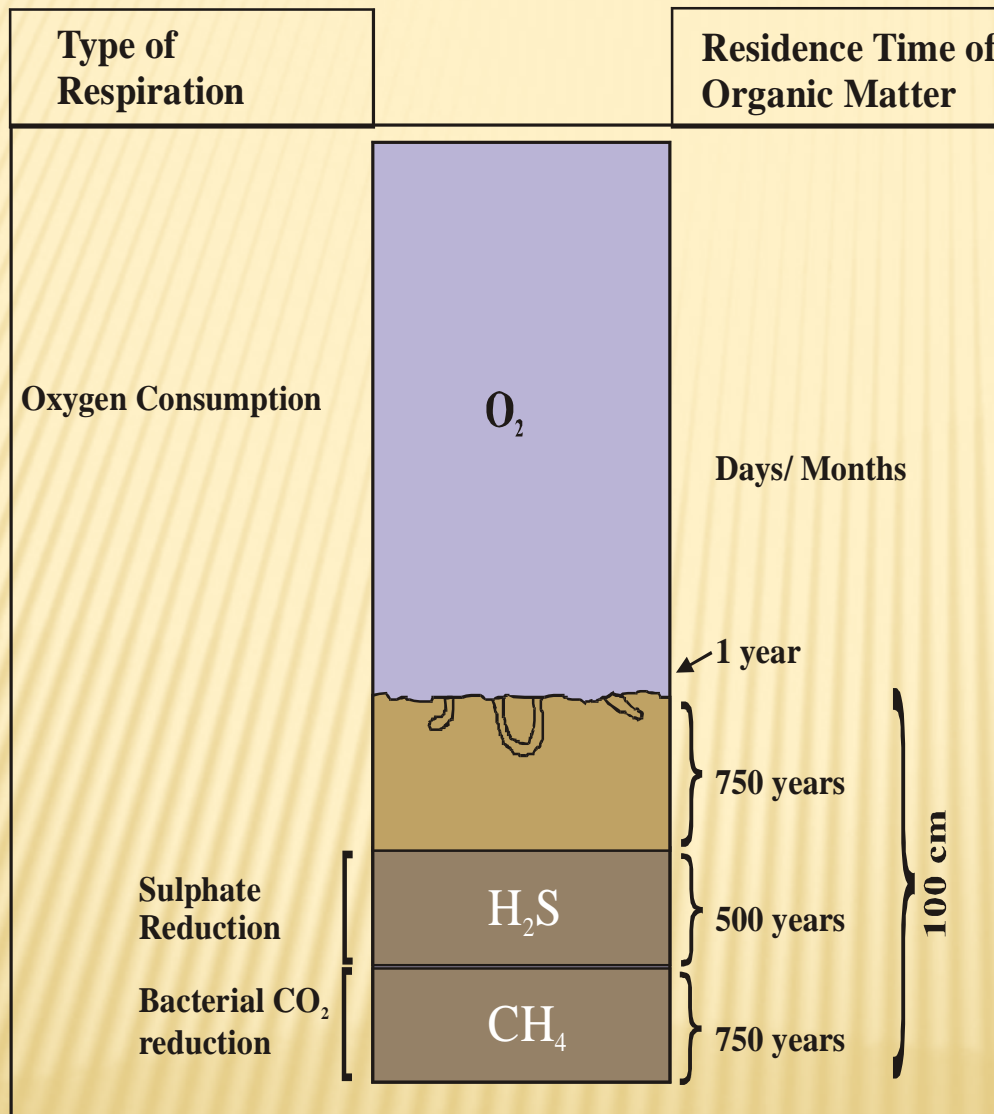
*Sulfate reduction*



*Methanogenesis*



# The Anoxic Environment: Summary

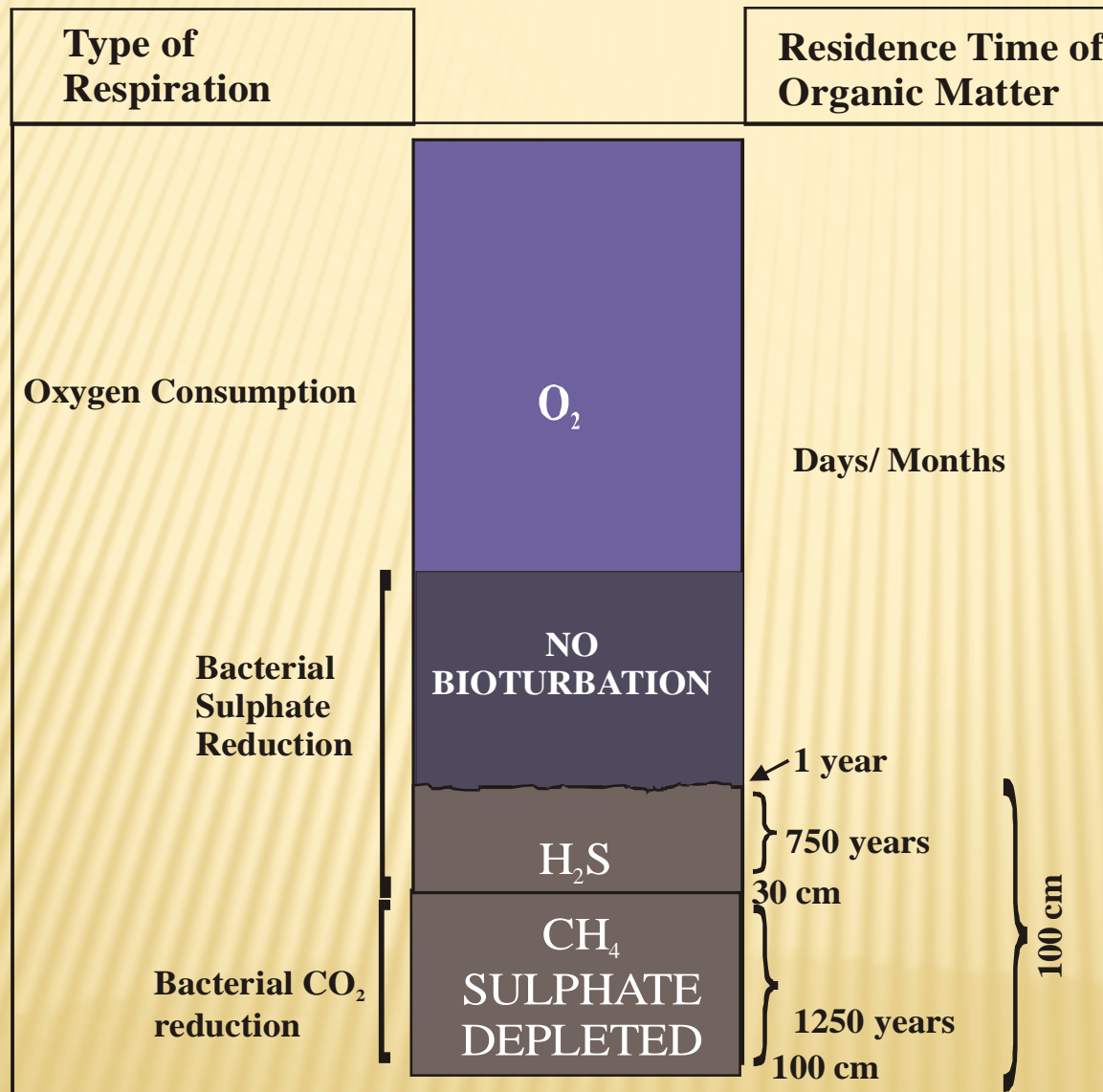


Poorer OM Preservation  
Lower Quality OM.

Biological reworking is enhanced by:

- Presence of animal scavengers at interface
- Bioturbation by worms facilitating diffusion of oxidants (O<sub>2</sub>, SO<sub>4</sub>) in sediments
- Lesser organic complexation with toxic metals

## The Anoxic Environment: Summary



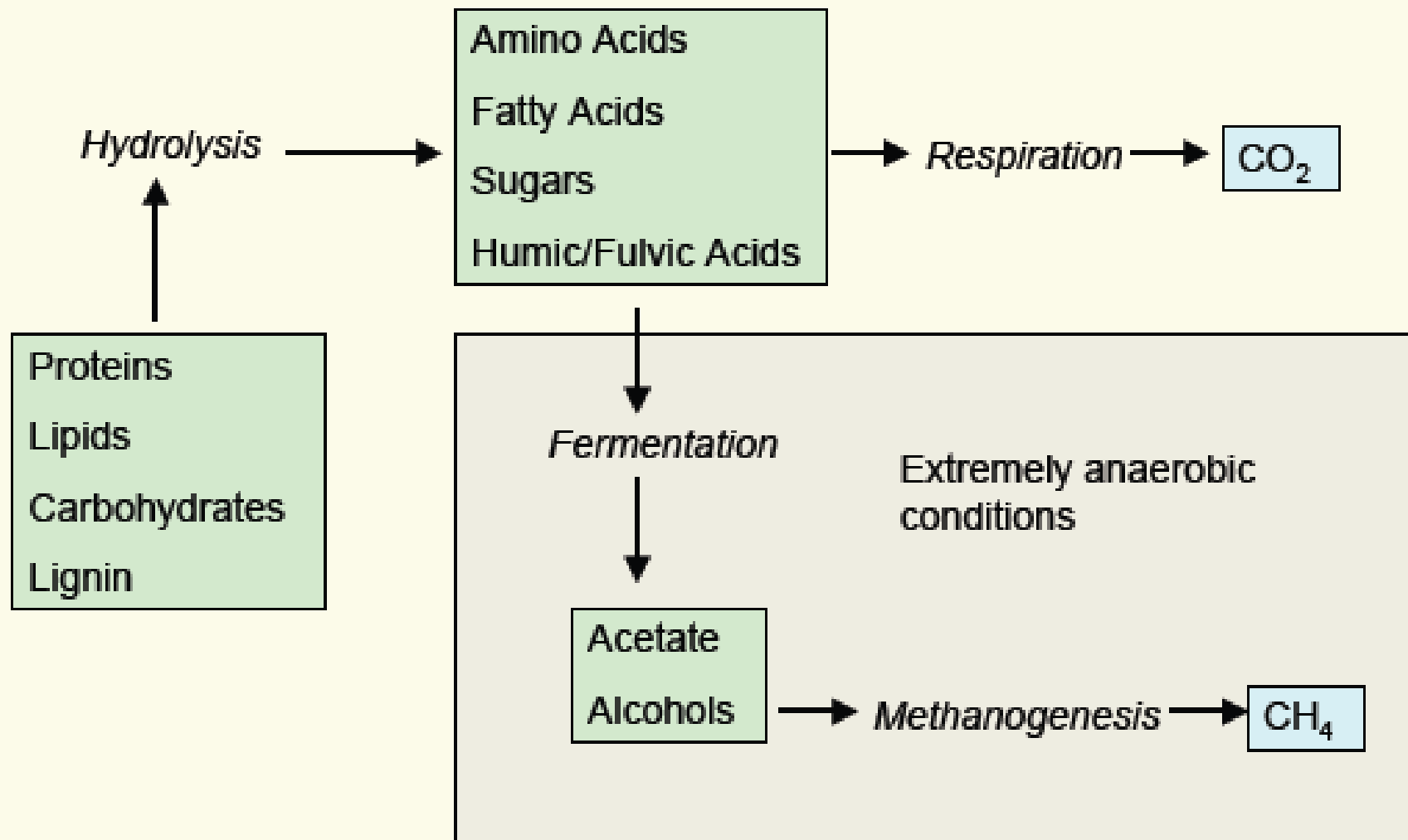
ANOXIC Environment  
Better OM Preservation  
(1-25% TOC)  
Higher Quality OM.

Biological reworking is slowed by:

- Absence of animal scavengers
- Restricted diffusion of oxidants ( $SO_4$ ) into undisturbed sediments
- Lesser utilization of lipids by anaerobic bacteria

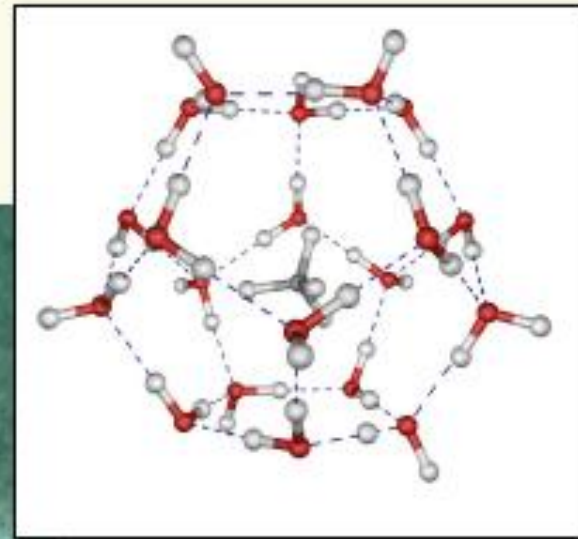
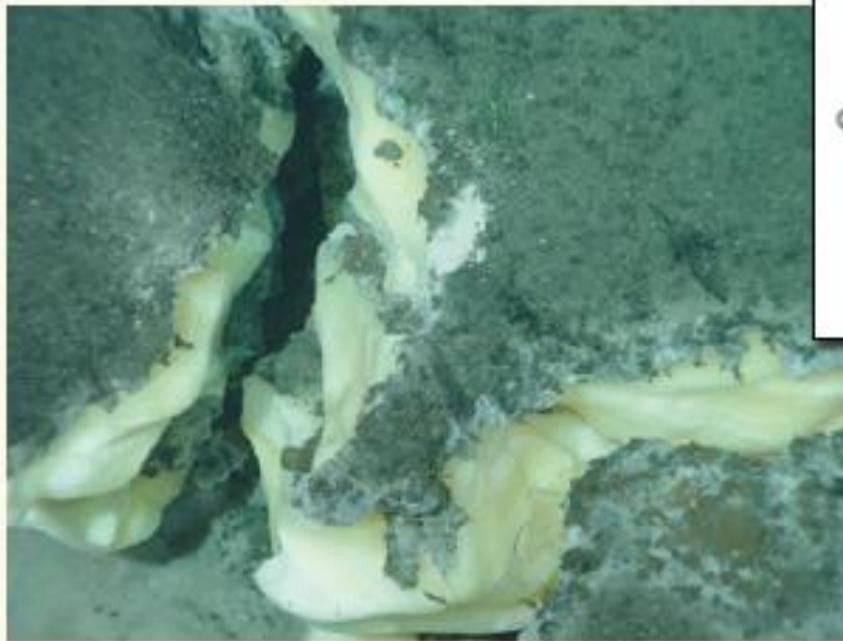


# Biological Breakdown of Biomolecules



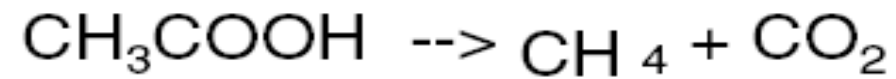
## Methane Hydrates

At the pressures and temperatures of the ocean bottom, biogenic methane is trapped as *clathrates*.

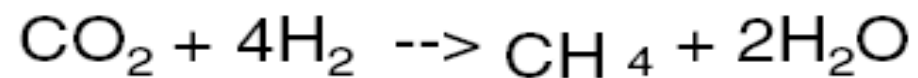


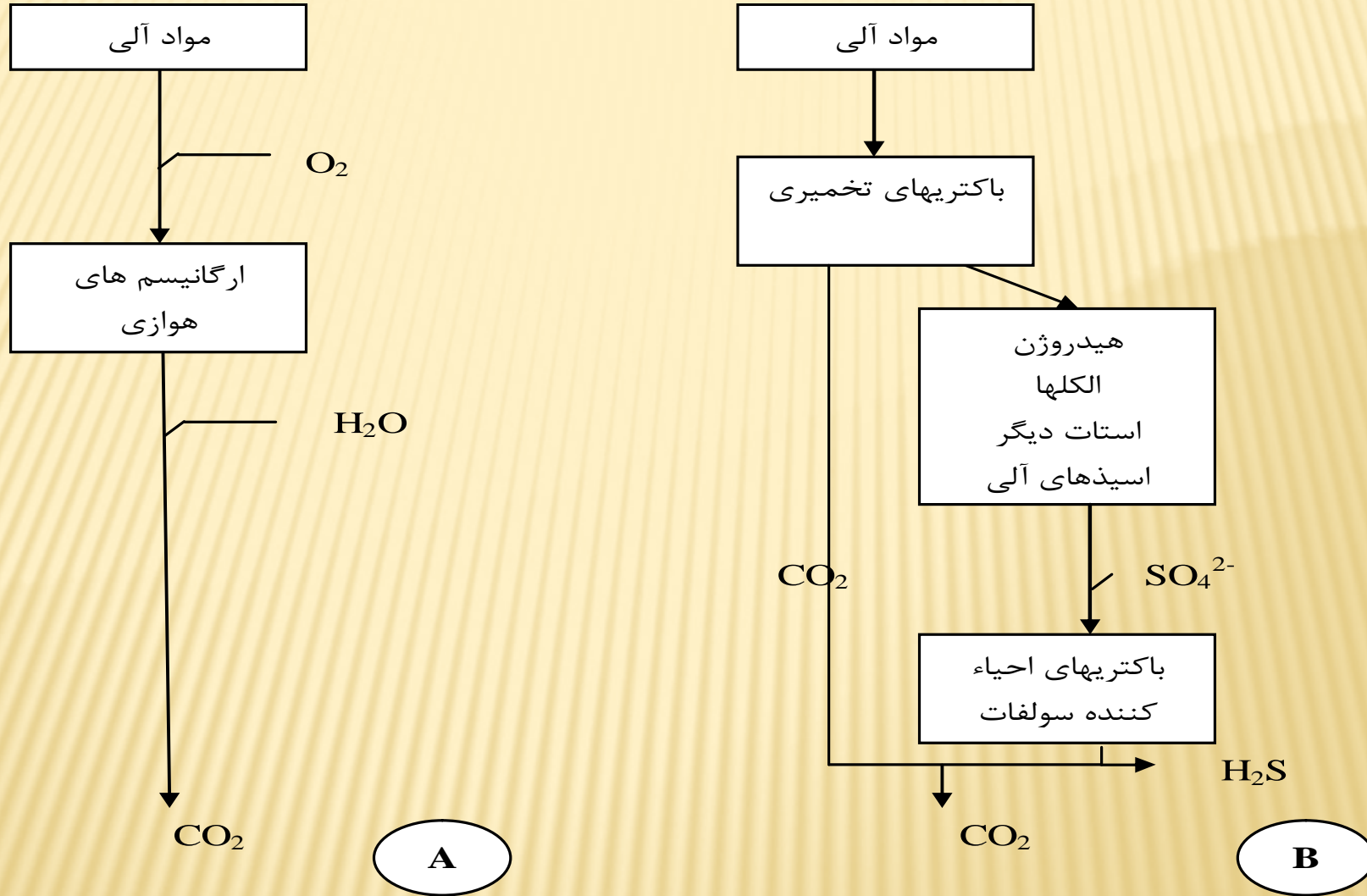
There are two pathways that yield methane:

Freshwater



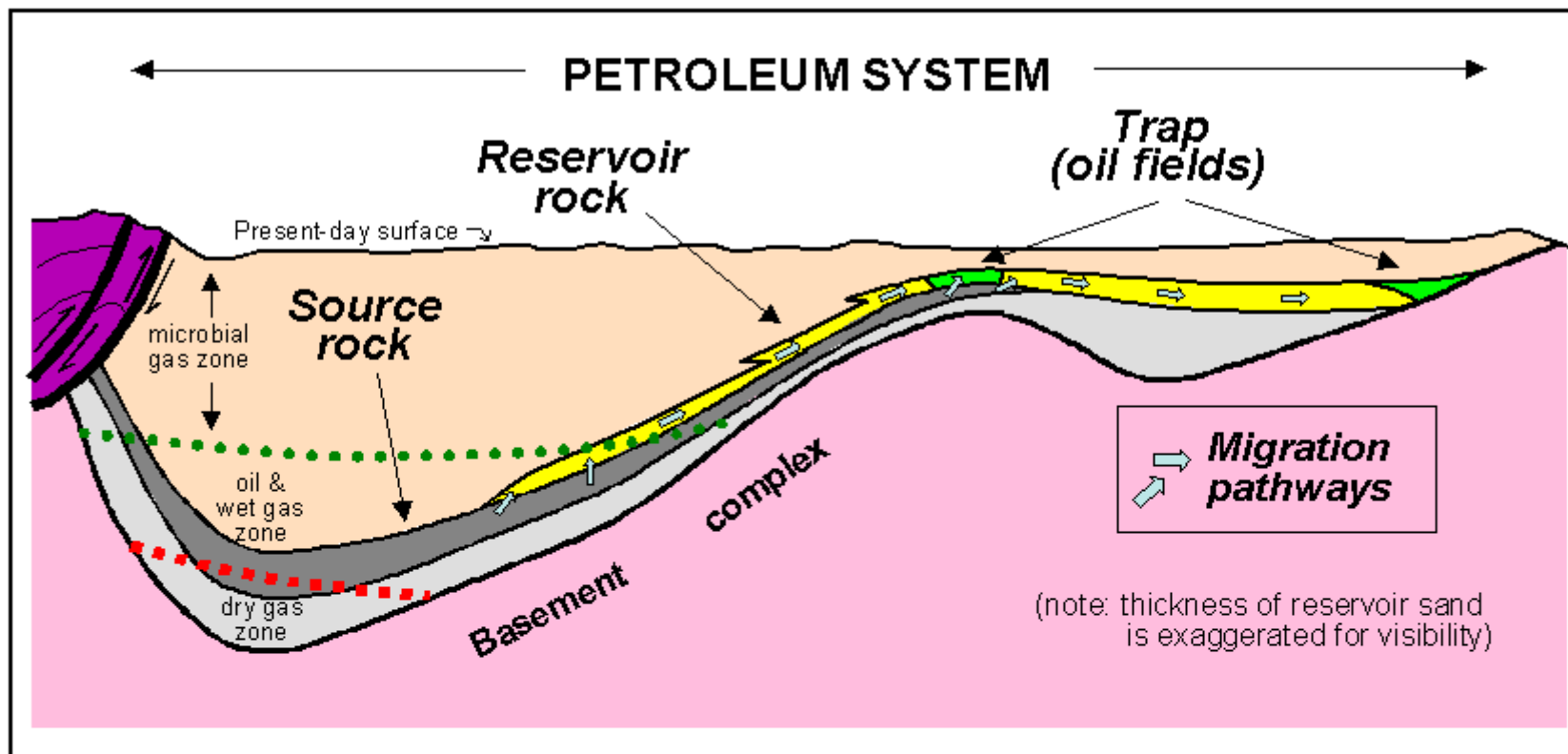
Marine











بی هوازی (B) هوازی (A) شماتیک ساده سازی شده تجزیه بیولوژیکی باکتری های

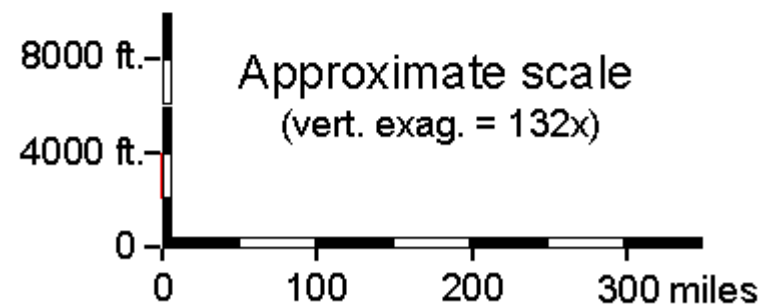




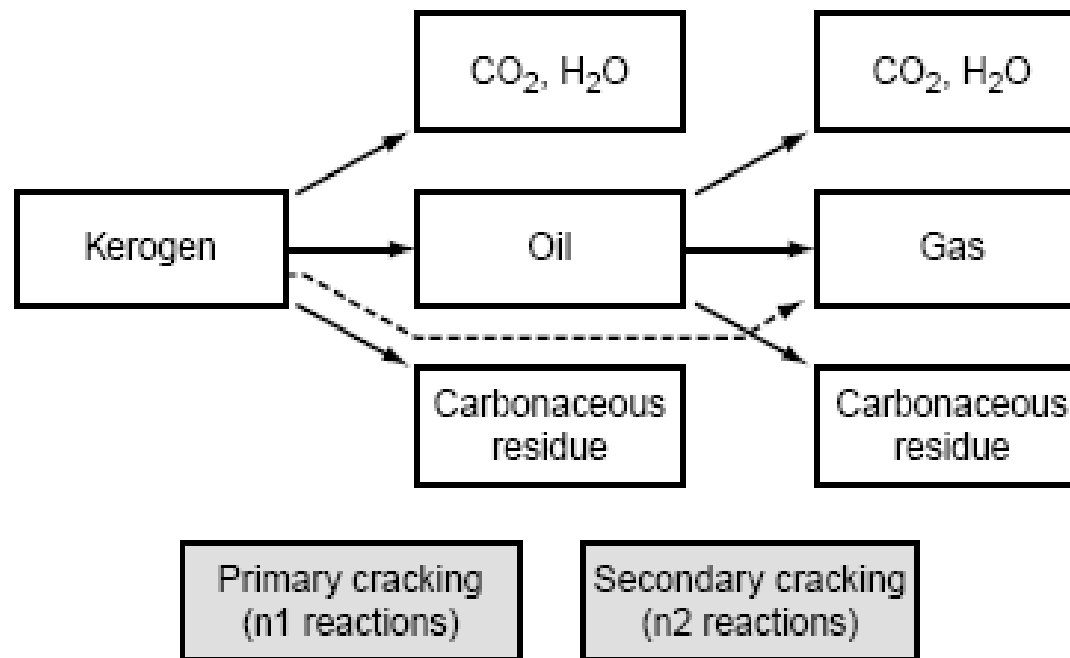
Main lithology	
	sandstone
	shale (organic-rich)
	shale (organic-poor)
	crystalline/volcanic

Onset depth of thermal generation 

Onset depth of dry gas generation 



## Kerogen-degradation mechanism



*Definition of kerogen:* kerogen is defined as the fraction of large chemical aggregates in sedimentary organic matter that is insoluble in solvents (in contrast, the fraction that is soluble in organic solvents is called *bitumen*). **Kerogen** represents about 90% of the organic carbon in sediments. It is possible to obtain information about the overall structures and biomarker contents of the macromolecular organic matter

# WHAT IS KEROGEN?

---

- ò Precursor to oil and gas
- ò Insoluble in organic solvents
- ò Complex mixture of high molecular weight organic materials
- ò Bulk composition determined by source and environment
- ò General composition may be described as:





# KEROGEN FORMATION

---

- ò 2 stage:
- ò **Polymerization**: Conversion of geomonomers to geopolymers (onset rapid, short period: 100's – 1000's years. Temperatures up to 50° C
- ò **Rearrangement** of the geopolymers

## Type I

- containing alginite, amorphous organic matter, cyanobacteria, freshwater algae, and land plant resins (AMO)

- Hydrogen:Carbon ratio > 1.25

- Oxygen:Carbon ratio < 0.15

- Shows great tendency to readily produce liquid hydrocarbons.

- It derives principally from lacustrine algae and forms only in anoxic lakes and several other unusual marine environments

- Has few cyclic or aromatic structures

- Formed mainly from proteins and lipids

## Type II

- Hydrogen:Carbon ratio < 1.25
- Oxygen:Carbon ratio 0.03 to 0.18
- Tend to produce a mix of gas and oil.
- Several types: exinite, cutinite, resinite, and liptinite
  - Exinite: formed from the casings of pollen and spores
  - Cutinite: formed from terrestrial plant cuticle
  - Resinite: formed from terrestrial plant resins and animal decomposition resins
  - Liptinite: formed from terrestrial plant lipids (hydrophobic molecules that are soluble in organic solvents) and marine algae

They all have great tendencies to produce petroleum and are all formed from lipids deposited under reducing conditions.

## Type II-Sulfur

Similar to Type II but high in sulfur



### Type III

- Hydrogen:Carbon ratio  $< 1$
- Oxygen:Carbon ratio 0.03 to 0.3
- Material is thick, resembling wood or coal.
- Tends to produce coal and gas
- Has very low hydrogen because of the extensive ring and aromatic systems

Kerogen Type III is formed from terrestrial plant matter that is lacking in lipids or waxy matter. It forms from cellulose, the carbohydrate polymer that forms the rigid structure of terrestrial plants, lignin, a non-carbohydrate polymer formed from phenyl-propane units that binds the strings of cellulose together, and terpenes and phenolic compounds in the plant.



## Type IV (residue)

- Hydrogen:Carbon < 0.5

Type IV kerogen contains mostly decomposed organic matter in the form of polycyclic aromatic hydrocarbons. They have no potential to produce hydrocarbons

- ò From any source
- ò Oxidized, recycled or altered during an earlier thermal event
- ò Inert carbonaceous material
- ò H:C < 0.4
- ò No evolutionary path left: no hydrocarbons generated

Kerogen type	Petrographic content and comment	Chemical content and comment
I p (paraffinic)	Torbanite ( <i>Botryococcus</i> ) kerogens, rich in alginite	High hydrogen indices; highly paraffinic pyrolysates
I pn (paraffinic/naphthenic)	Tasmanite (alginite)-rich kerogens; mixed Type I kerogens	Hydrogen-rich with hydrogen distributed between paraffinic and naphthenic structures; abundant naphthenic species in pyrolysates
I n (naphthenic)	Resinite-derived materials	
II pn (paraffinic/naphthenic)	Most common Type II being amorphinite-rich kerogens from truly marine source rocks	High hydrogen indices; low paraffin contents; abundant naphthenic/naphtheno-aromatic species dominate pyrolysates
II p (paraffinic)	Substantial exinite in kerogen	Reduced hydrogen indices with relatively high paraffin content
II/III pp (paraffinic/phenolic)	Exinite-rich but with land-plant structural polymers from lignin or derived from sporopollenin/suberin	—
III pp (paraffinic/phenolic)	Vitrinite-rich kerogens deposited in marine or deltaic environments	—
III ap (aromatic/phenolic)	Vitrinite-rich kerogens from coal-swamp environment	—
IV (aromatic)	Inertinite-rich kerogens	Aromatic pyrolysates with occasional remnant phenolic species

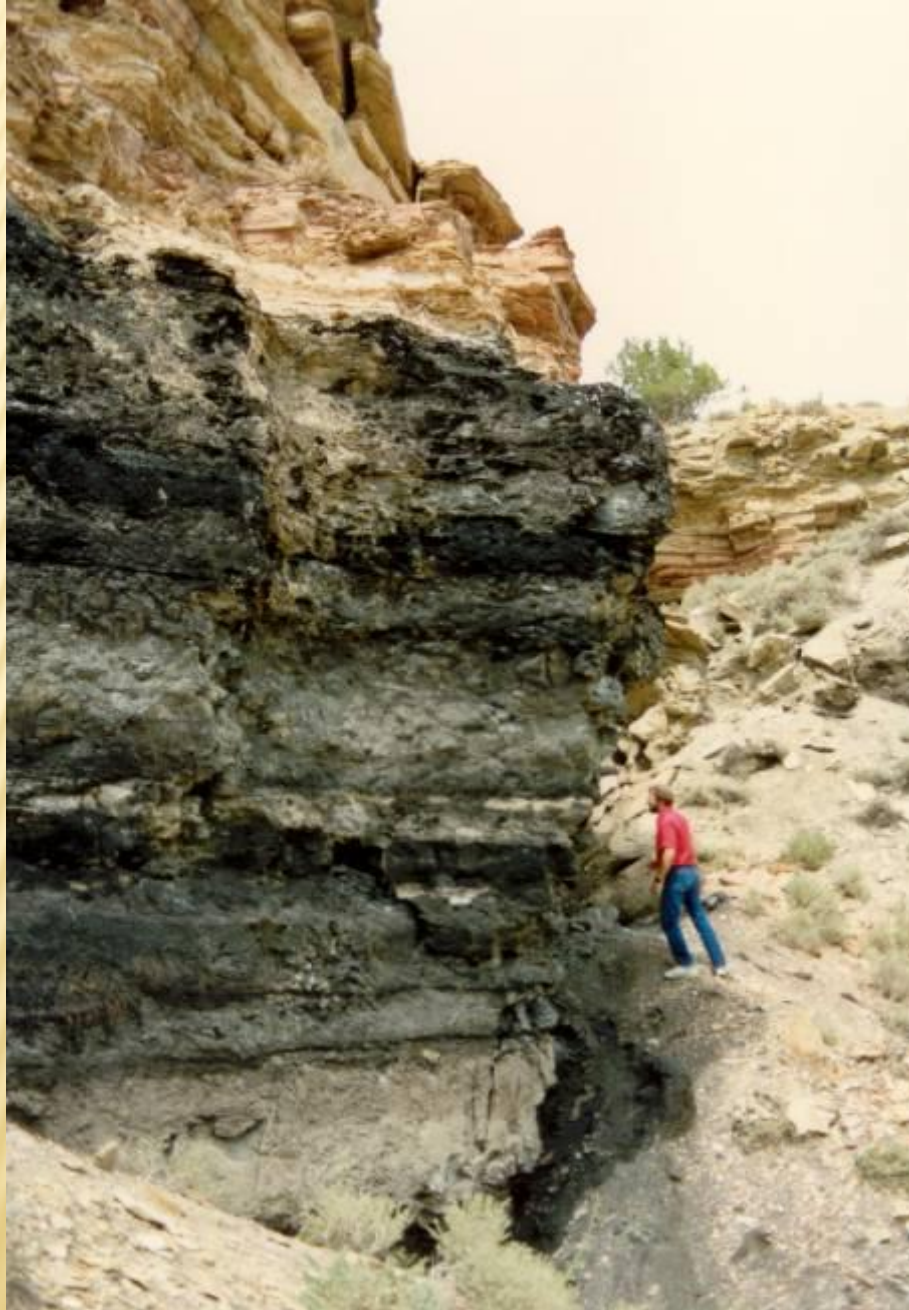
## Kerogen can be classified by source material

<i>type</i>	<i>name</i>	<i>source</i>
I	algal kerogen	mainly algae
II	liptinitic kerogen	mainly plankton, some contribution from algae
III	humic	mainly higher plants

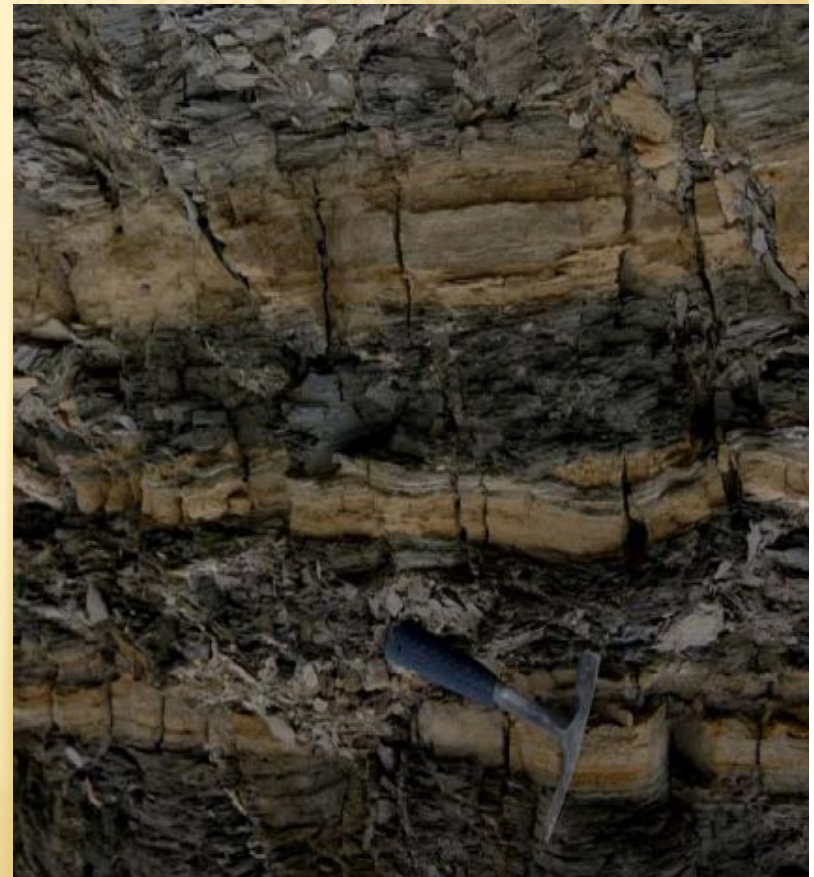


<b>Kerogen Type</b>	<b>Predominant Hydrocarbon Potential</b>	<b>Amount of Hydrogen</b>	<b>Typical Depositional Environment</b>
I	Oil prone	Abundant	Lacustrine
II	Oil and gas prone	Moderate	Marine
III	Gas prone	Small	Terrestrial
IV	Neither (primarily composed of vitrinite) or inert material	None	Terrestrial(?)





**Coals and Coaly Shales  
San Juan Basin (New Mexico)**



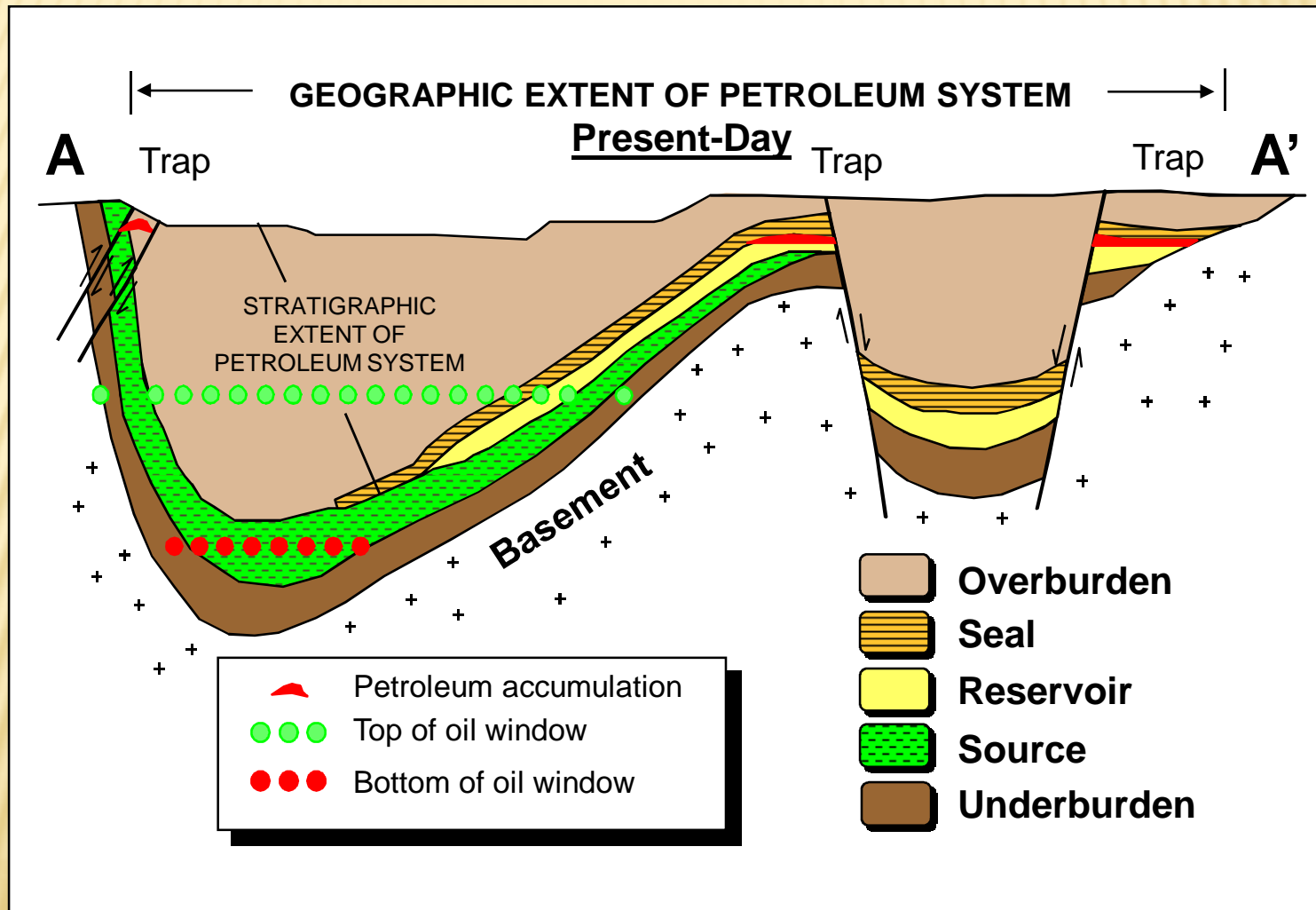


# THE SOURCE ROCK



- ò This shale typically contains  $>1\%$  of organic carbon, by weight. The shale is very widespread, underlying much of Britain and most of the North Sea, and is by far the most important source rock for the oil that has been found in the North Sea Basin.

# Present-Day Petroleum System



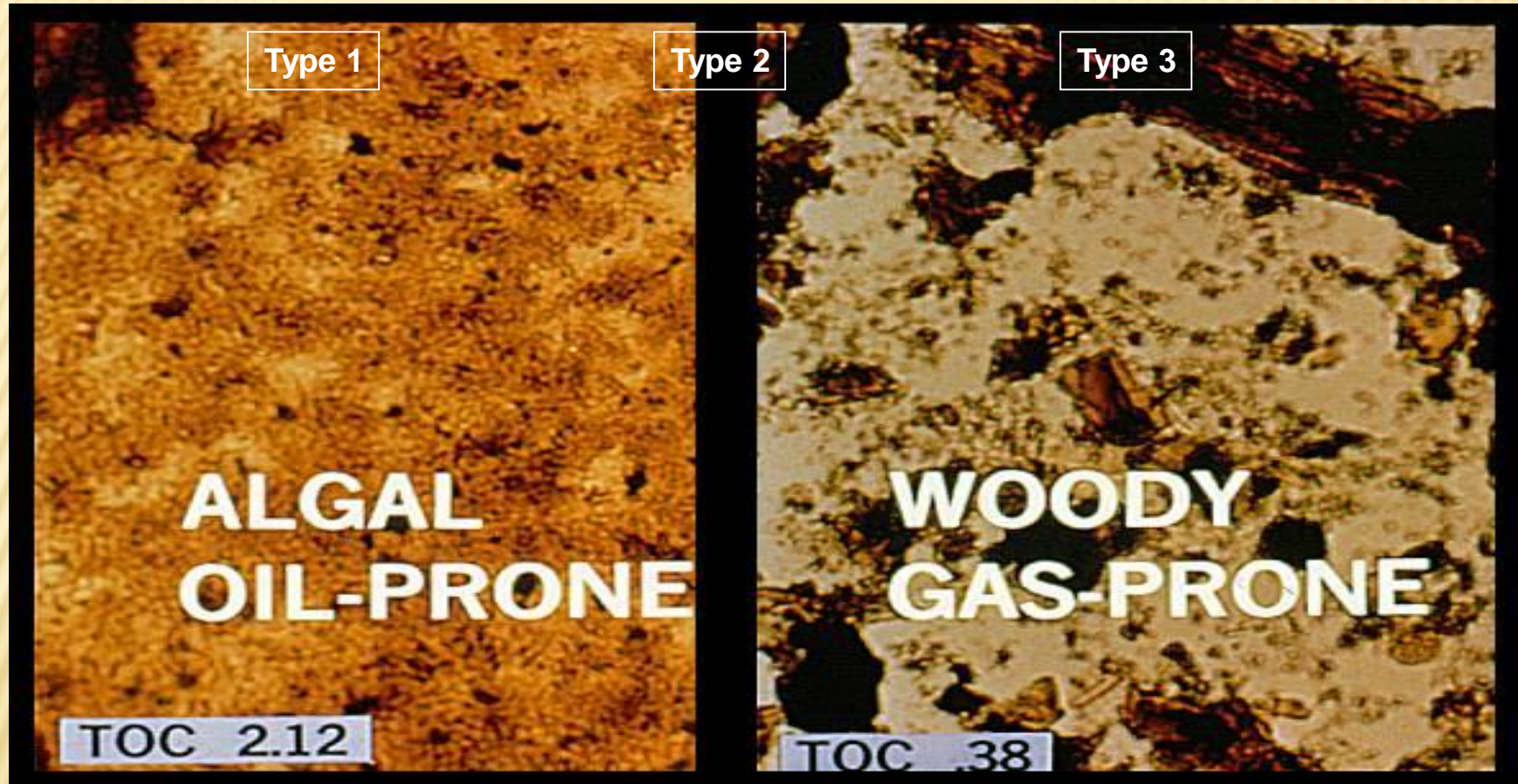
# TEMPERATURE IN THE SUBSURFACE

- ò Increases towards the earth's core: geothermal gradient
  - É Different lithologies will conduct heat differently: thermal conductivity
  - É Additional heat added by decay of radioactive species
  - É Heat Flow = Geothermal gradient x thermal conductivity

Mineral	Thermal conductivity
Halite	5.5
Limestone	3 – 3.5
Sandstone	2.5 – 4
Coal	0.3



# Kerogen Types



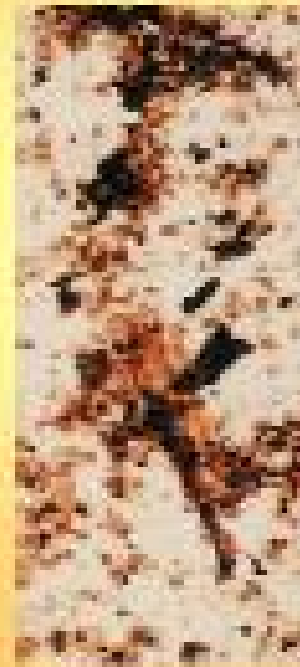
Algae = Hydrogen rich = Oil-prone  
Wood = Hydrogen poor = Gas-prone

## Kerogen Types

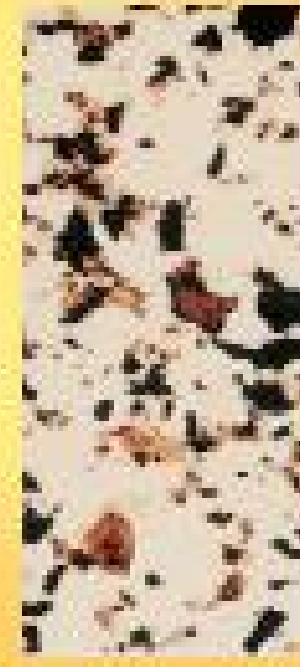
Amorphous  
Oil Prone



Mixed  
Oil & Gas



Structured  
Gas Prone





# WHAT HAPPENS TO KEROGEN AS IT IS BURIED AND HEATED?

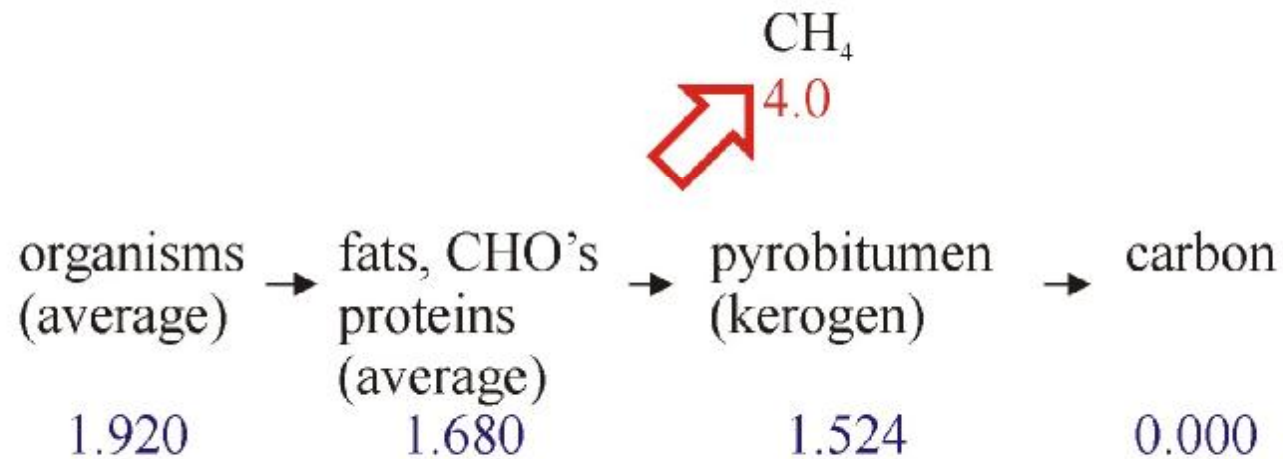
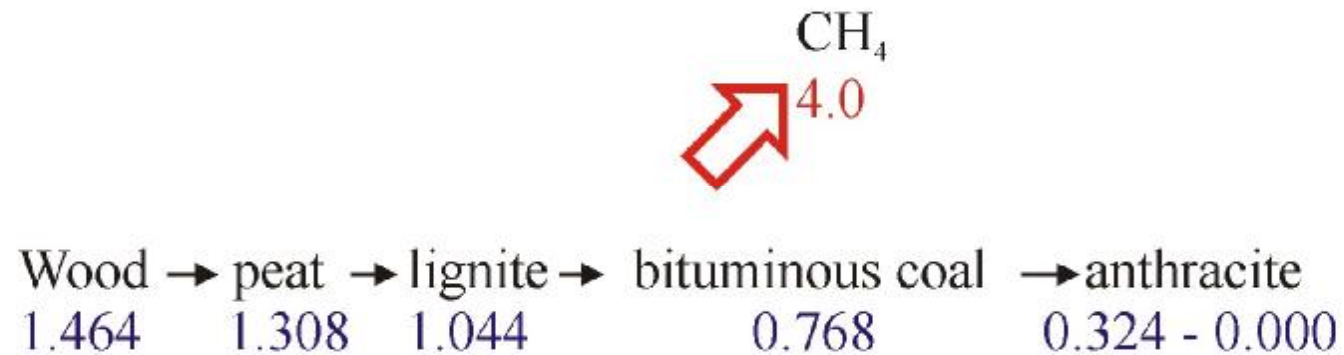
---

- ò Large molecules crack to smaller low mol. Wt.  
Geomonomers: Depth: 1000-6000m; Tem. 50-175° C
  - É Initial products are H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub>
- ò Increased temp and burial:
  - É Volatile products lost (hydrogen, CH<sub>4</sub>) and liquids (C<sub>13</sub> – C<sub>30</sub>)
  - É O<sub>2</sub> lost rapidly by dehydration and decarboxylation (loss of CO<sub>2</sub> from fatty acids)
  - É the petroleum products have a HIGH H:C ratio when first generated.

- 
- ò Thus with increasing temperature:
    - É C-content of kerogen rises
    - É H:C ratio decreases
  
  - ò Two fractions are produced by thermal transformation of kerogen:
    - É Fluid high in H (petroleum and natural gas precursor)
    - É Residue high in C (e.g. bituminous coal, bitumen)

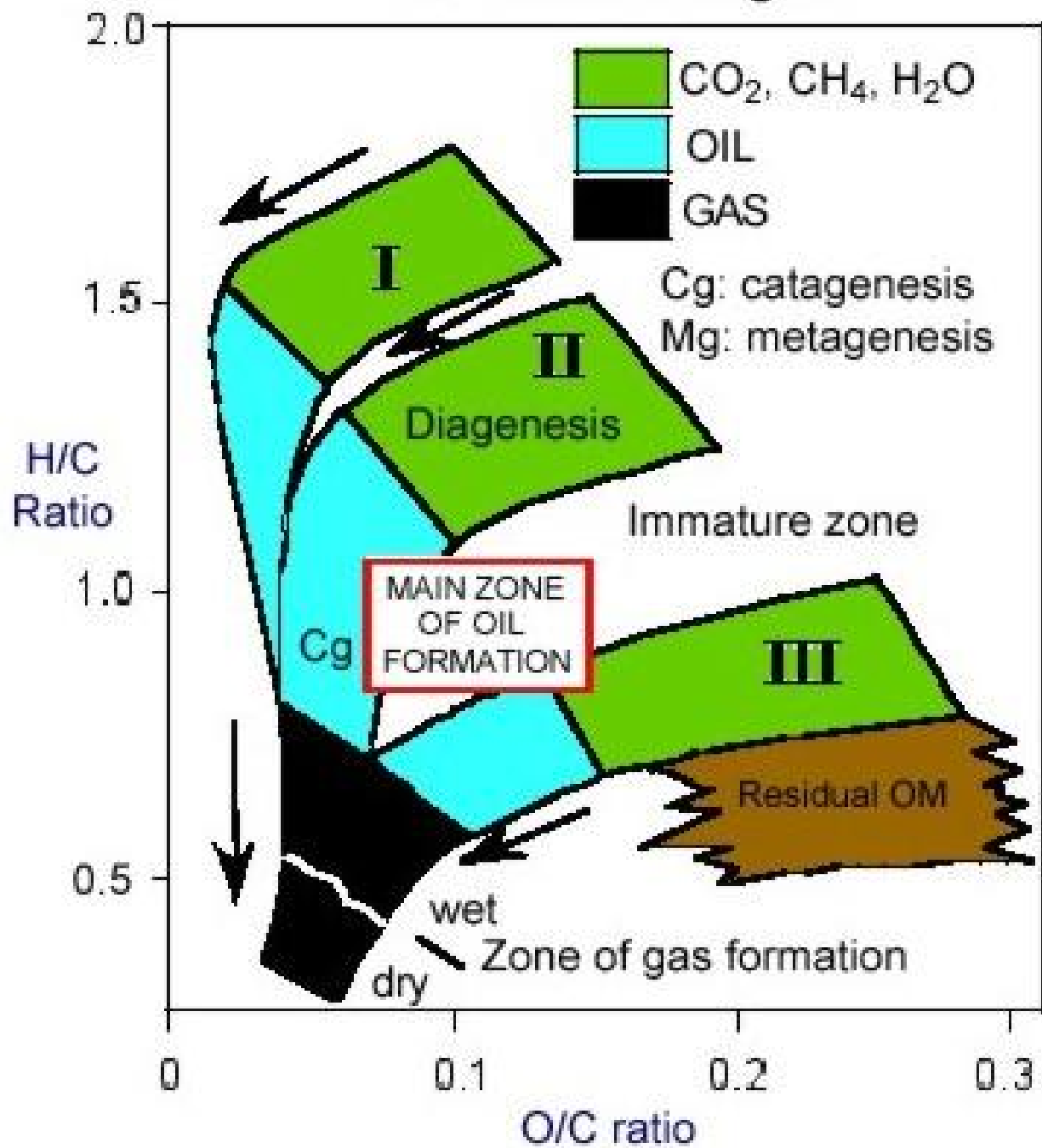


## The Hydrogen Balancing Act

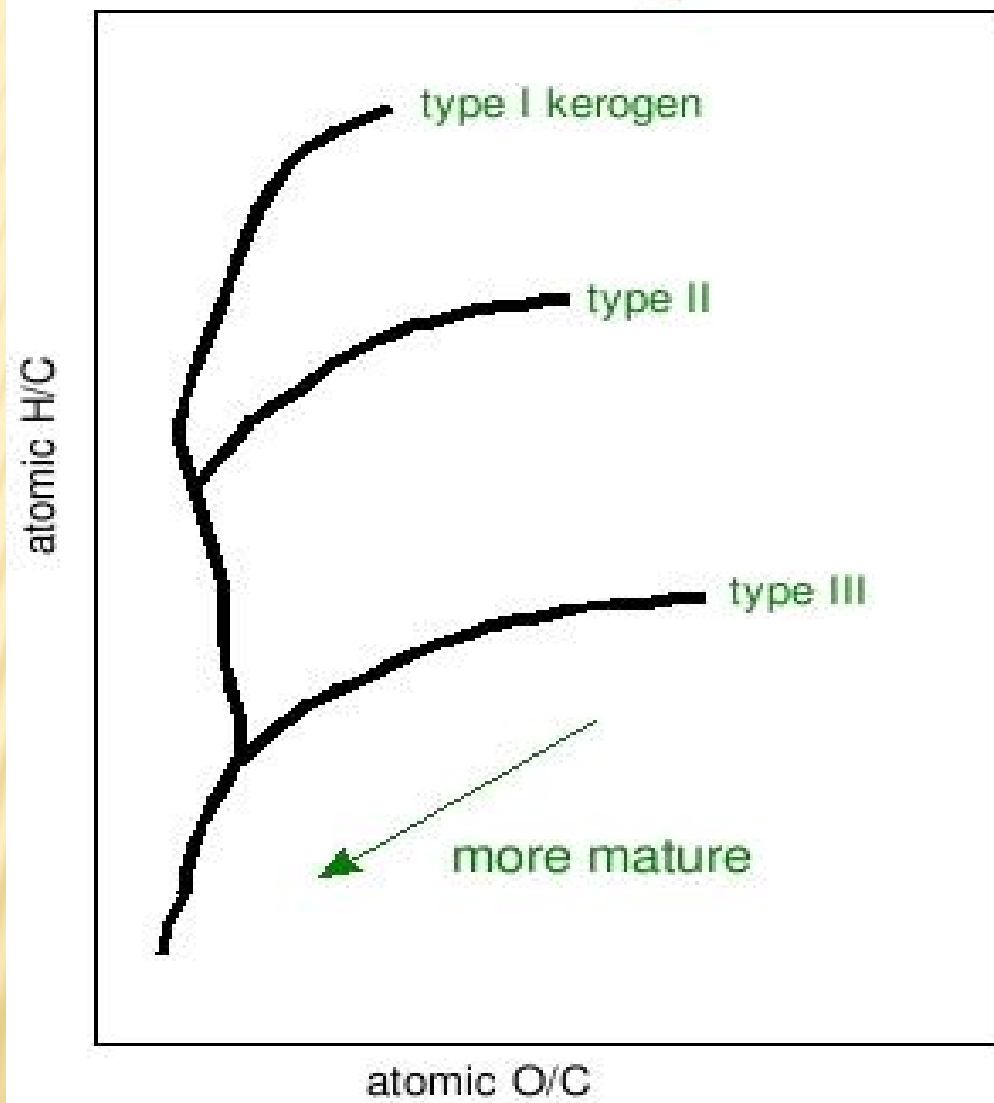


# AS VOLATILES ARE PROGRESSIVELY LOST:

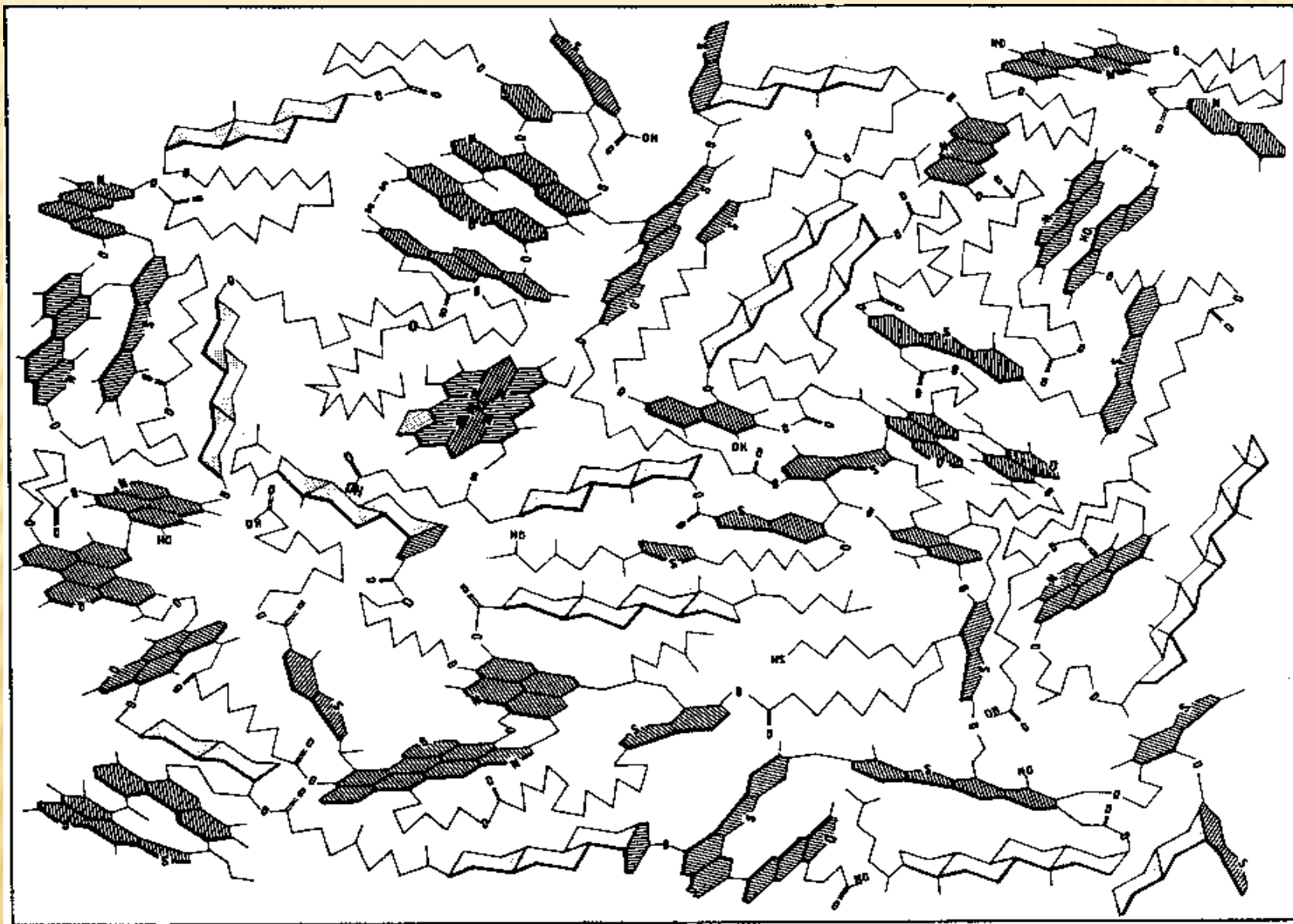
- ò C ratio increases
- ò H:C decreases
- ò O:C ratio decreases also
- ò Plotting the two ratios (initially for coals) through the maturation process generates the **Van Krevelen Diagram**



## van krevelen diagram



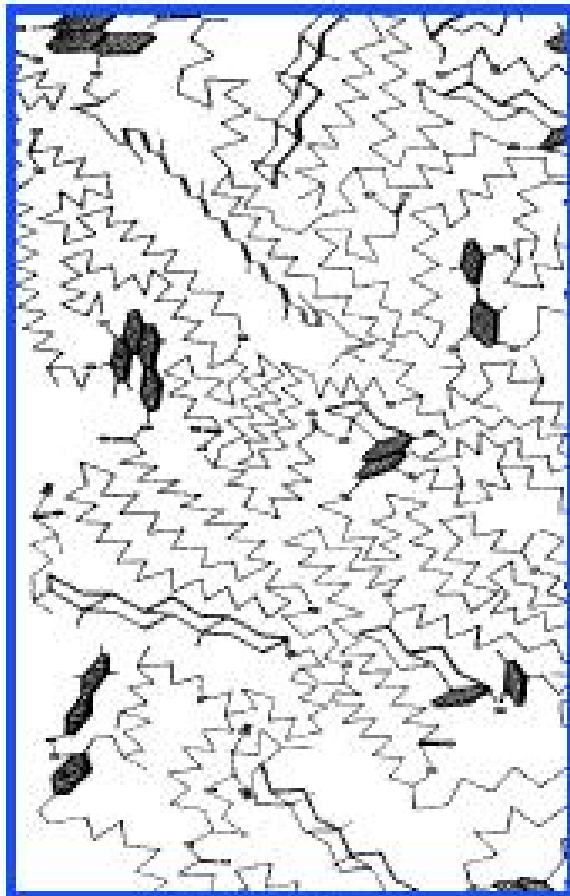




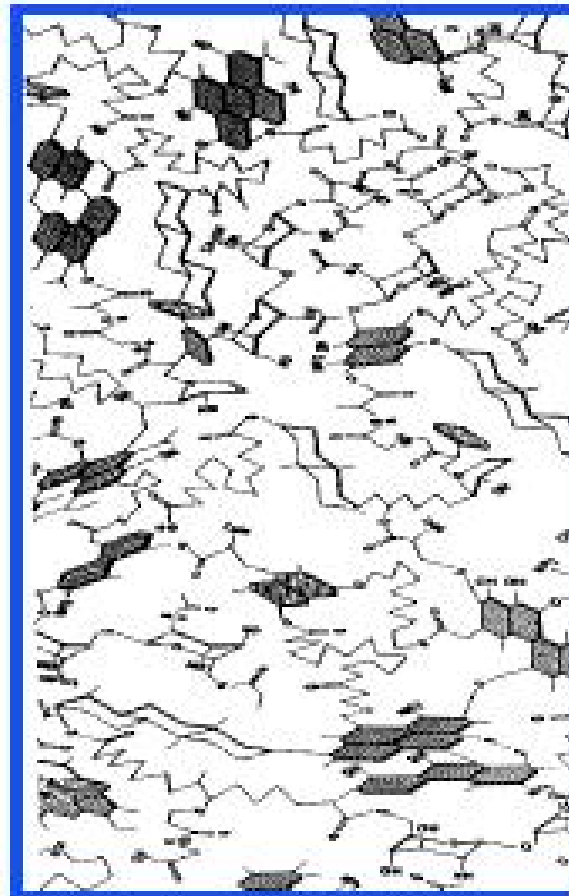
# Kerogen Structures according to Behar et al.

EAGI

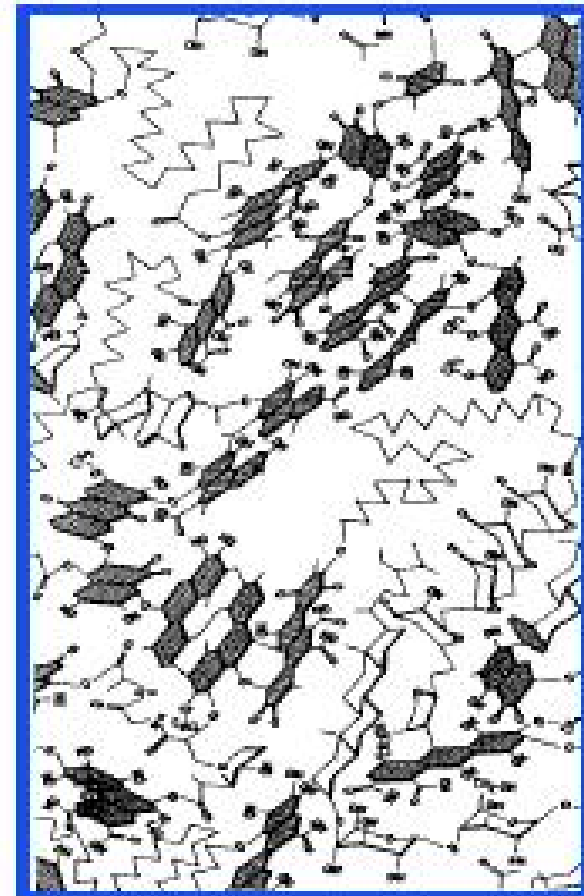
Type I



Type II

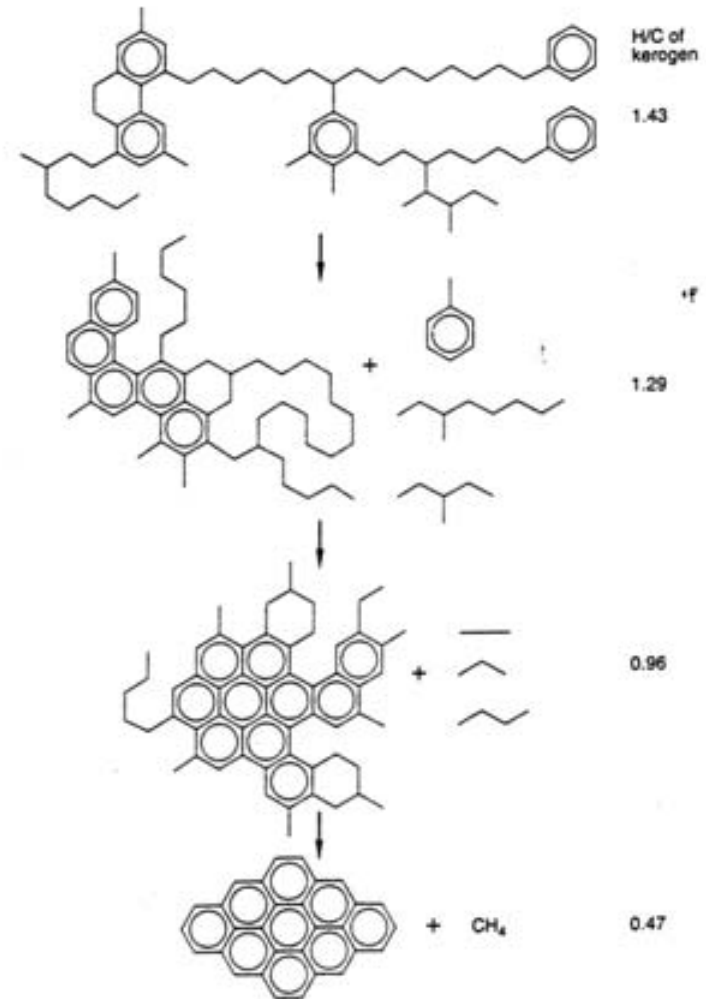
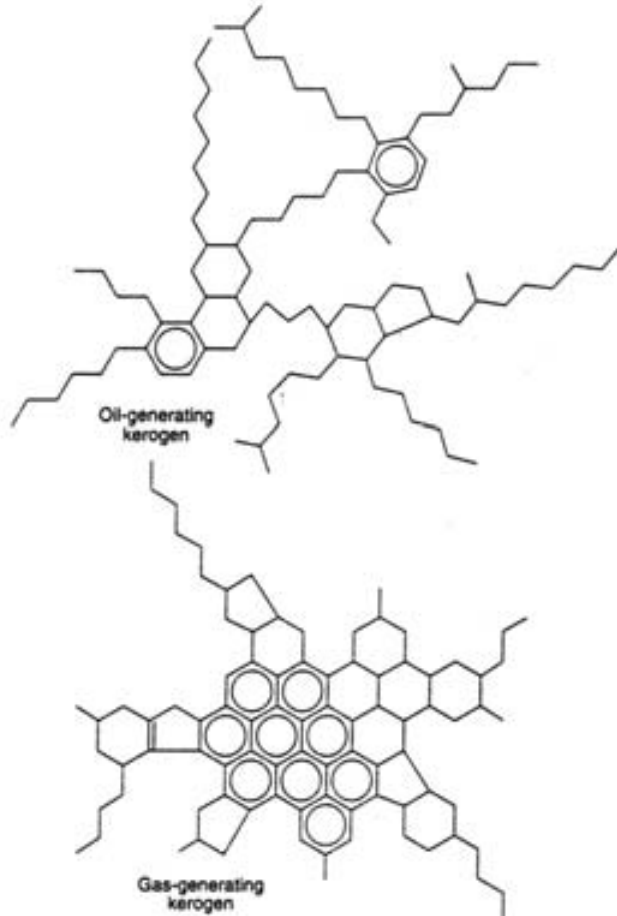


Type III



# Generalized kerogen structures

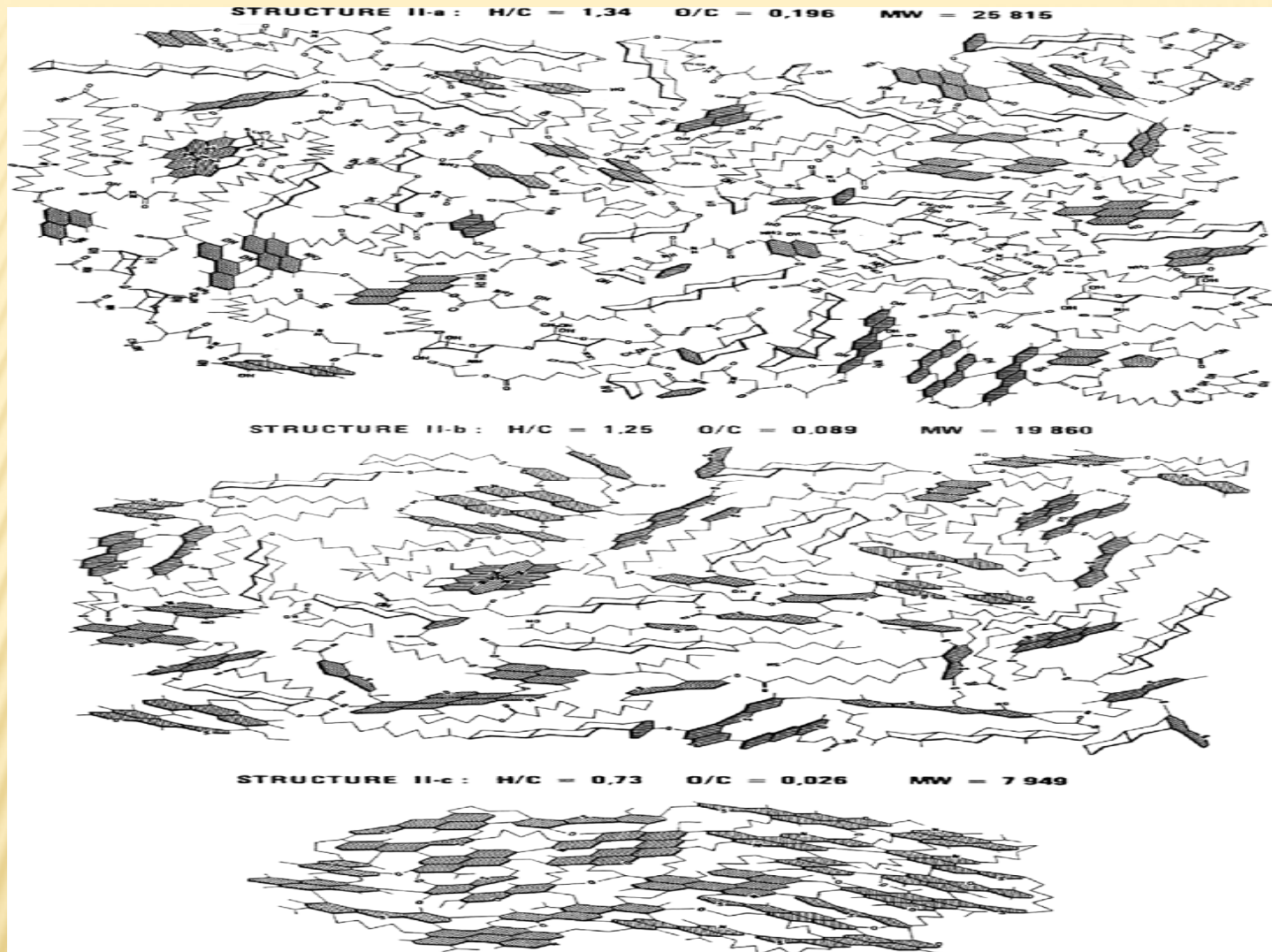
Oil-generating kerogen



Increasing thermal maturity  $\downarrow$

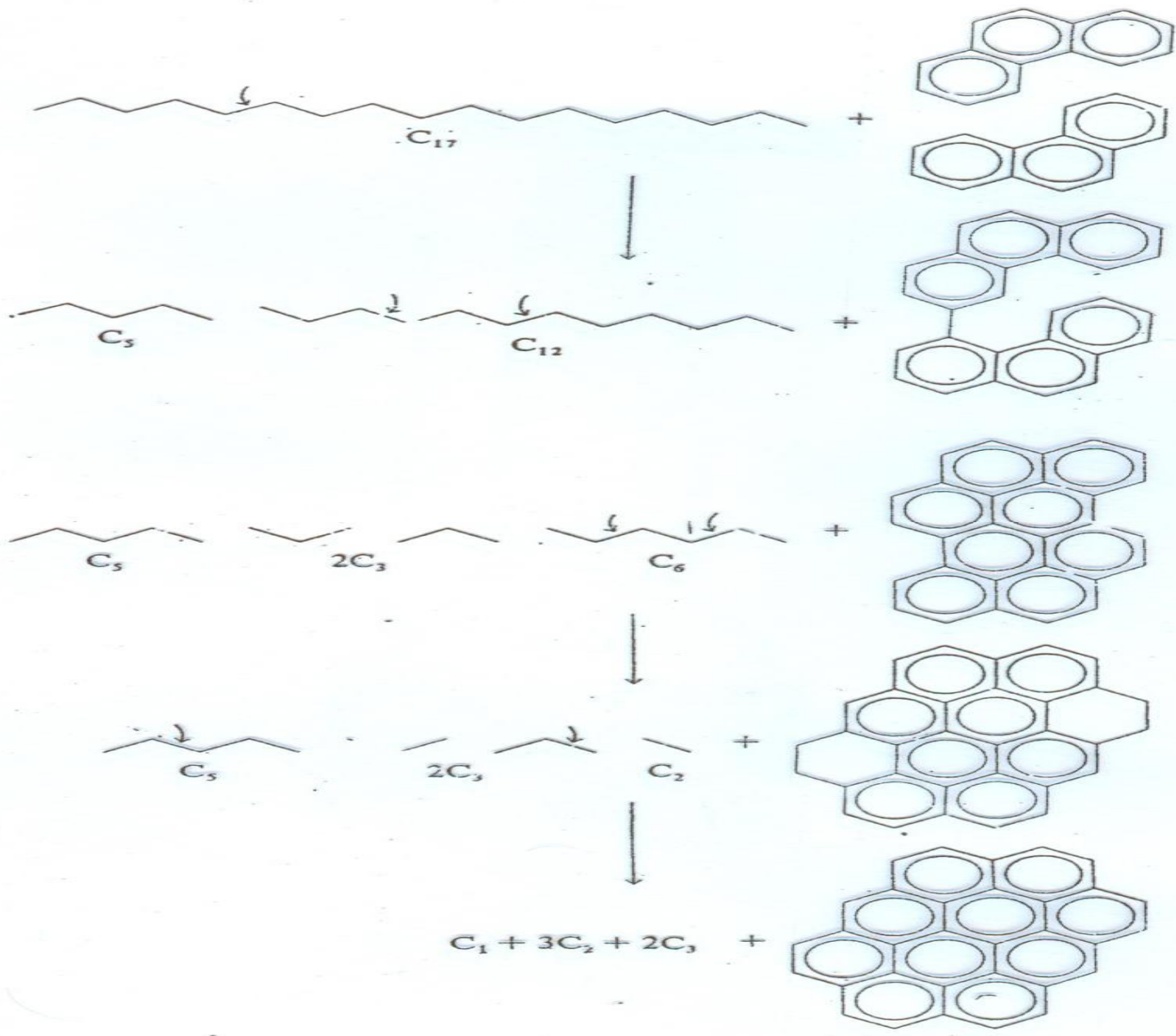
Gas-generating kerogen

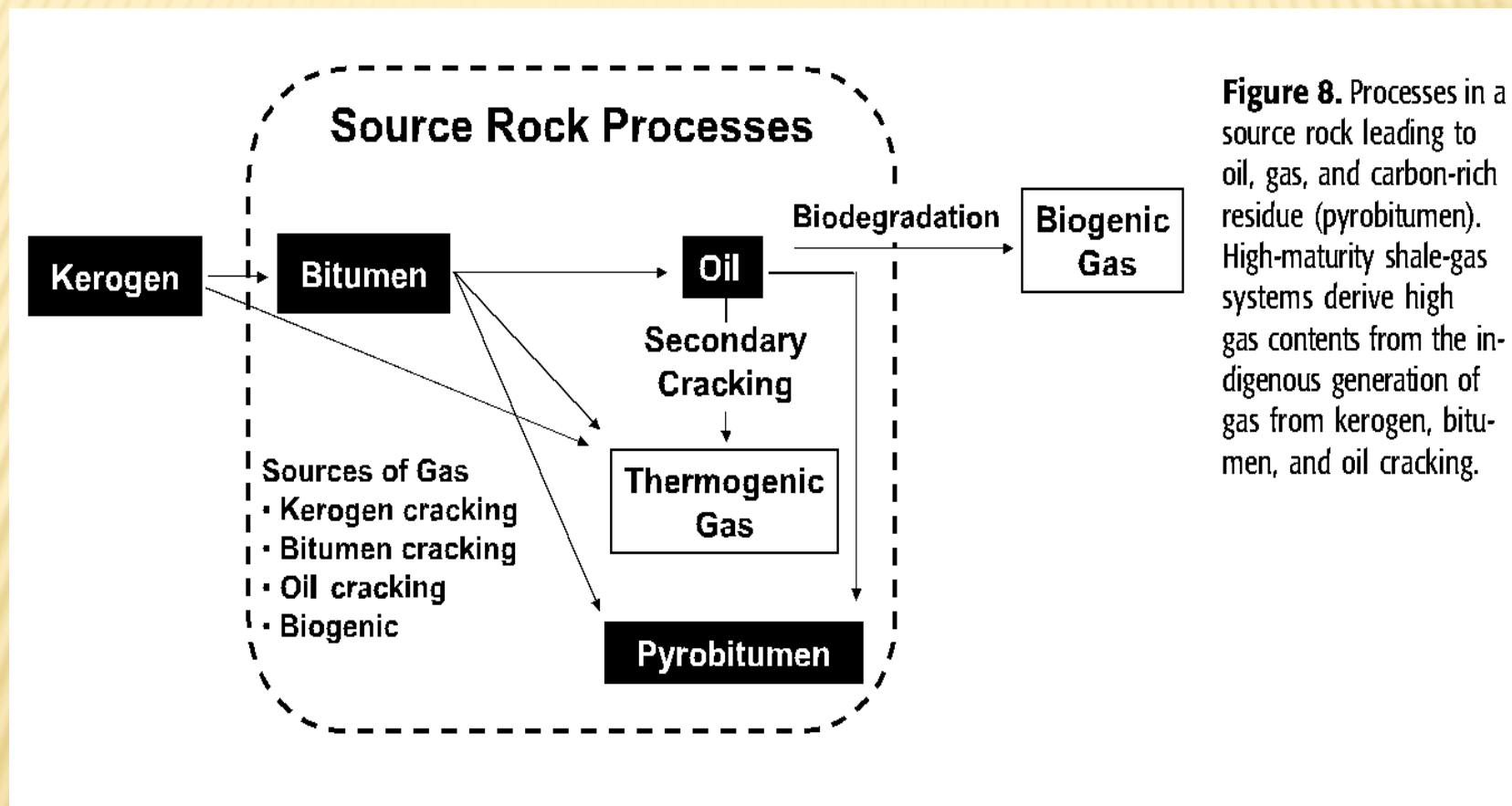




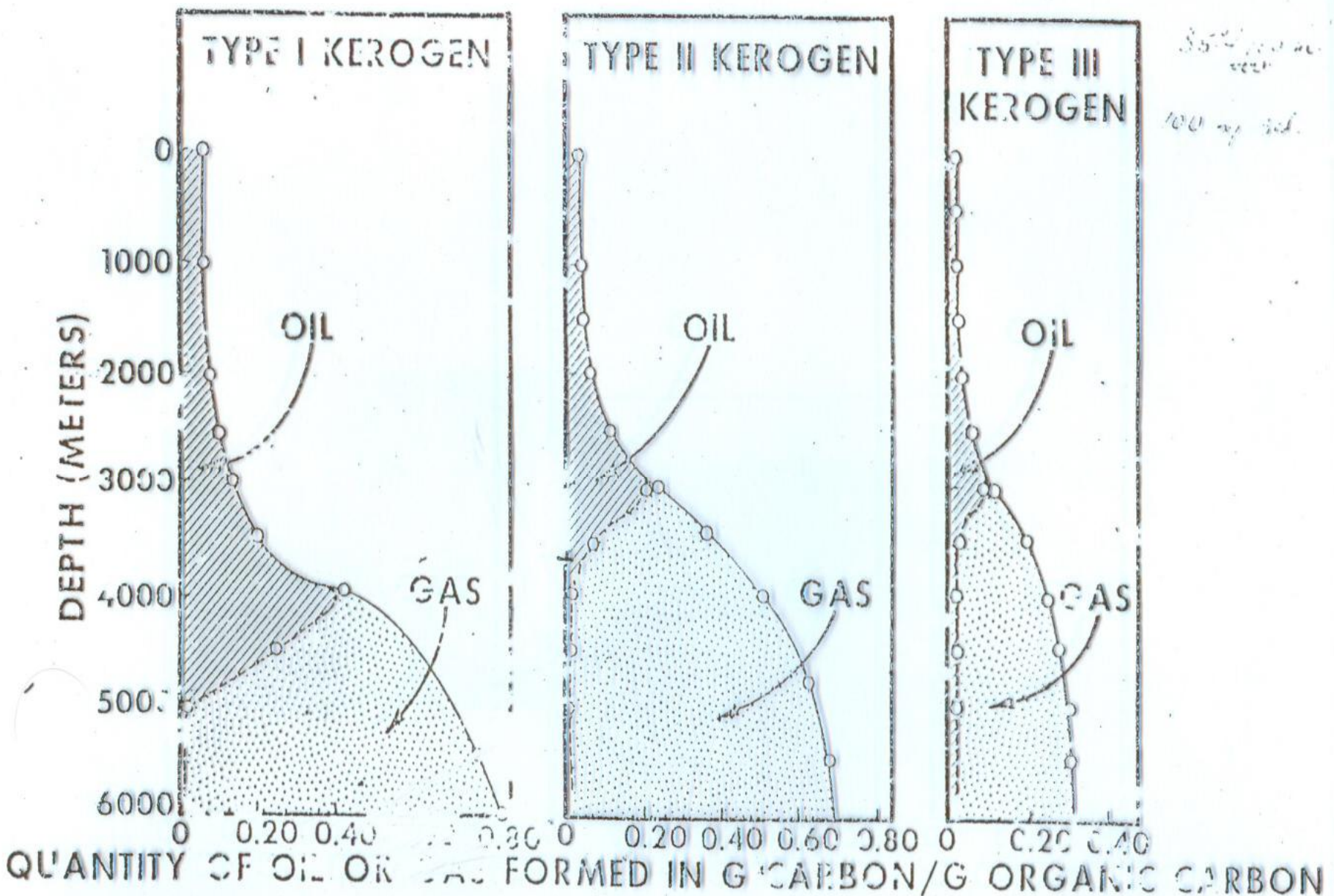
Structural representation of Type II kerogen (analytical data from Paris Basin Toarcian series) at increasing maturity stages, corresponding to given atomic H/C and O/C ratios. Structure IIa: beginning of diagenesis; structure IIb: beginning of catagenesis; structure IIc: end of catagenesis







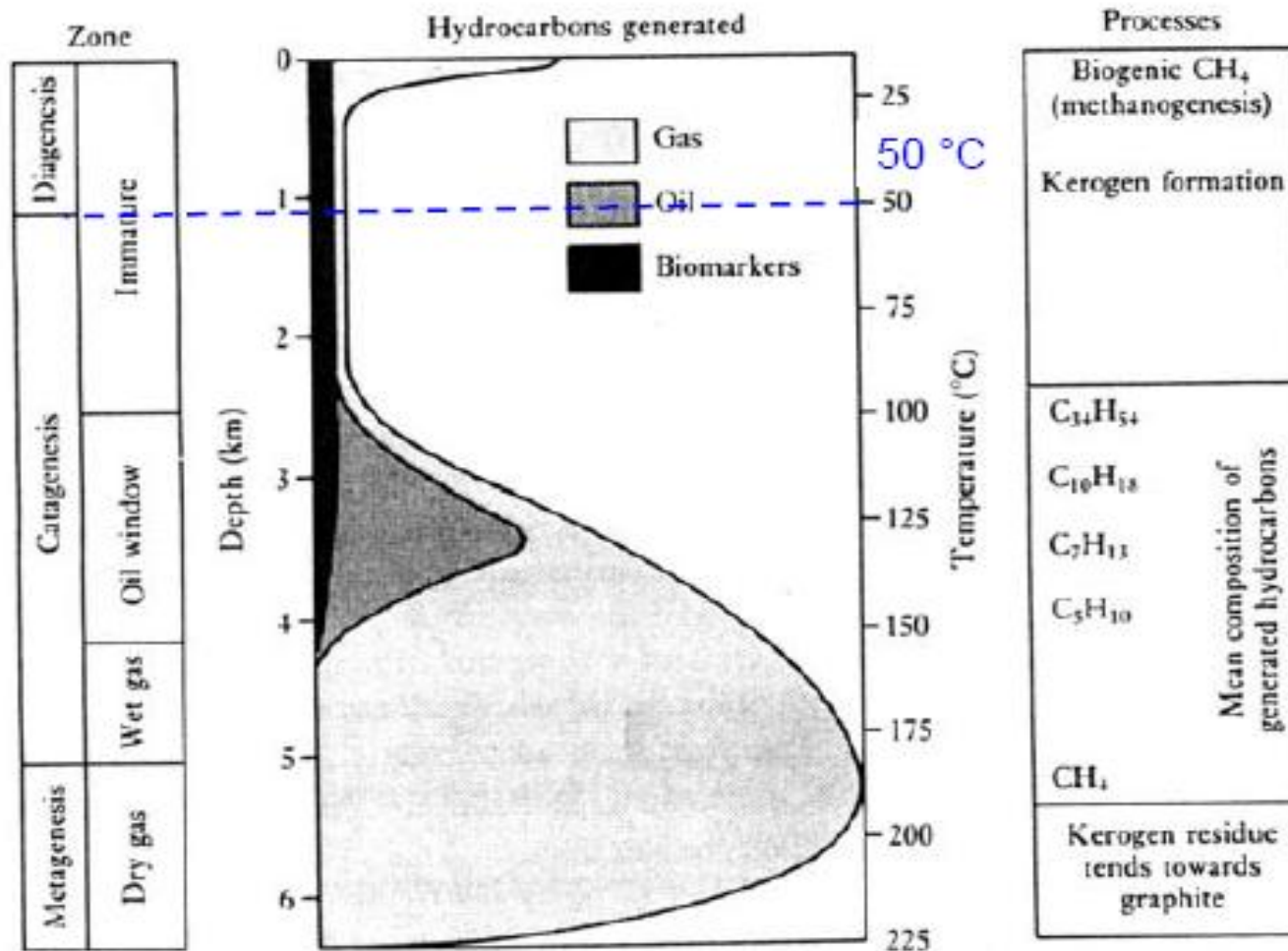
**Figure 8.** Processes in a source rock leading to oil, gas, and carbon-rich residue (pyrobitumen). High-maturity shale-gas systems derive high gas contents from the indigenous generation of gas from kerogen, bitumen, and oil cracking.



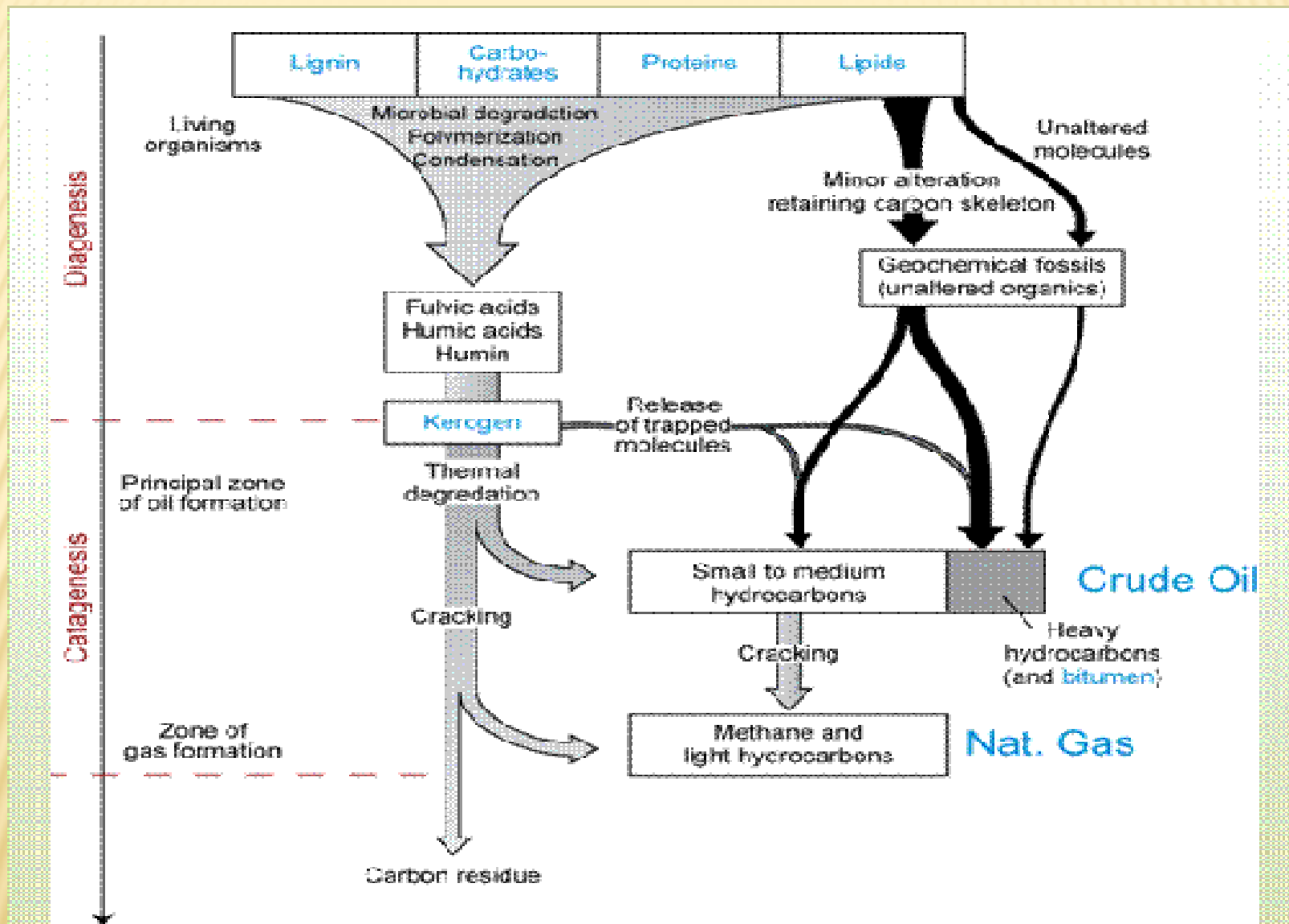
HYDROCARBON GENERATION FROM DIFFERENT KEROGENS



# General scheme of hydrocarbon generation from source rock

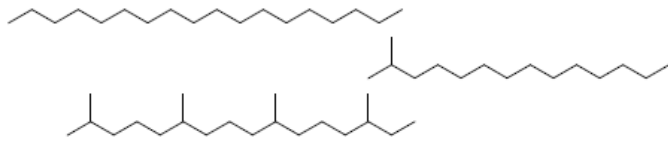




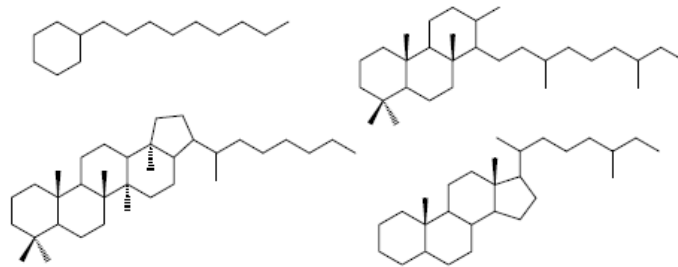


Modified from Tissot and Welte, 1984. *Petroleum formation and occurrence*, Springer-Verlag, 599 pp  
 Summary of the oil formation process

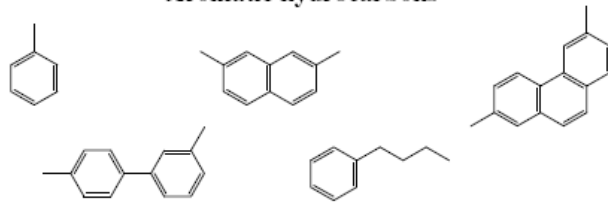
### Aliphatic hydrocarbons



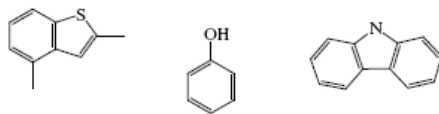
### Naphthenic hydrocarbons



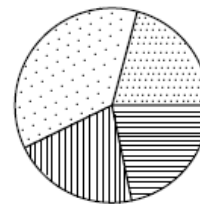
### Aromatic hydrocarbons



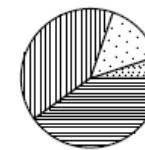
### NSO compounds



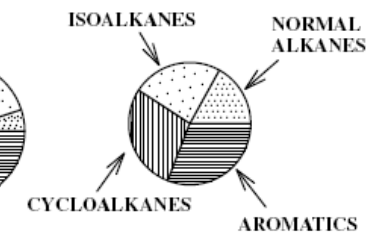
Uinta Basin  
(Type-I)



Paris Basin  
(Type-II)



Douala Basin  
(Type-III)



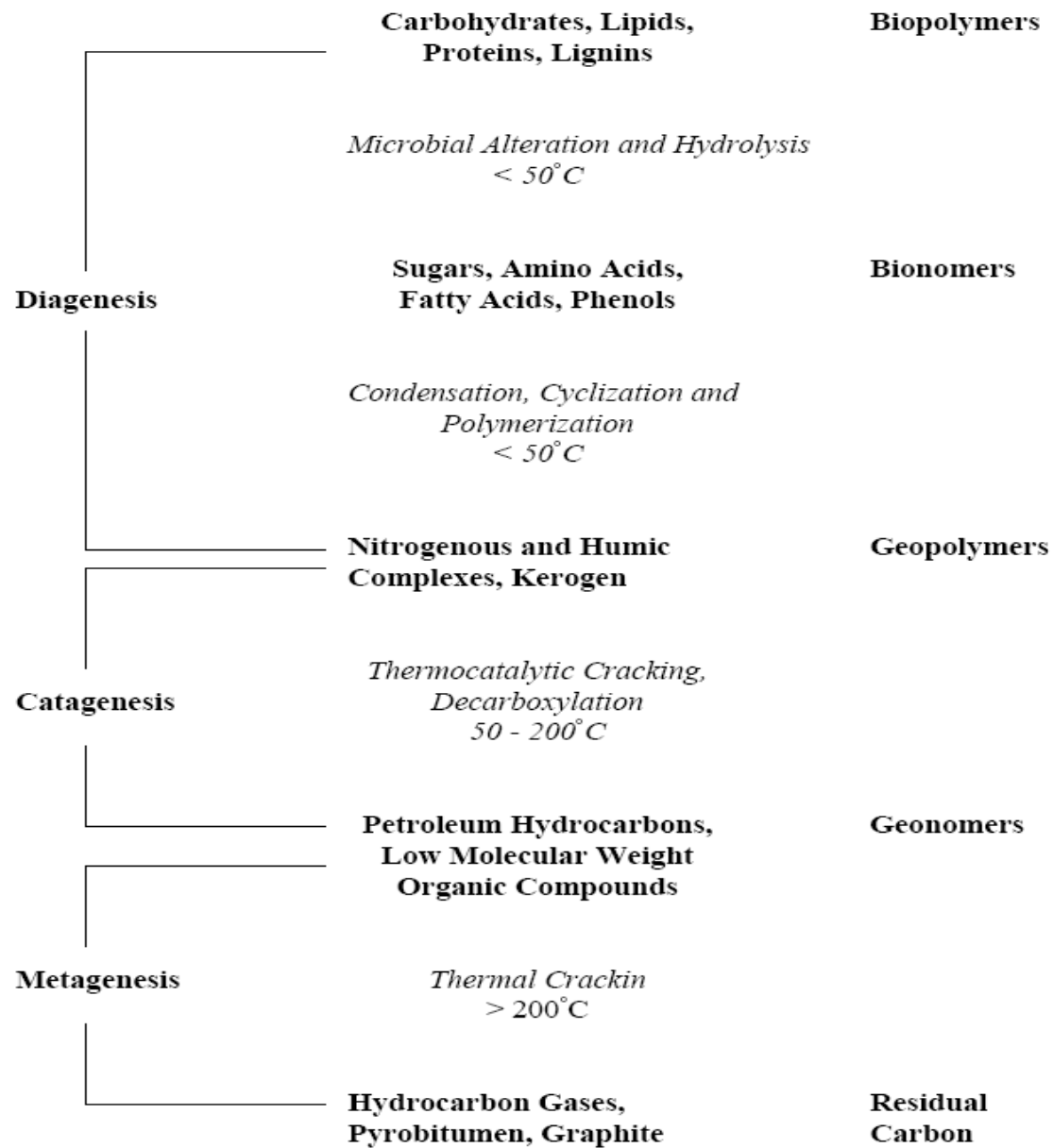
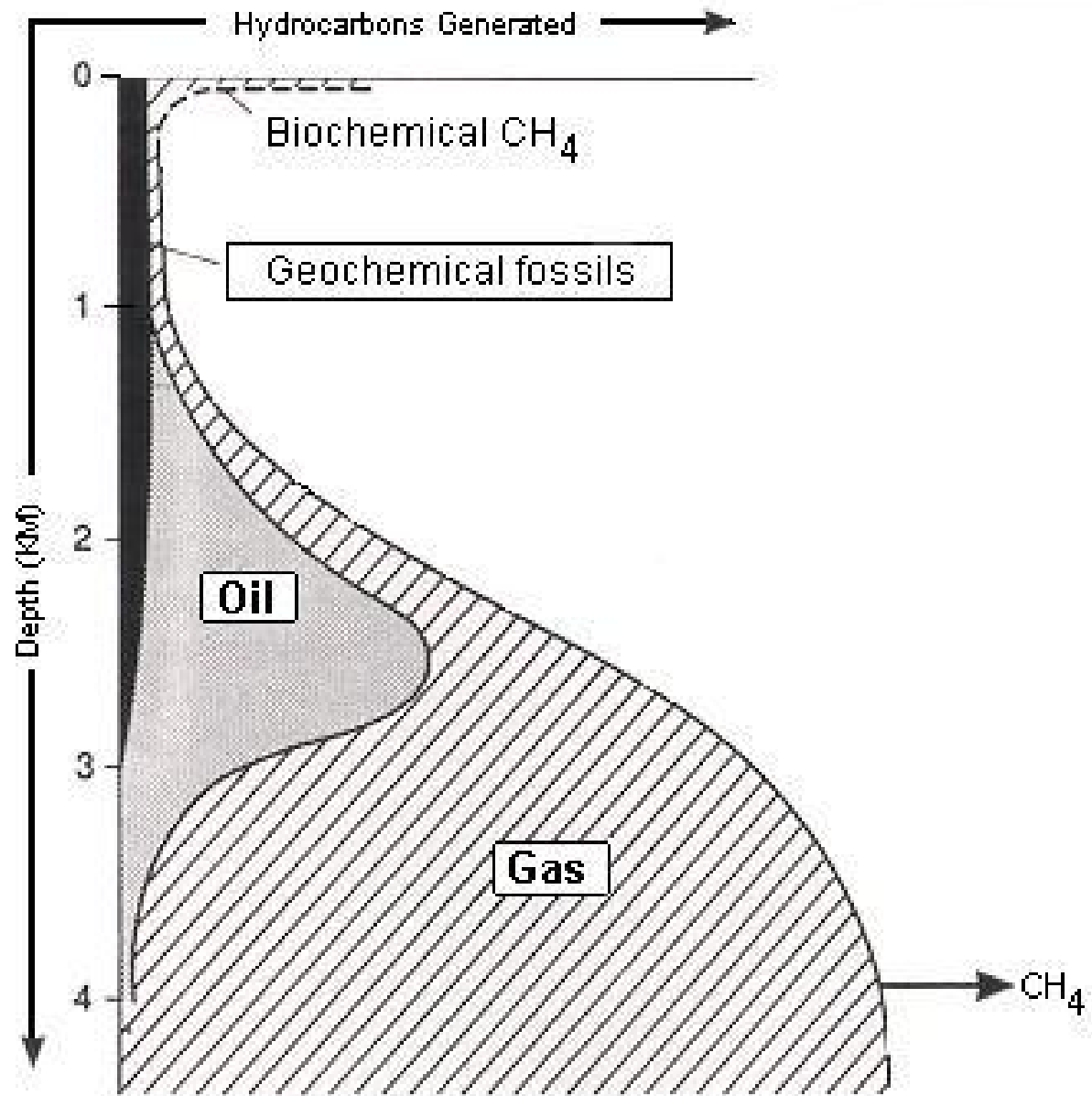


Figure 7-2 Conversion of Organic Material into Hydrocarbons

Metag	Diagenesis	Diagenesis
Dry Gas Zone	Catagenesis	Immature Zone
	Wet Gas Zone	
	Oil Zone	





# MIGRATION: FORMATION OF THE OILFIELD

---

# OVERVIEW ON DRILLING ACTIVITIES: OIL DEPOSIT

## Entrapment of oil and gas

### Cap (seal) rock

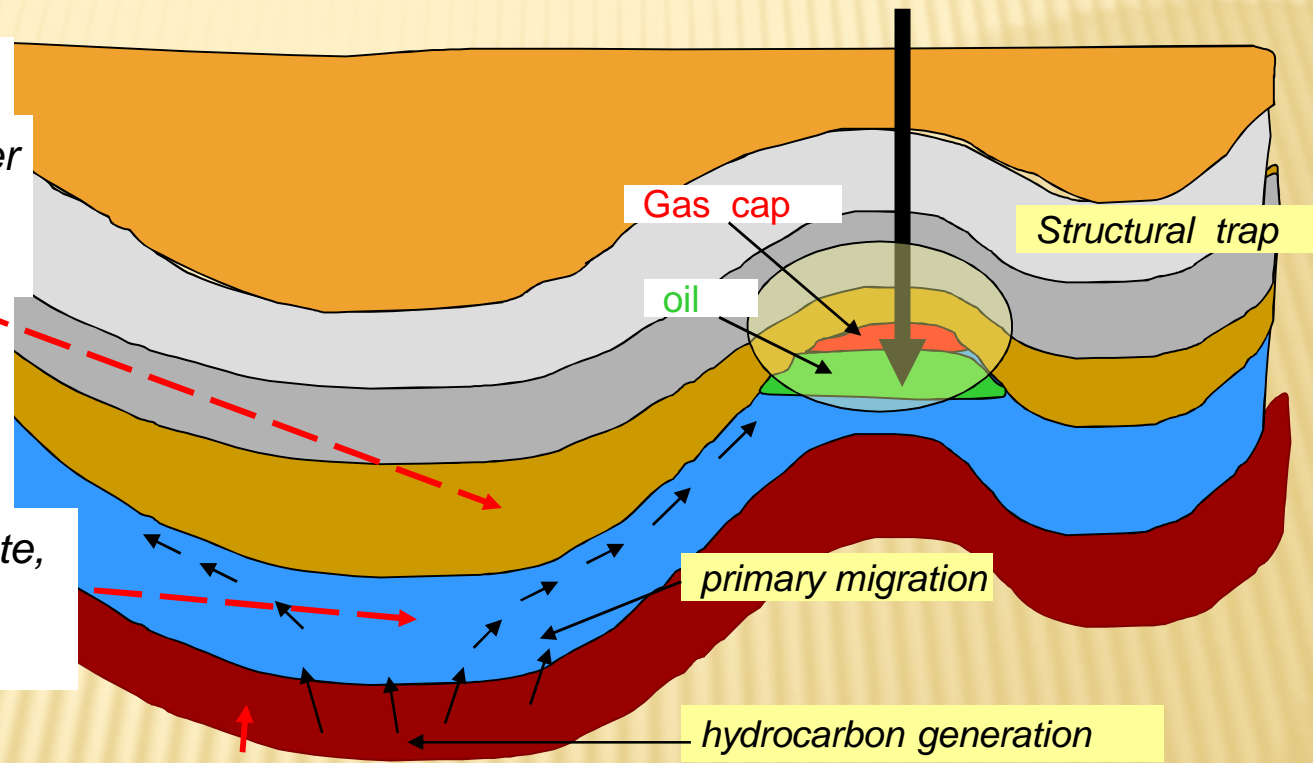
*impermeable overlying layer which prevents further migration of hydrocarbons.*

### Reservoir rock

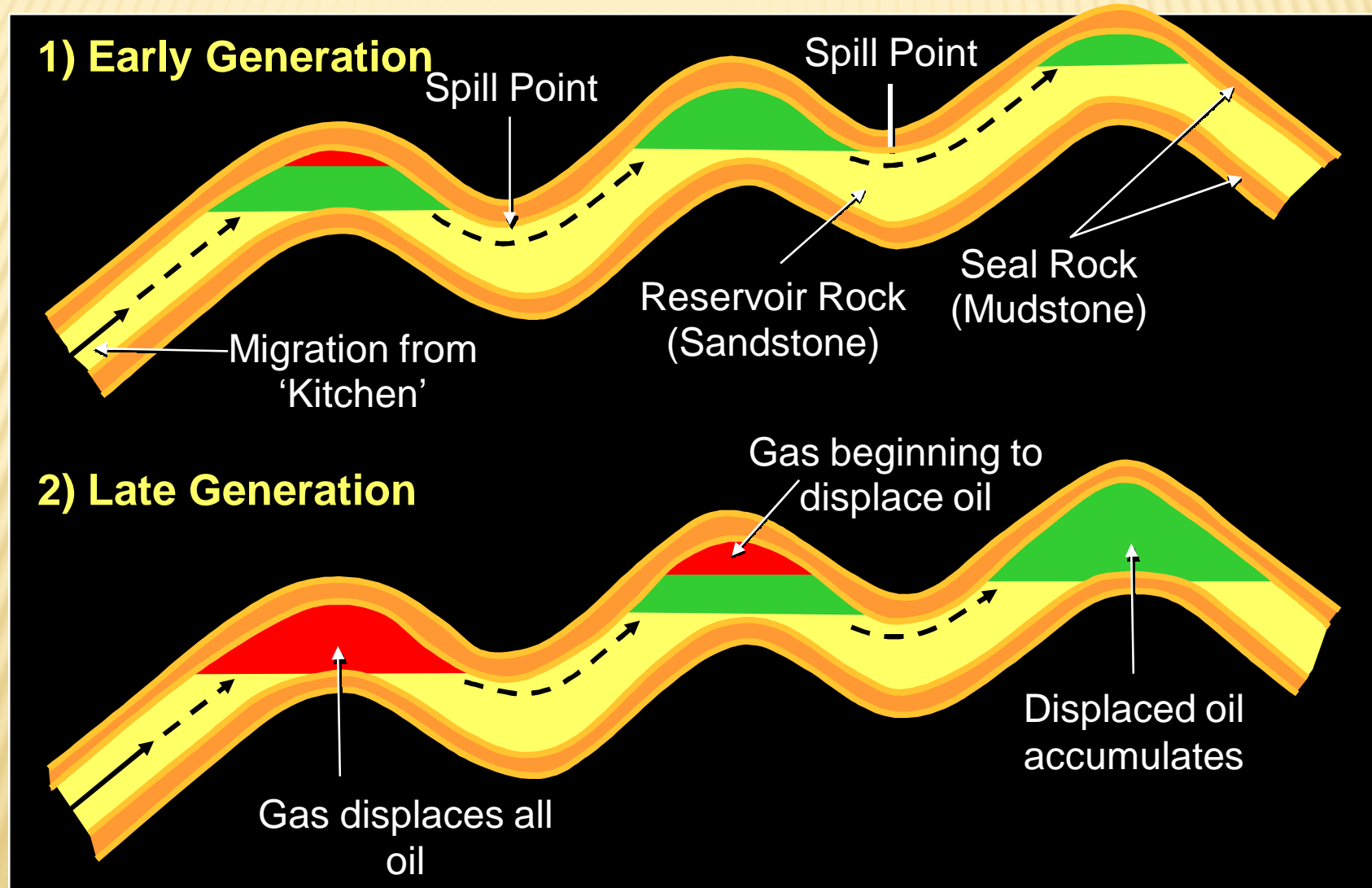
*where hydrocarbons migrate, accumulate and are trapped,*

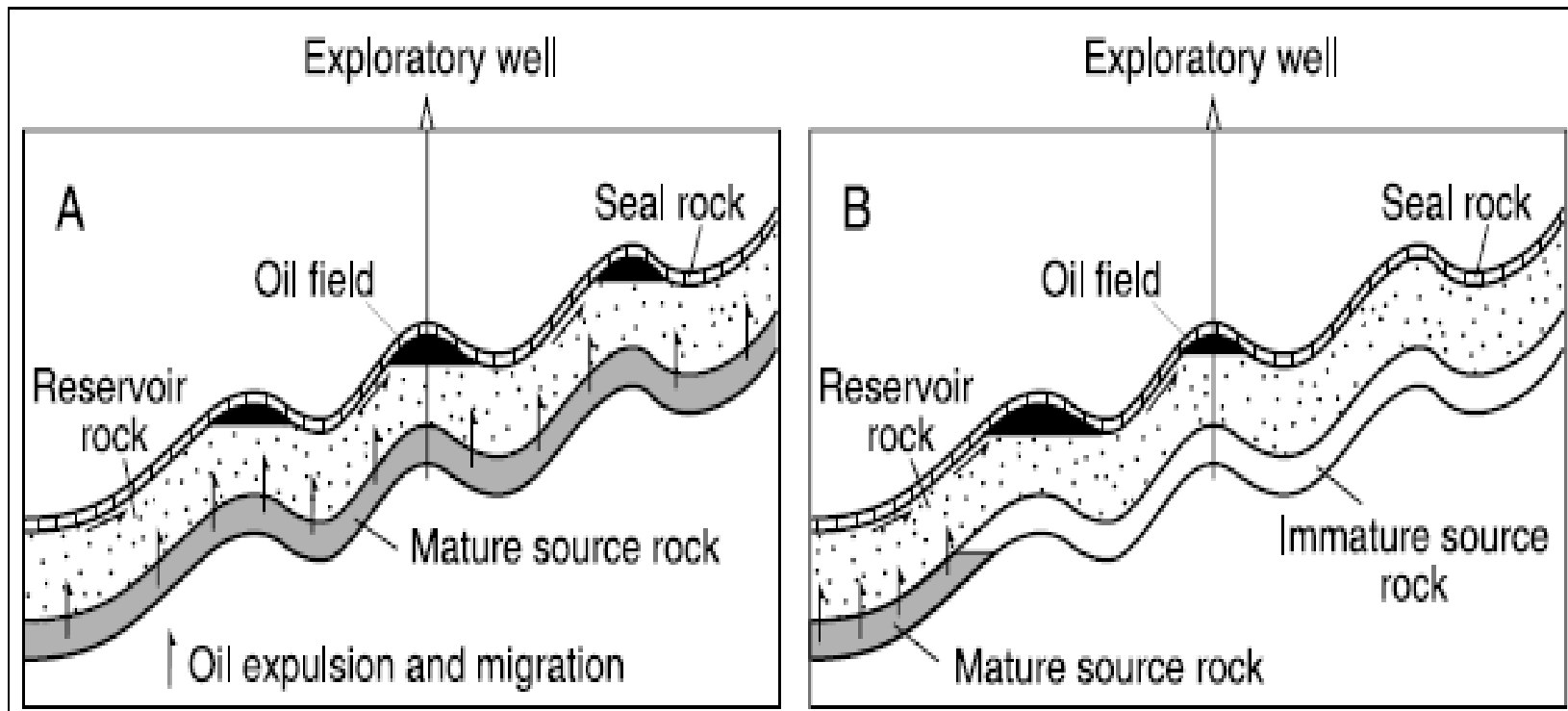
### source rock

*where hydrocarbons are generated,*



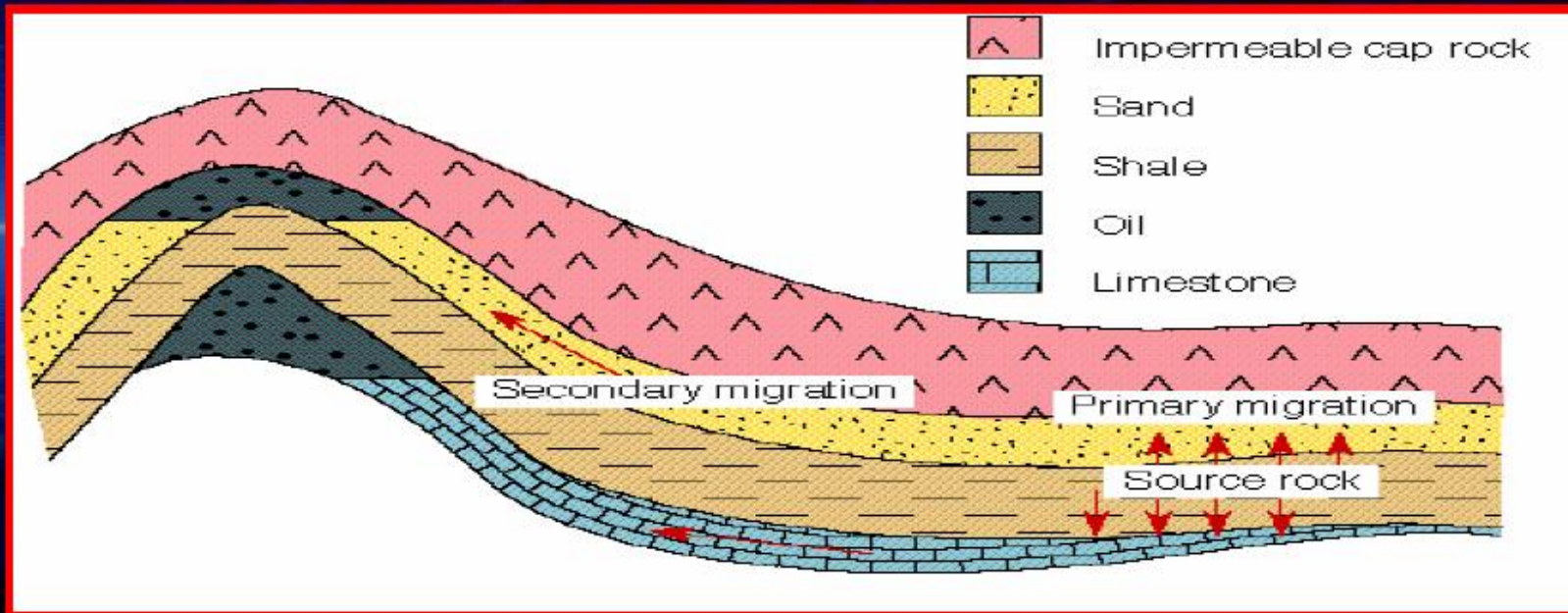
# Petroleum System



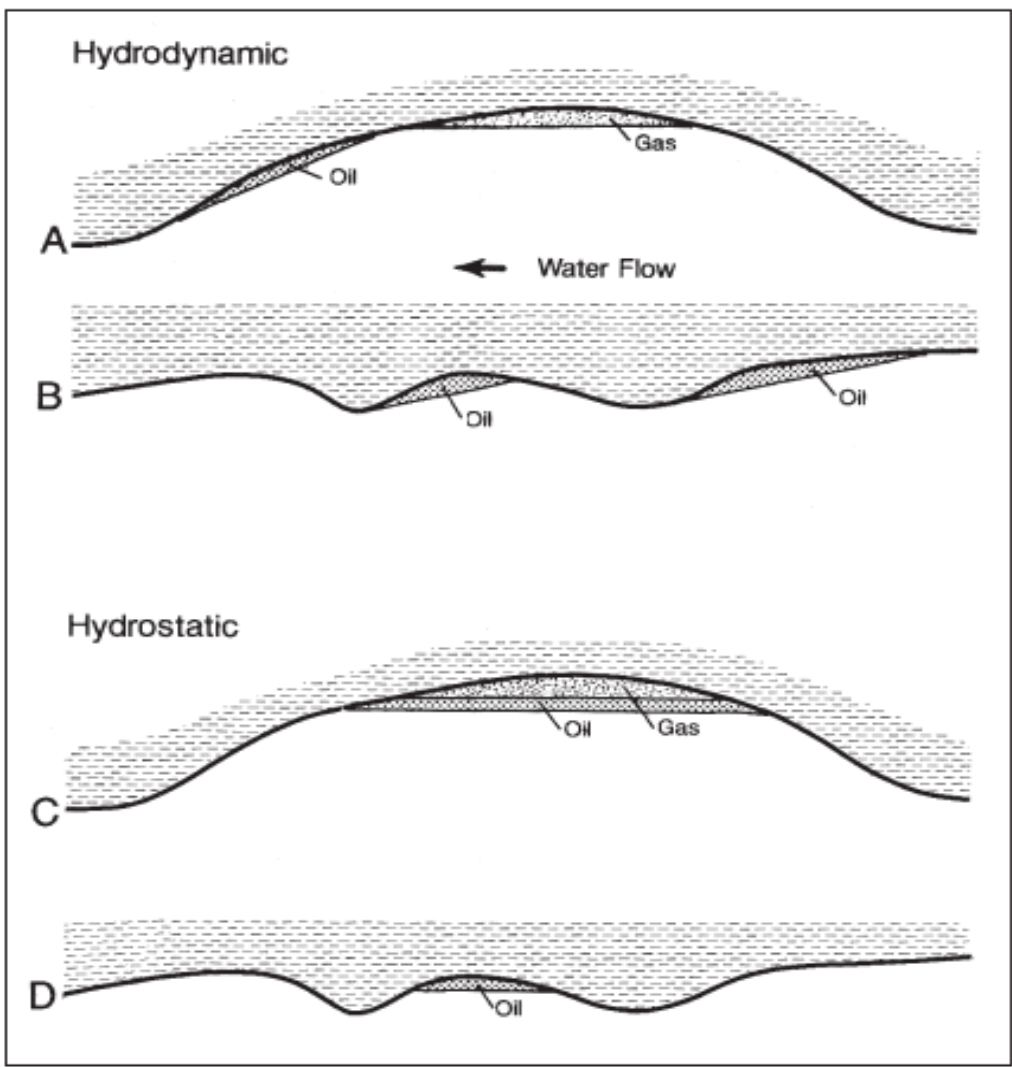




# HYDROCARBON MIGRATION



- Hydrocarbon migration takes place in two stages:
  - Primary migration - from the source rock to a porous rock. This is a complex process and not fully understood. It is probably limited to a few hundred metres.
  - Secondary migration - along the porous rock to the trap. This occurs by buoyancy, capillary pressure and hydrodynamics through a continuous water-filled pore system. It can take place over large distances.





- 
- ò Oil (& gas) migrates from the **source**, through **carrier beds** and accumulates in the **reservoir**
  - ò Source bed → 1<sup>st</sup> carrier = primary migration
  - ò Carrier → reservoir = secondary migration

# PRIMARY MIGRATION

---

## ò Hypotheses

- É 1. Migration of hc's in clay compaction water
- É 2. Migration by molecular solution in water
- É Migration in micellar solution
- É Migration in gas charged solution
- É Migration via microfracturing of source rocks
- É Diffusion along kerogen network



# PRIMARY MIGRATION

---

## Mechanism

- ò *Diffusion*: means dispersion # accumulation. So, it will be overwhelmed by other expulsion mechanism.
- ò *Oil-phase expulsion*: as a result of:
  - É Microfracturing induced by overpressuring during hydrocarbon generation.
  - É Early expulsion of lipids from very organic rich source rock (*early catagenesis*).
  - É Continuous network of bitumen in very rich source rocks during the main phase of oil generation (*mid-catagenesis*).
- ò *Expulsion of oil dissolved in gas (gas-phase expulsion)*:
  - É Subsurface gases dissolve large amounts of liquid hydrocarbons under temperature-pressure conditions corresponding to 6,000-10,000 ft (about 15,000 psi and 150 °C).
  - É Only exist where the amount of gas exceed the amount of oil (*late stage of catagenesis*).

# PRIMARY MIGRATION

---

## Distance

- ò The distances are generally short (10cm-100m).
- ò Primary migration is difficult and slow because petroleum being forced through a low permeable rock.
- ò Primary migration ends whenever a permeable conduit for secondary migration is reached.

## Direction

- ò Hydrocarbons could be expelled in any direction that offers a lower pressure than that in the source rock.
- ò Expulsion can be lateral, upward or downward depending on the carrier bed characteristics.

# SECONDARY MIGRATION

---

- ò Oil must be capable of continuous phase flow  
Capillarity
- É NB the oils capillary pressure must exceed the reservoirs displacement pressure (reservoirs normally fluid filled)



# SECONDARY MIGRATION

## Mechanism

- Once the hydrocarbons are expelled from the source rock, subsequent movement of hydrocarbons will be driven by buoyancy through the permeable conduit.
- Opposing the buoyancy is capillary-entry pressure which is resistance to entry of the hydrocarbon globule into pore throats.

If pore throat < globule

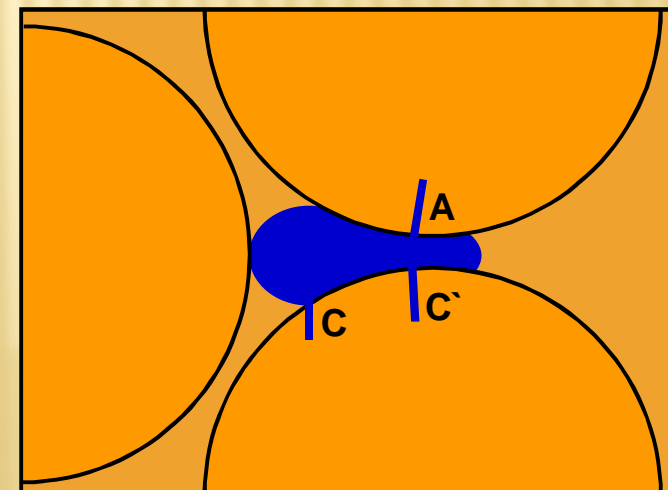
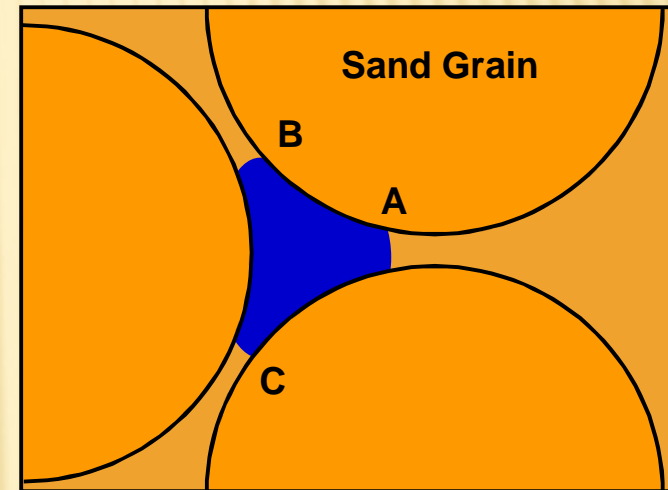
- The globule must deform to squeeze into the pore.

If the buoyancy is large enough

- The globule will squeeze into the pore throat and continue moving upward.

If the pore throat is very tiny or the buoyancy is small

- The globule cannot enter and becomes stuck until either the buoyancy force or the capillary-entry pressure changes.





# SECONDARY MIGRATION

- ò When hydrocarbons cease moving, we say that accumulation has occurred.

This model is very simple requiring only two forces:

- É Buoyancy promotes migration.
- É Capillary-entry pressure retards or stops it.
- ò A third force (hydrodynamic flow) can modify hydrocarbon movement but it is not essential and does not change the basic model. If water flowing is in the same direction as hydrocarbons are moving, the rate of movement should be enhanced.

Distance and direction:

- ò Secondary migration occurs preferentially in the direction that offers the greatest buoyancy.
- ò It occurs both vertically and laterally.
- ò Unconformities and faults may juxtapose migration.
- ò Secondary migration is almost short.
- ò It is rarely long because it occurs in stable tectonic setting.
- ò Almost, lateral migration does not exceed few tens of kms.
- ò Vertical migration can also be considerable whenever there is continuity in the strata. Vertical migration across stratigraphic boundaries is more difficult.

# ONCE IN THE RESERVOIR ROCK

---

- ò Availability of continuous pore spaces allows continuous flow
- ò Physical requirements for secondary migration are:
  - É 1. Adequate supply of hydrocarbons
  - É 2. Adequate continuous migration pathways
  - É 3. Adequate pressure gradient to drive migration

---

# MAIN MECHANISMS OF SECONDARY MIGRATION

- ò Migration by water drive
- ò Migration by gas flushing
- ò Fracture-bound migration



# BUOYANCY

---

- ò Difference in densities between H<sub>2</sub>O and oil = main mechanism of secondary migration
- ò All crude oils float on saline water, nearly all on freshwater
- ò Thus, oil tends to migrate upwards through the heavier water
- ò Subject to a buoyant force ( $P_b$ )



# BUOYANT FORCE

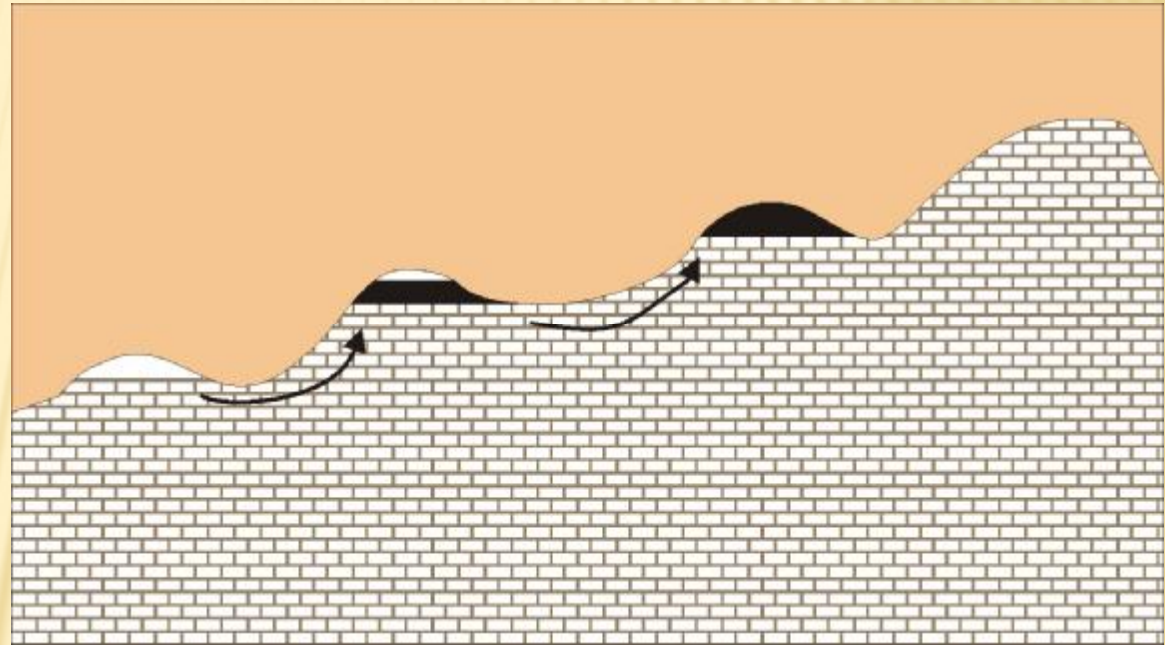
---

- ò Oil displaces equal volume of water
- ò  $P_b$  = difference between weight of displaced water and emplaced oil: vector force directed vertically upwards
- ò  $P_b$  = difference in pressure between water phase and oil phase

$$\text{D } P_b = P_w - P_o$$

# GAS FLUSHING

- ò 2 fluids of different densities try to occupy the same trap
- ò Heaviest fluid is displaced as lighter one moves above it





## خروج گاز از سطح زمین



## چشمه نفتی



# TRAPPING MECHANISMS

---

TRAPPING MECHANISMS



# FUNDAMENTAL TYPES OF TRAP

---

- ò Convex trap reservoirs
- ò Permeability trap reservoirs
- ò Pinchout trap reservoirs
- ò Fault trap reservoirs
- ò Piercement trap reservoirs

# CONVEX TRAP RESERVOIRS

---

- ò Formed by folding or differential thicknesses of strata and due to convexity alone:
  - É Porosity extends in all directions beyond the reservoir
  - É Reservoir is surrounded by water (edge water)

# PERMEABILITY TRAP RESERVOIRS

---

- ò Form due to changes in reservoir power
- ò Reservoir partly defined by edge water and partly by a permeability barrier



# PINCHOUT TRAP RESERVOIRS

---

- ò Formed by lenticular structures (e.g. reefs)
- ò Periphery defined by edge water and the pinchout of the reservoir bed

# FAULT TRAP RESERVOIRS

---

- ò Periphery is defined partly by edge water and partly by a fault boundary

# PIERCEMENT TRAP RESERVOIRS

---

- ò Formed by diapirs or volcanic necks
- ò Reservoir defined by edge water and a piercement contact



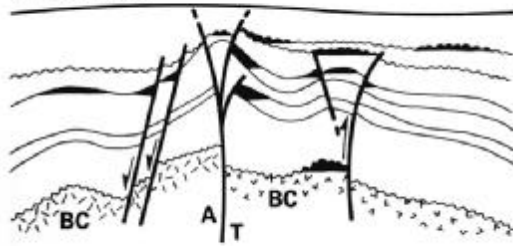
# BY FAR THE COMMONEST METHOD OF DESCRIBING TRAPS IS BASED ON ORIGIN

---

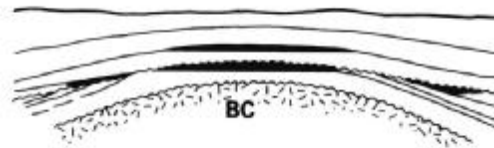
- ò Structural Traps: formed by faulting or folding as the result of structural activity
- ò Non-structural traps: stratigraphic pinchouts, permeability traps...

FUNDAMENTAL TYPES OF TRAPPING MECHANISMS

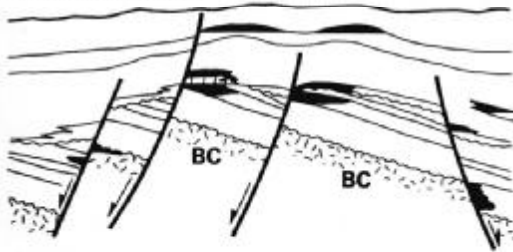
Wrench fault



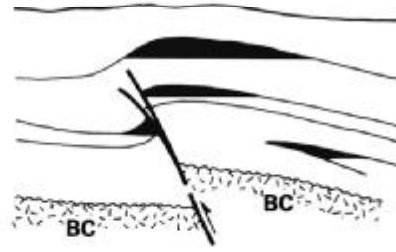
Arches, domes



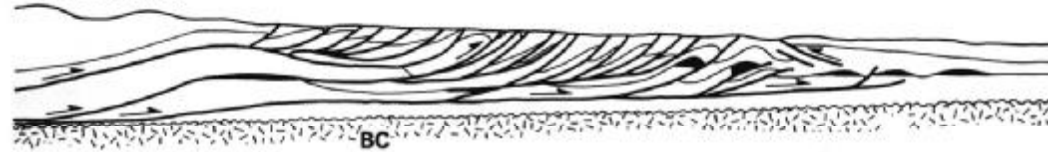
Extensional block



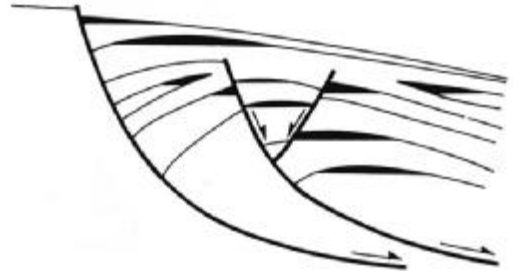
Compressive block



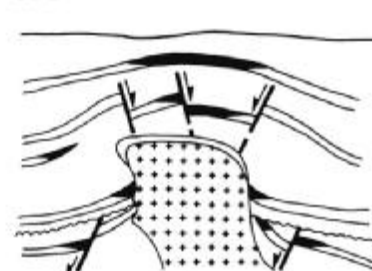
Thrust-fold belt



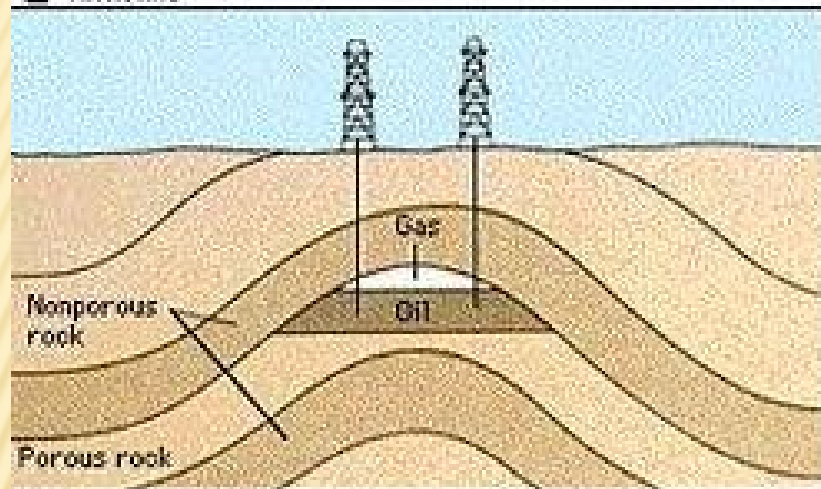
Detached normal fault



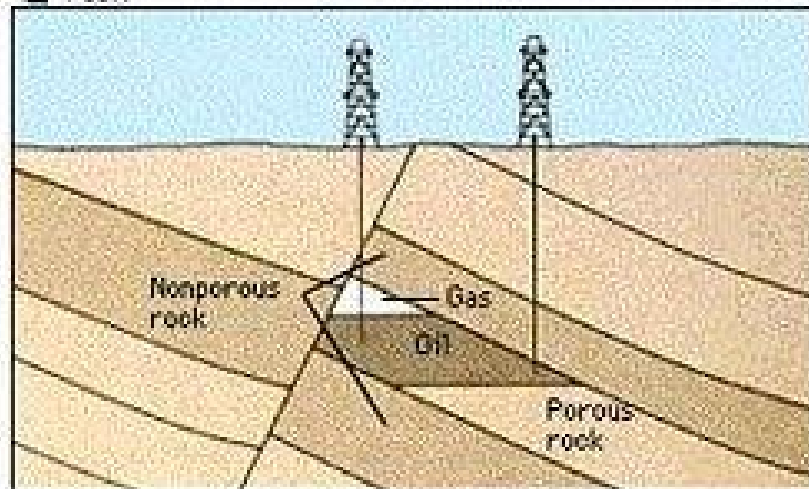
Salt



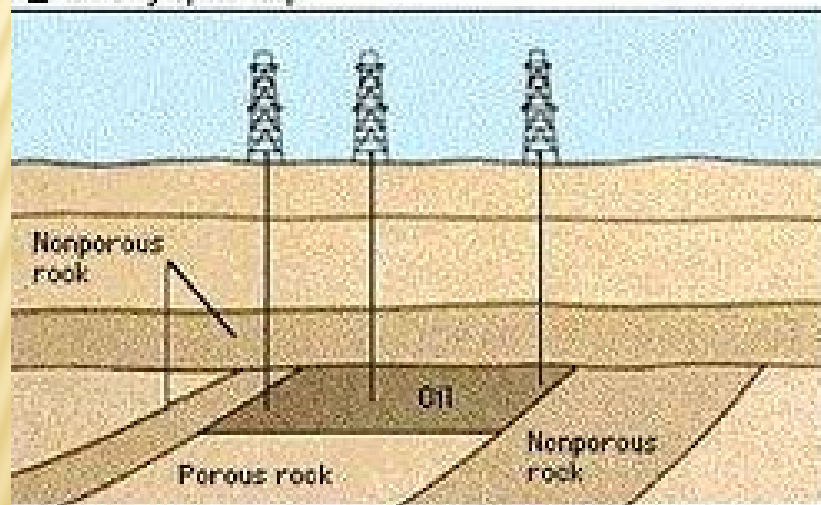
**Anticline**



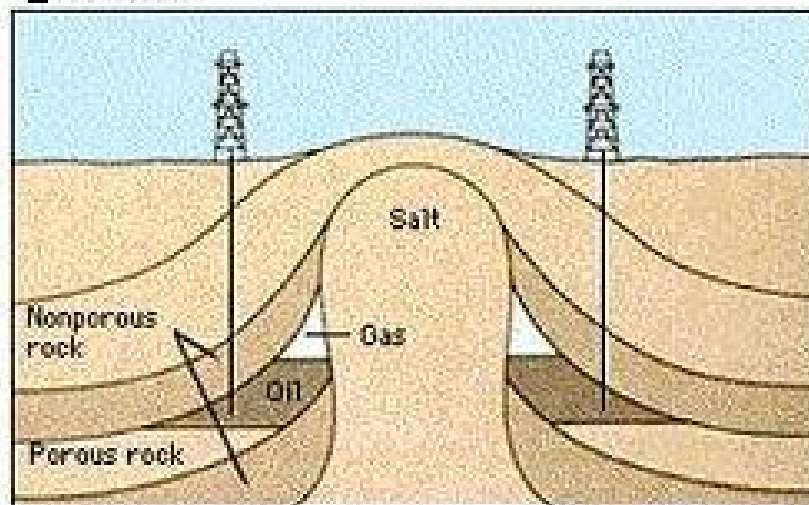
**Fault**



**Stratigraphic trap**

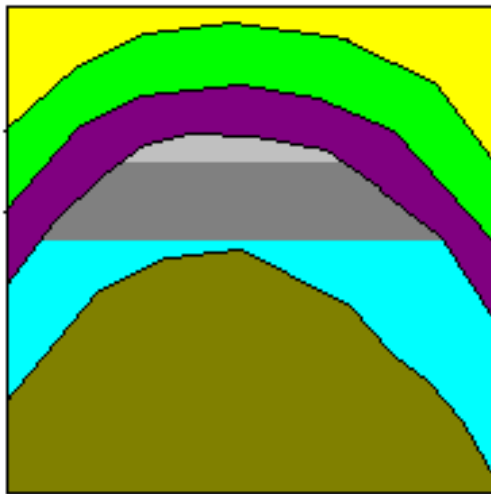


**Salt dome**

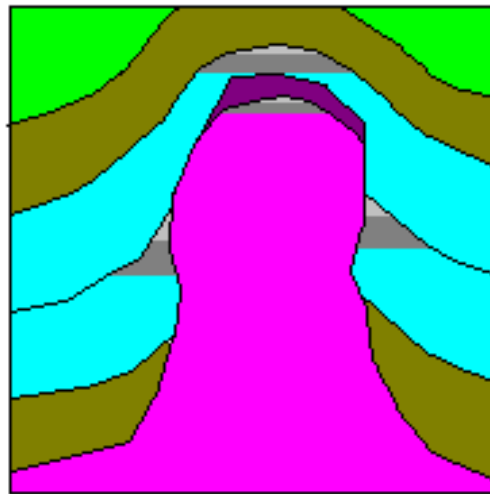




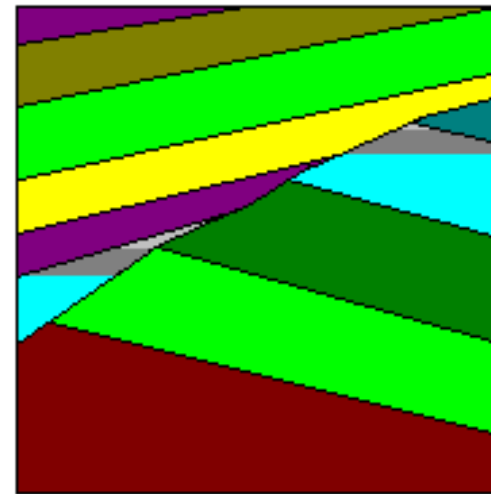
**Structural Traps**



**Anticline**

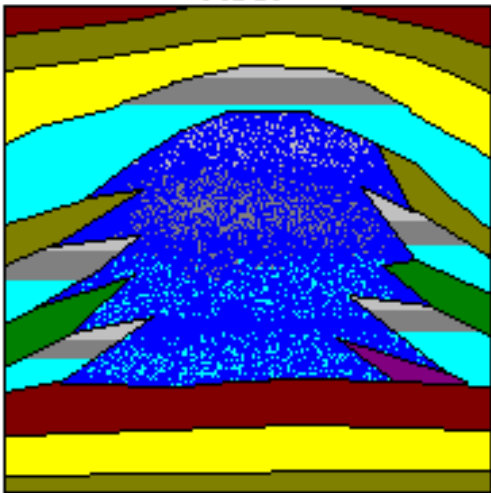


**Salt Dome**



**Fault**

**Reef**

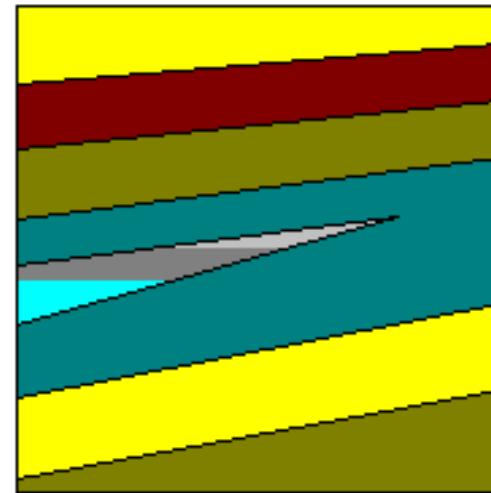


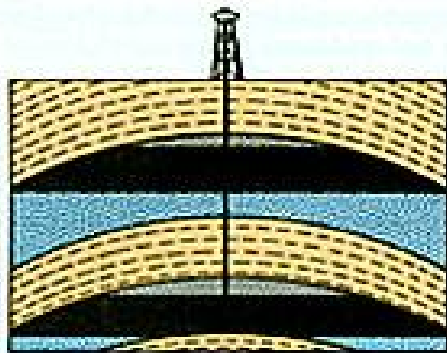
**Unconformity**



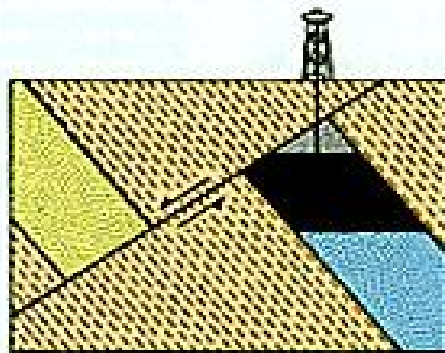
**Stratigraphic Traps**

**Pinch-Out**

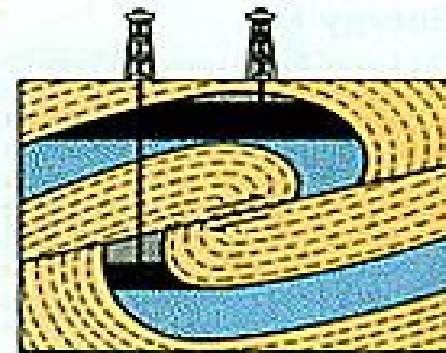




A



B



C

Gas

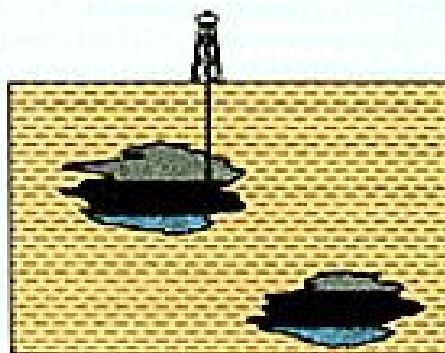
Oil

Water

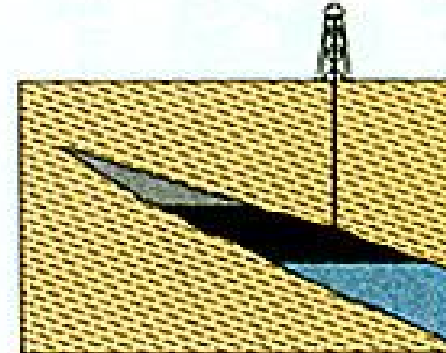
Impermeable shale

Sandstone (reservoir rock)

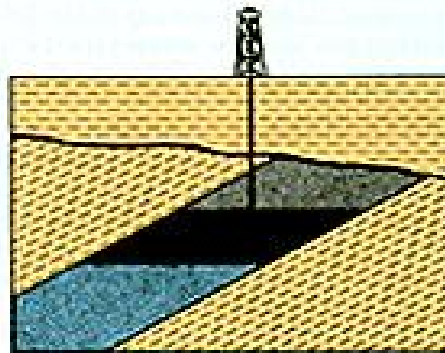
0 1  
Kilometer



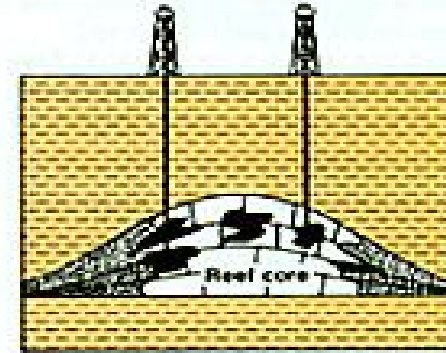
D



E



F



G

Gas

Oil

Water

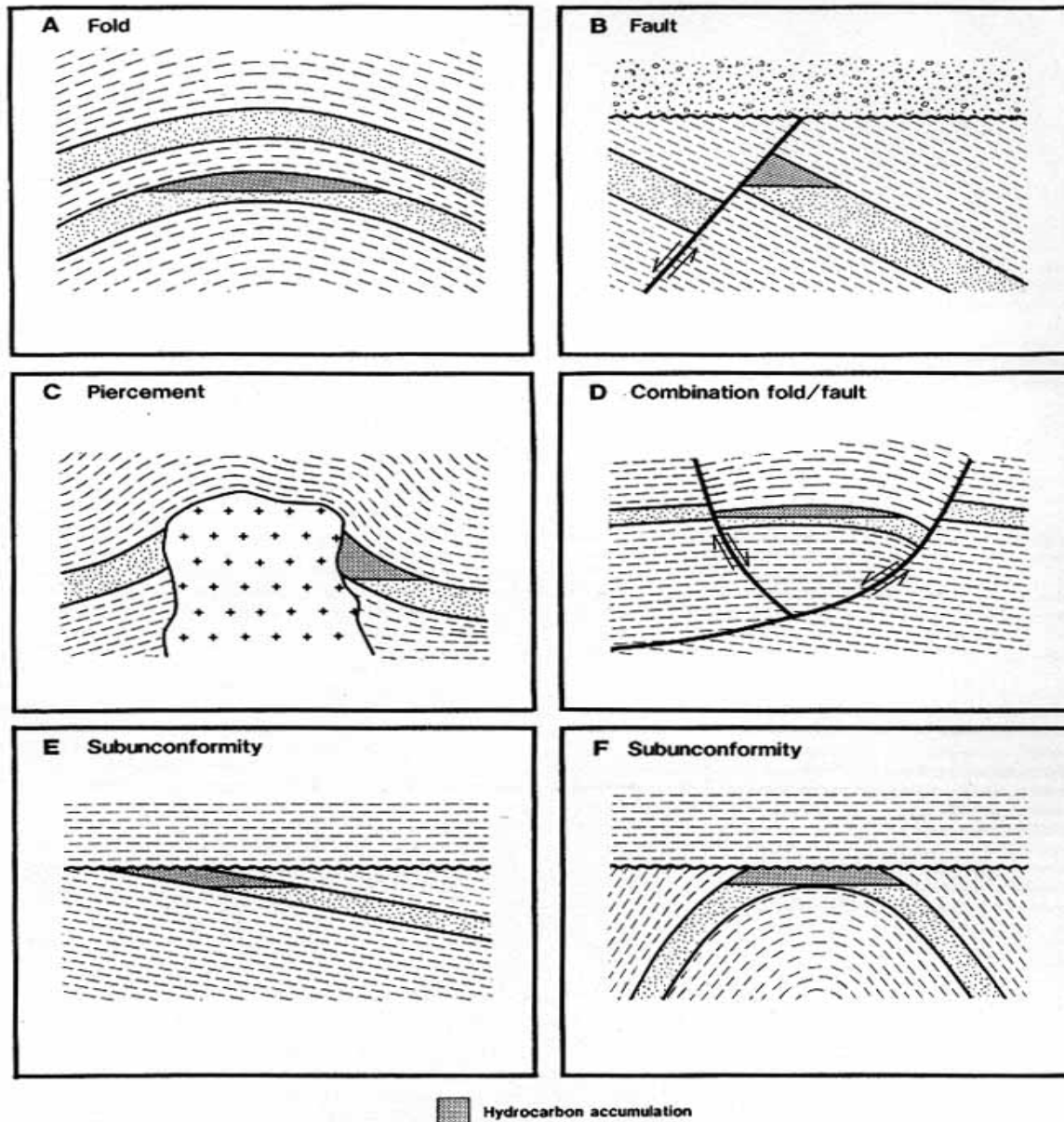


Figure 13.3. Major categories of structural traps: (A) fold, (B) fault, (C) piercement, (D) combination fold–fault, (E) and (F) subunconformities. The situation in (E) is commonly excluded from the structural category.



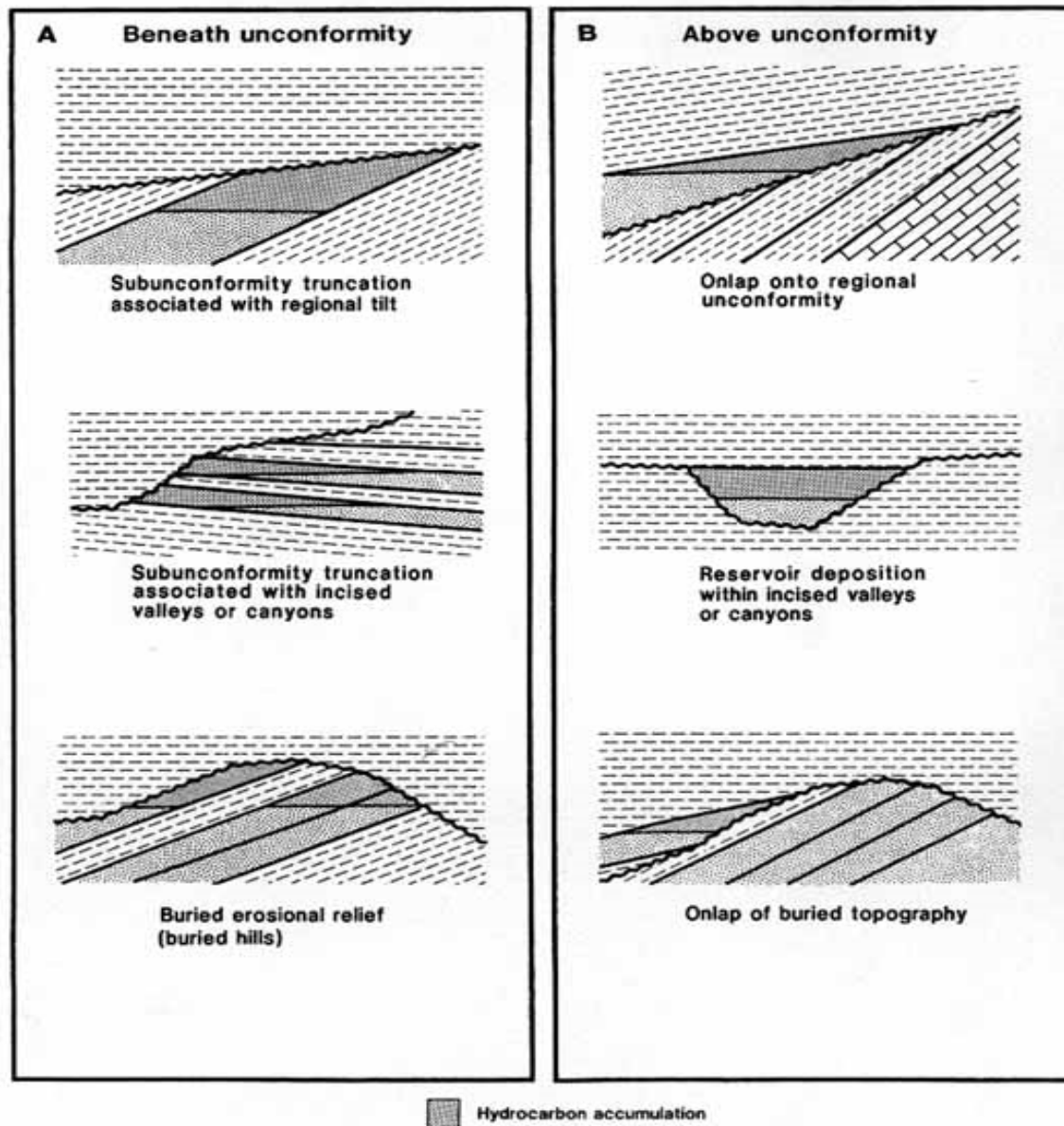
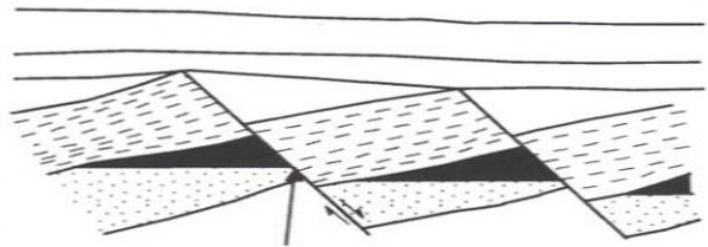
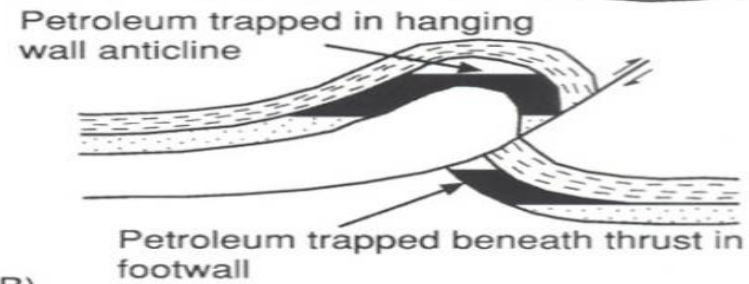


Figure 13.8. Stratigraphic traps associated with unconformities. (A) Traps beneath an unconformity. (B) Traps above an unconformity.



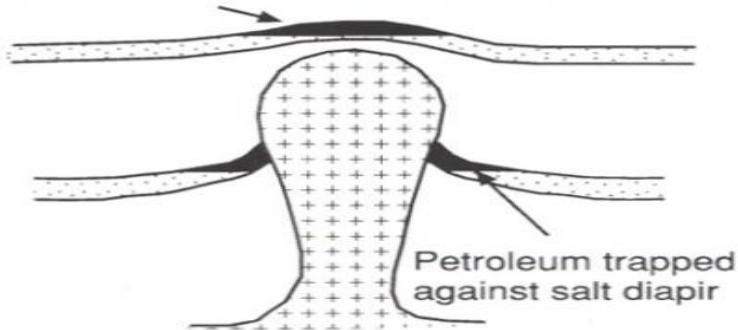
Petroleum trapped in footwall and sealed by mudstone in hanging wall

(A)



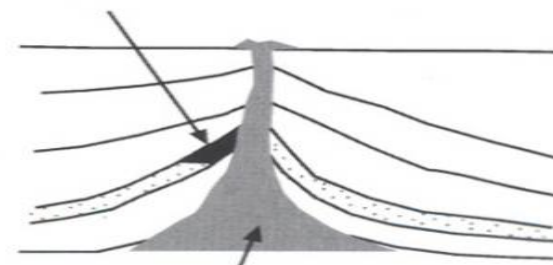
(B)

Petroleum trapped by compactional drape

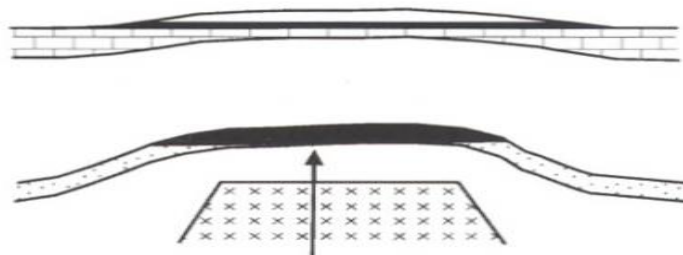


(C)

Petroleum trapped against mud wall

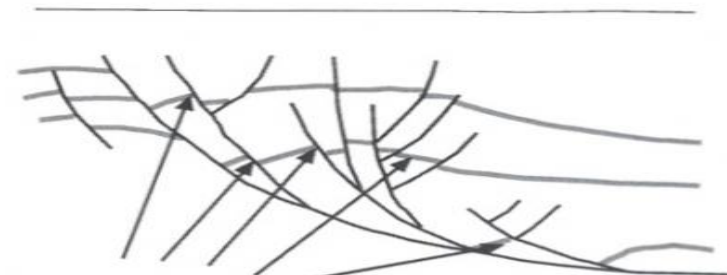


(D)



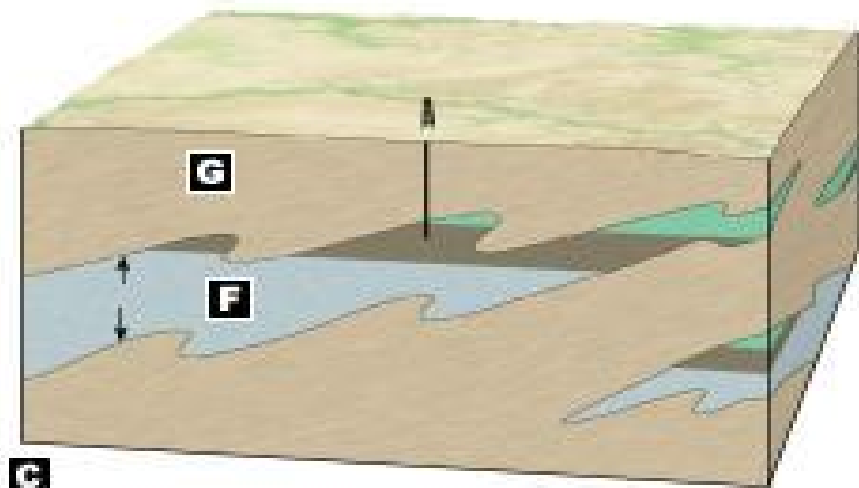
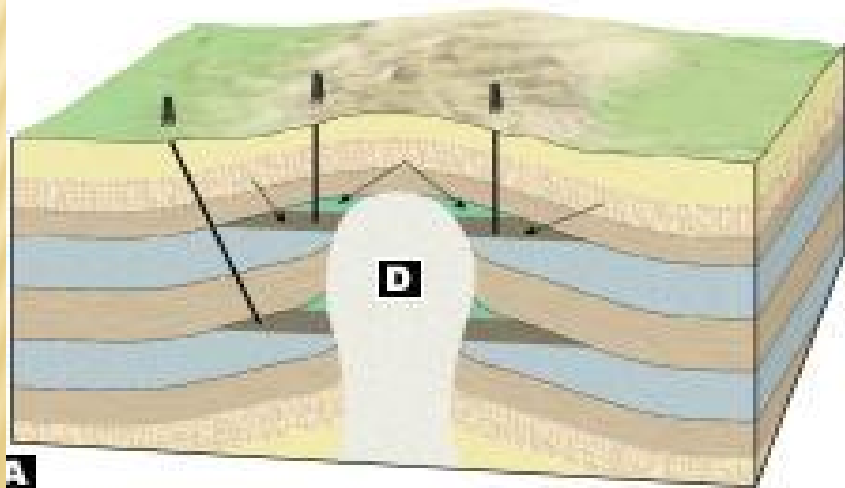
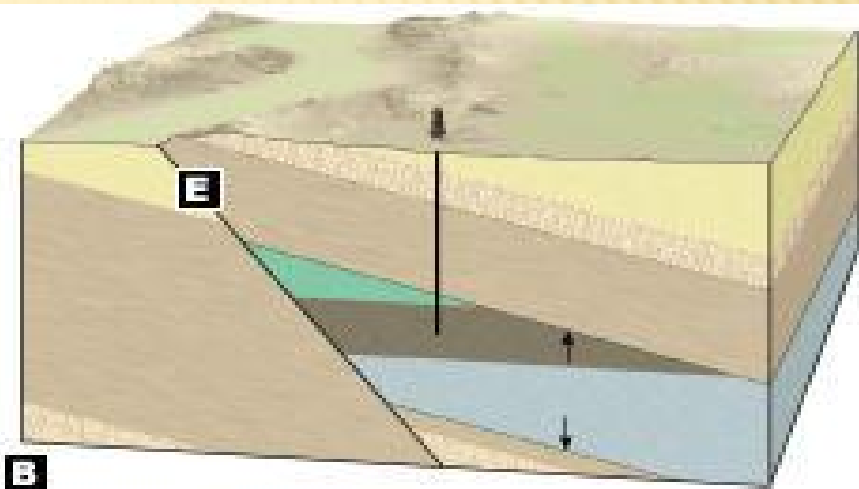
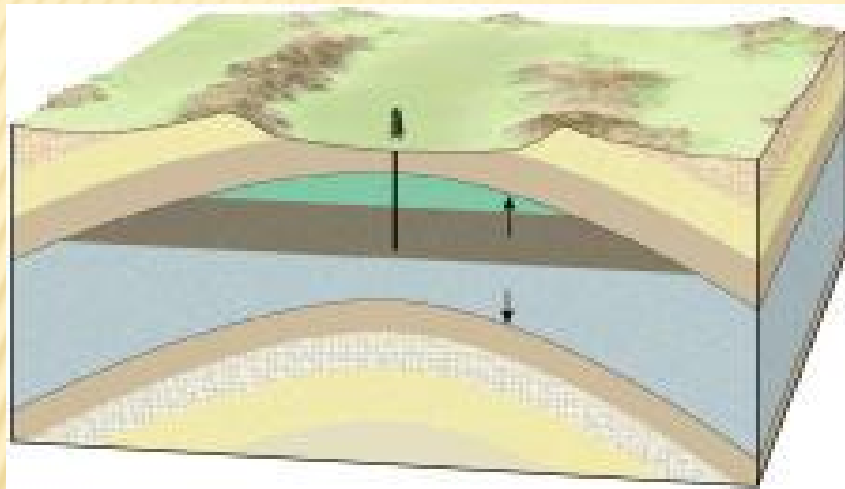
Petroleum trapped in compactional drape anticline across basement

(E)



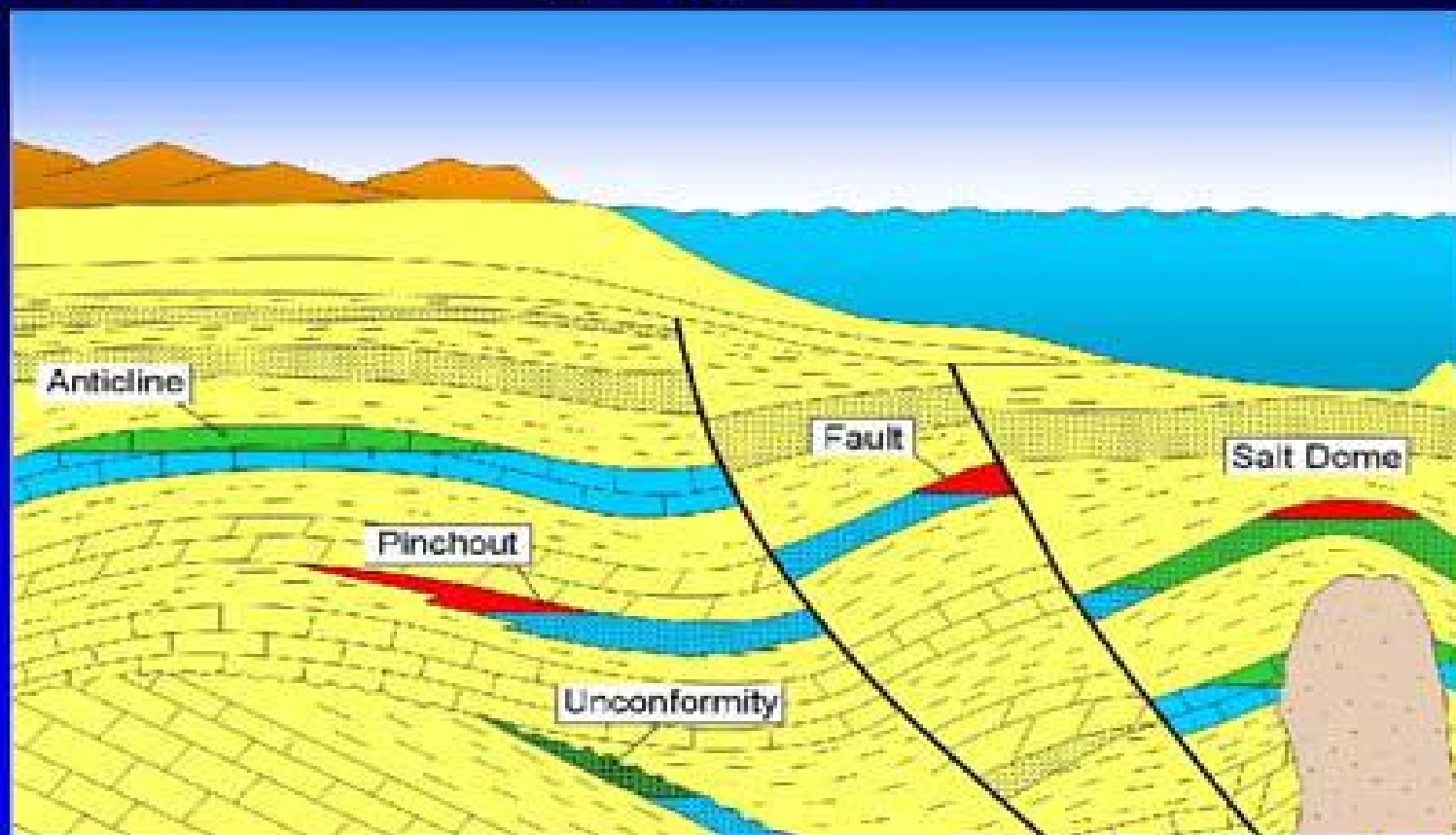
Multiple trap configurations in footwalls of rotated fault

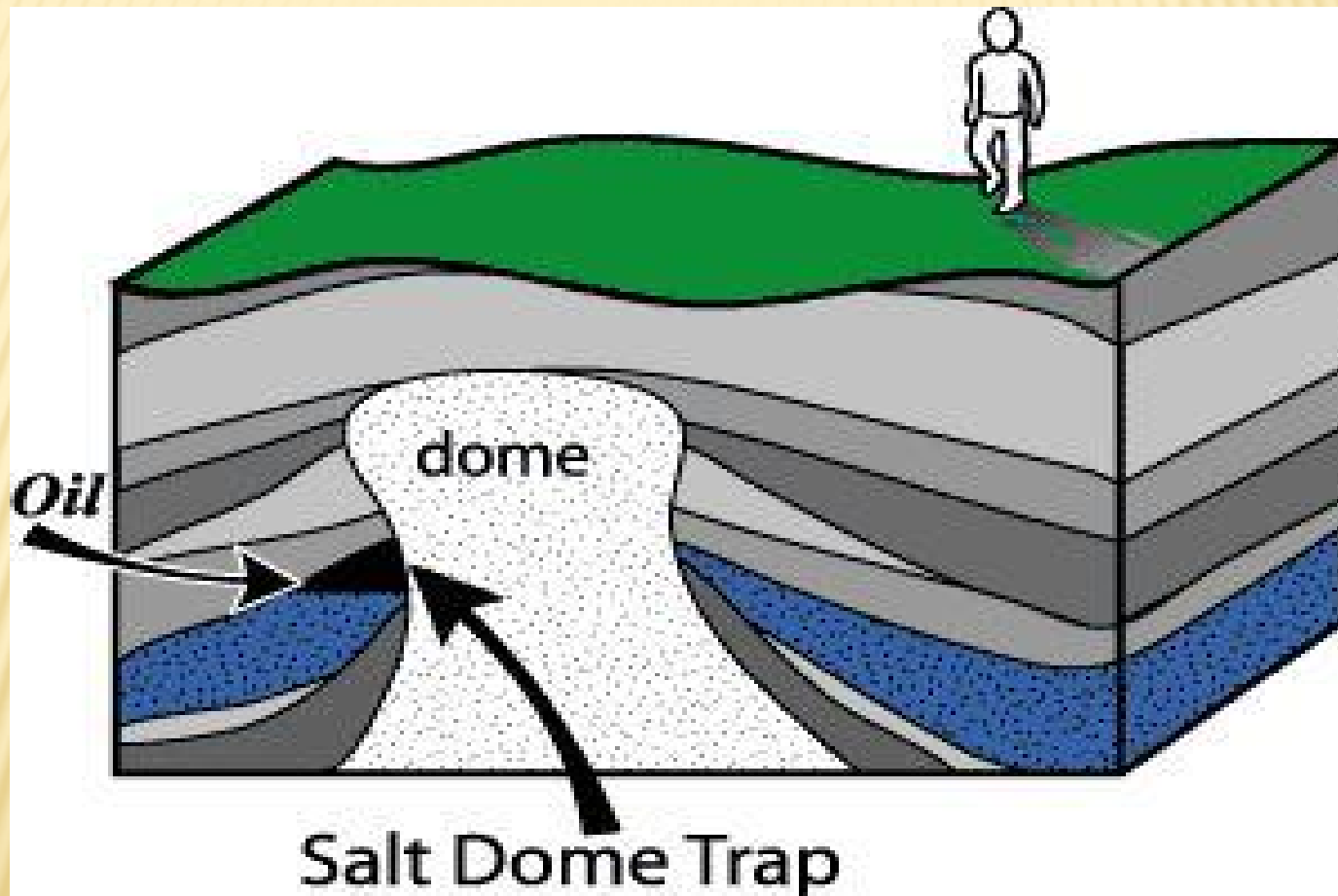
(F)

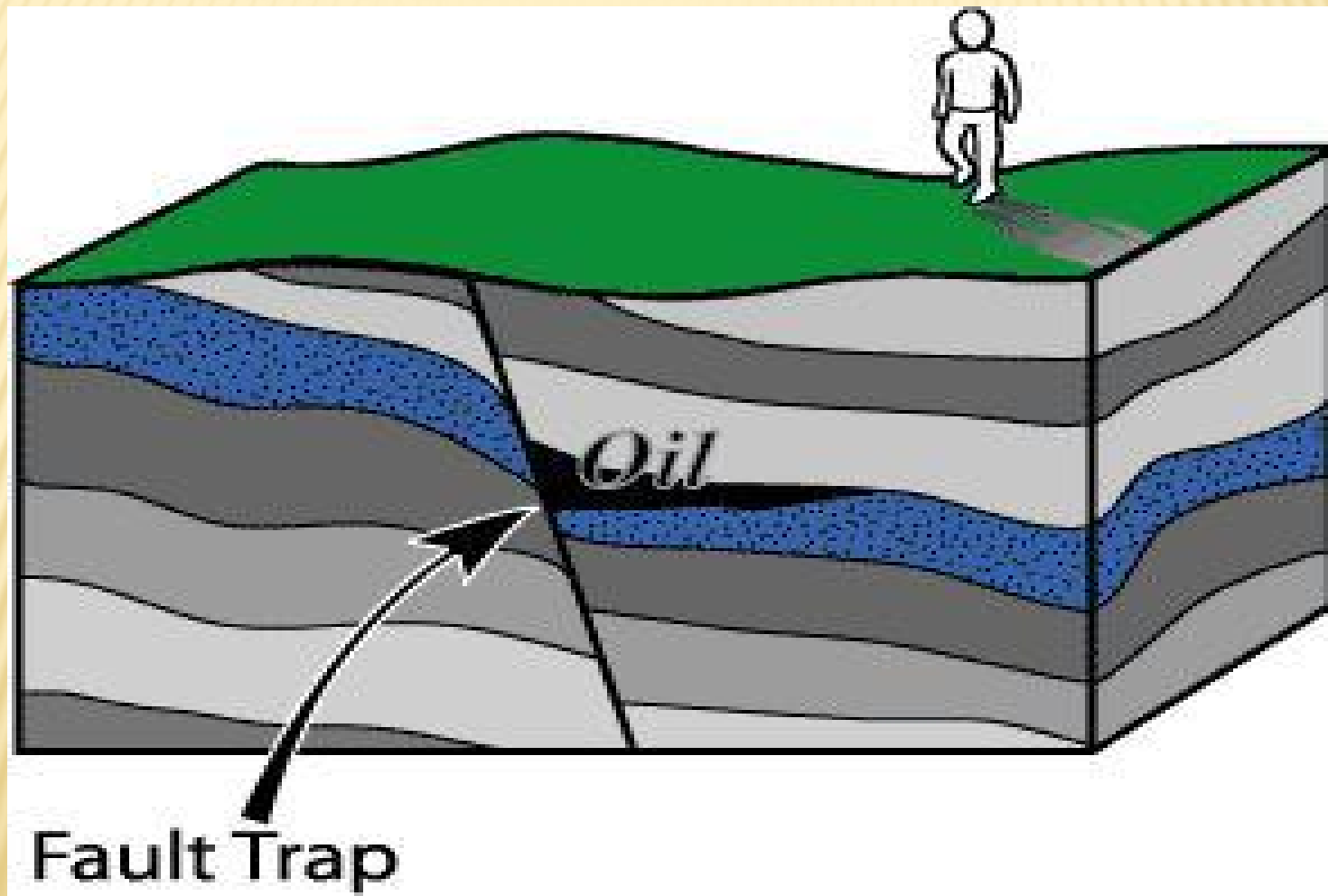




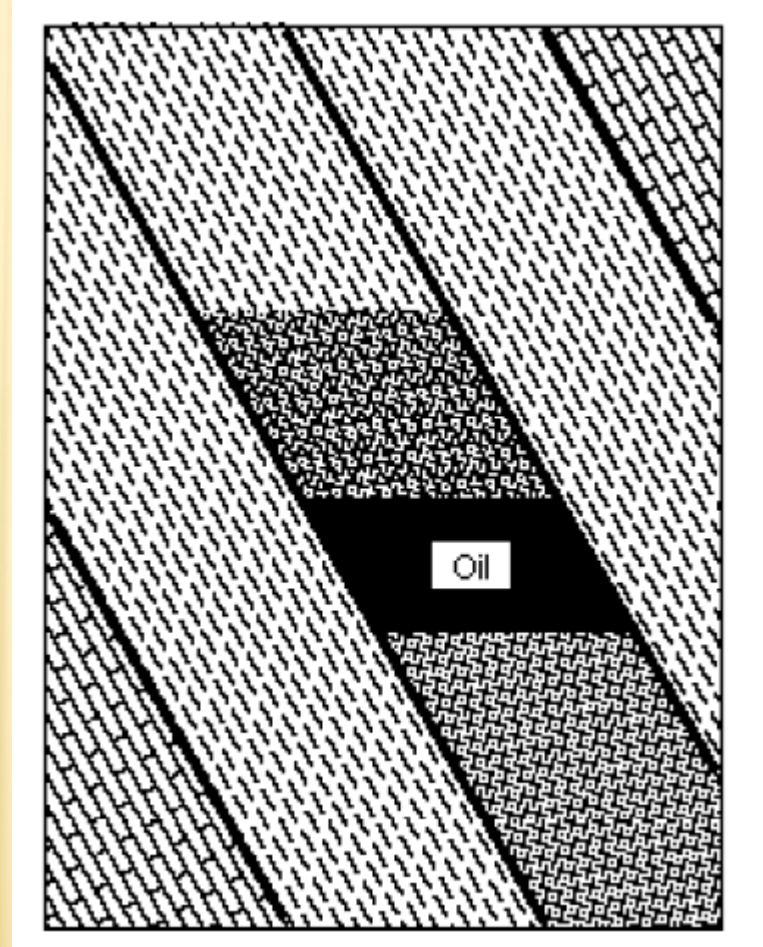
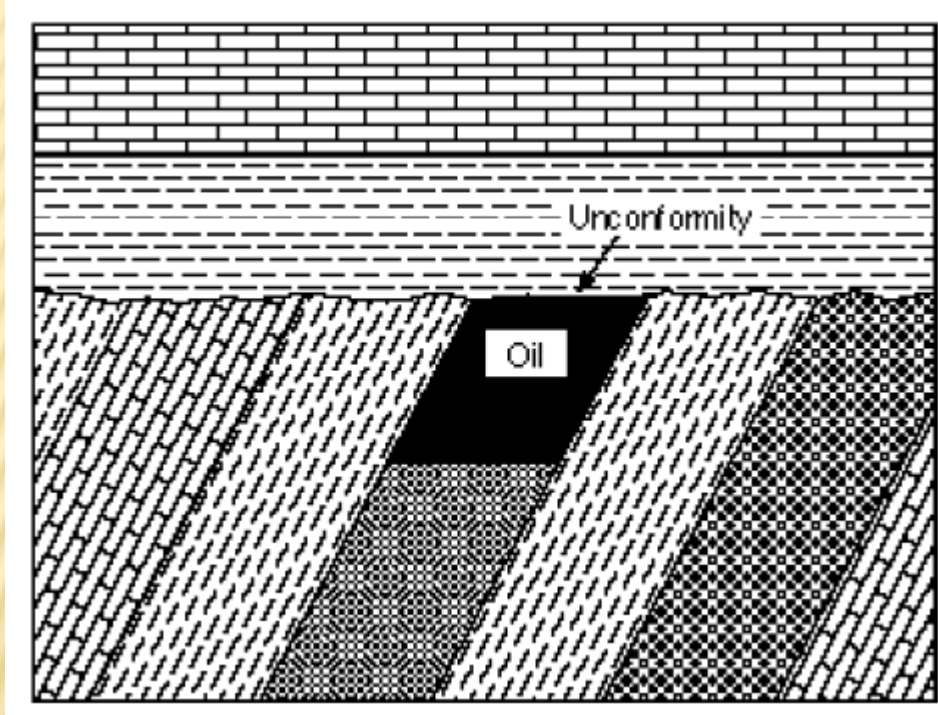
# Hydrocarbon Trap Types











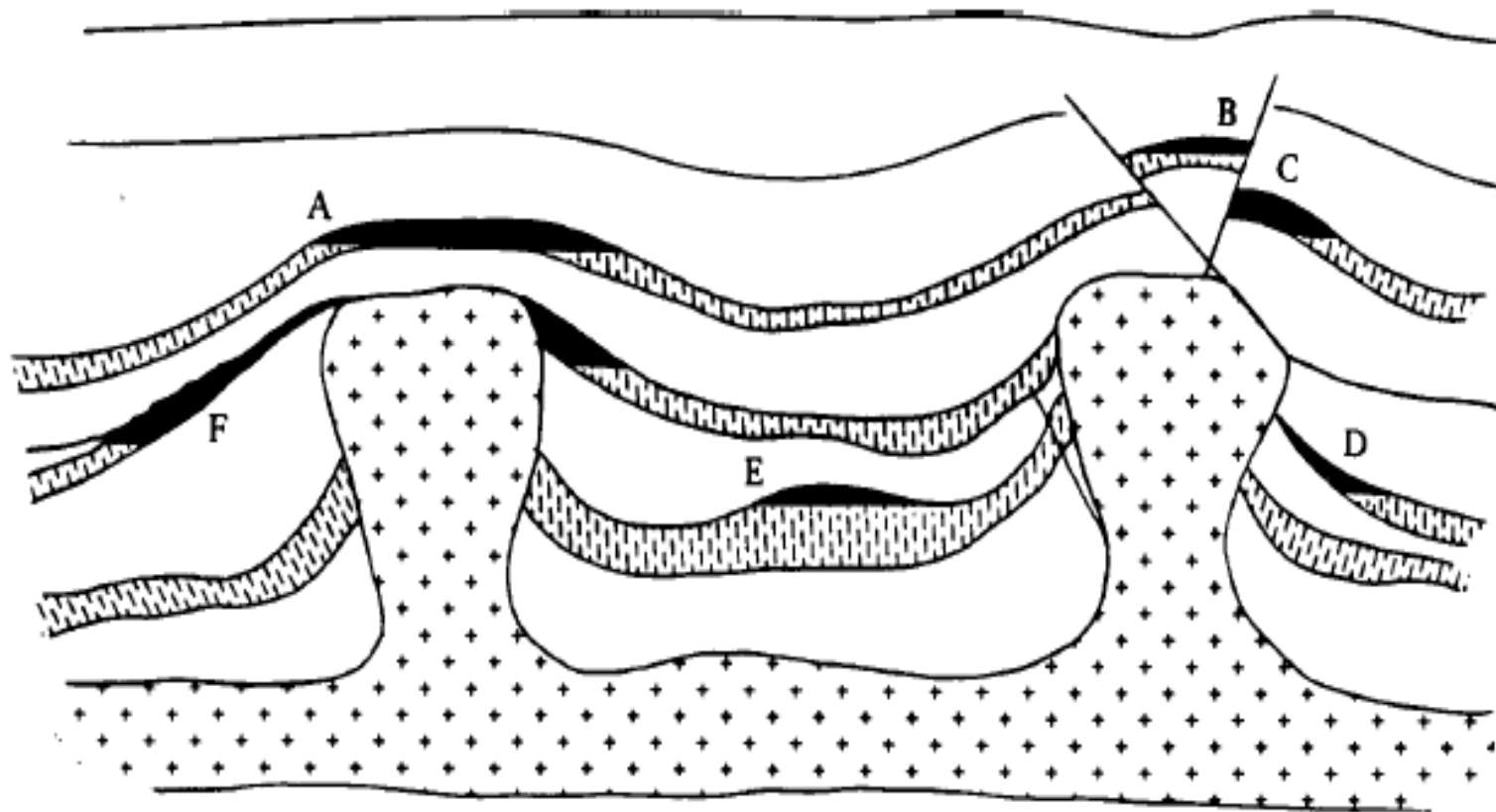


Figure 4-1 Types Of Traps That Develop Through Salt Movement  
(A-Domal Trap, B&C-Fault Traps, D-Pinchout Trap, E-Anticlinal Trap,  
and F-Truncation Trap)

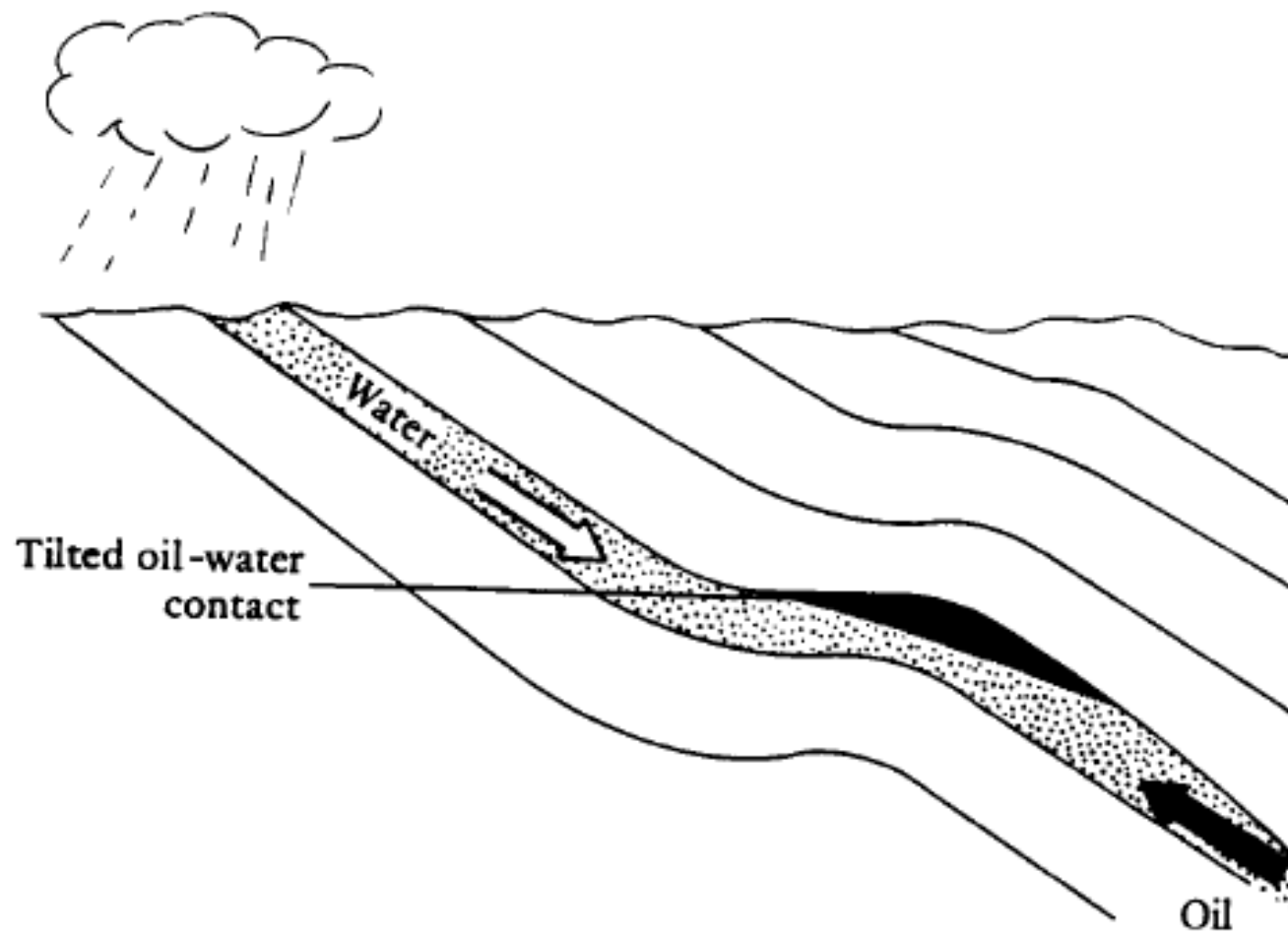
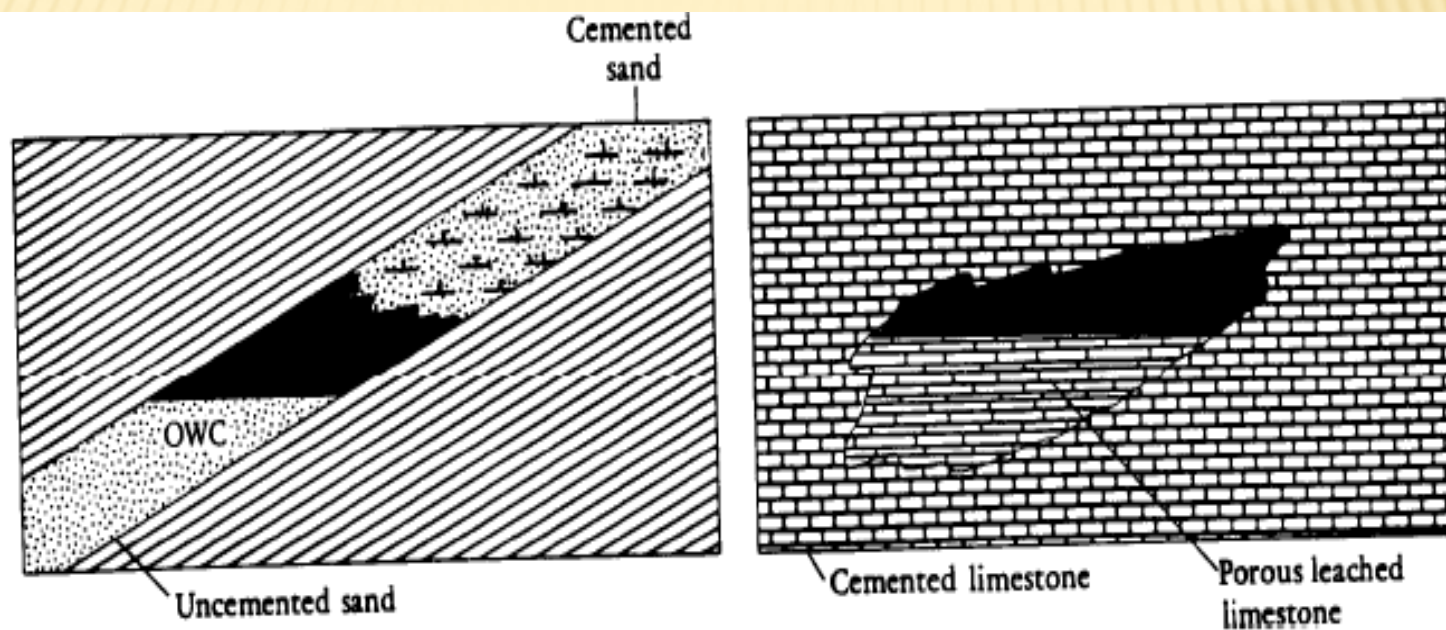


Figure 4-2 Example Of A Hydrodynamic Trap



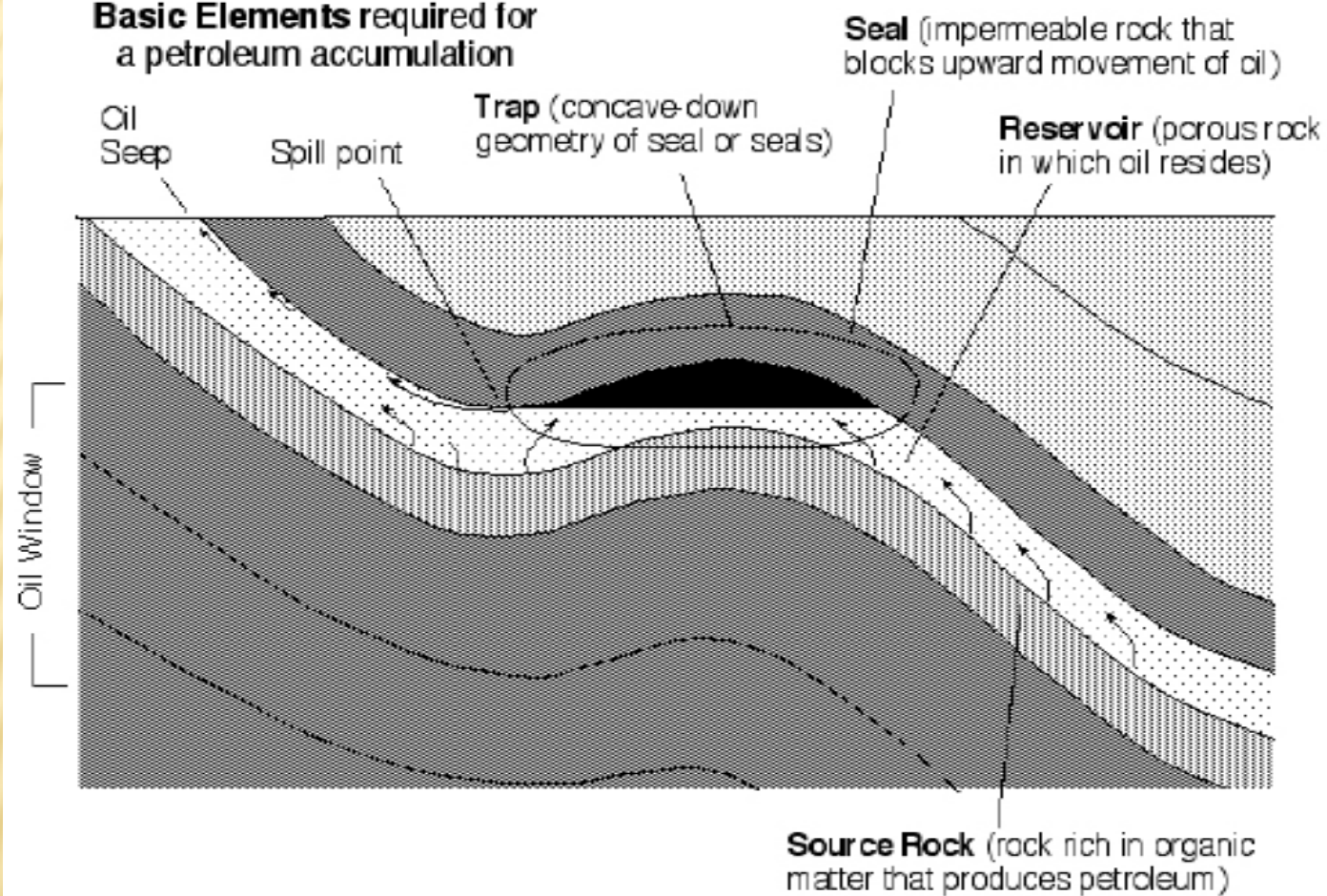
**Table 4-6: Classification of stratigraphic traps**

Unassociated with unconformities	Depositional	Pinchouts
		Channels
		Bars
		Reefs
	Diagenetic	Porosity and/or permeability transition
Associated with unconformities	Supraunconformity	On Lap
		Strike Valley
		Channel
	Subunconformity	Truncation

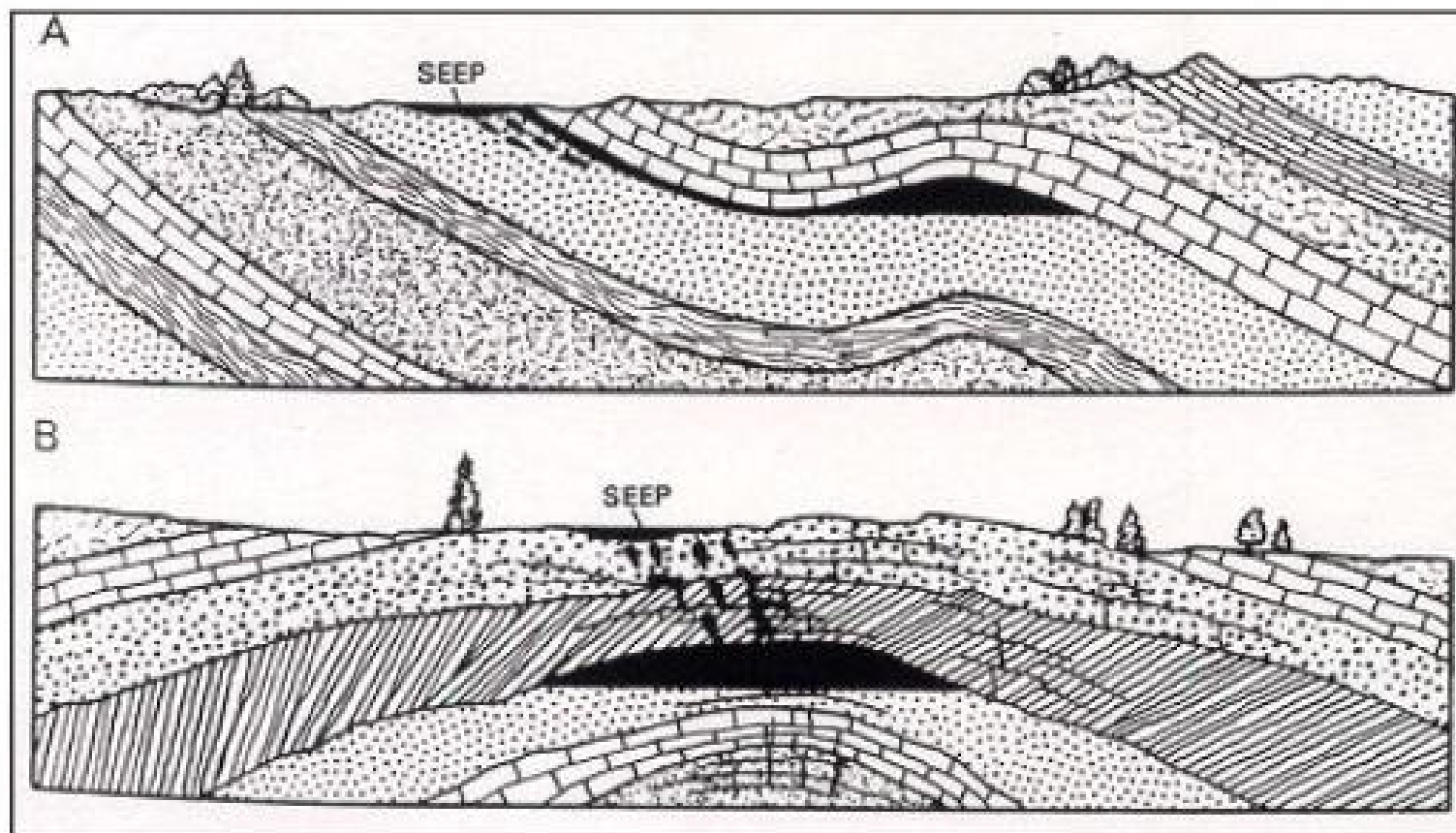


**Figure 4-7 Stratigraphic Traps Resulting From Changes In Their Depositional Environment**

**Basic Elements required for a petroleum accumulation**





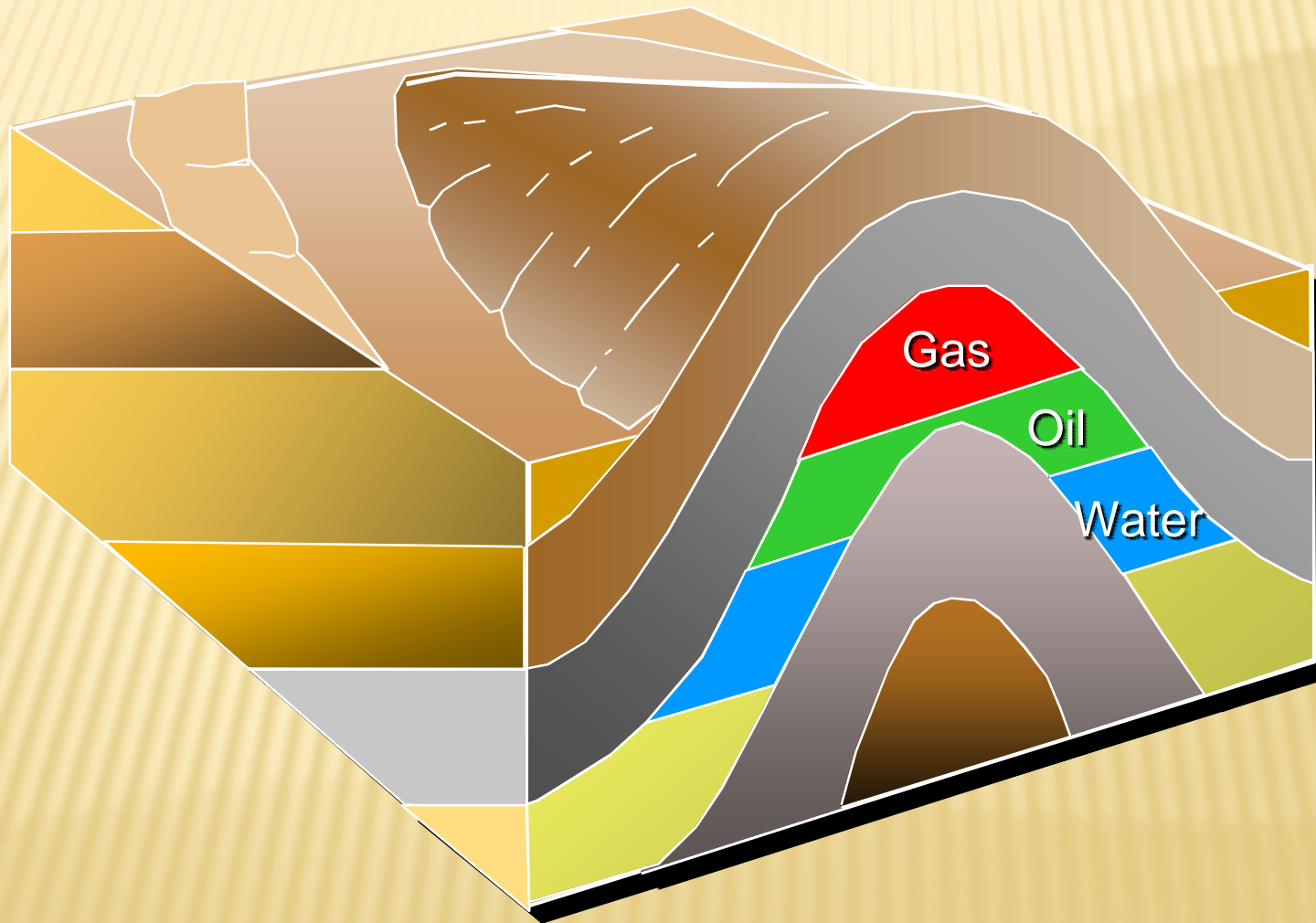


*Figure 49 Seeps are located either updip (A) or along fractures (B)*

# Anticlinal Theory

---

Petroleum Accumulates in Structural Closure



# مقایسه اهمیت نفتگیرها

درصد ذخیره شده نفت های شناخته شده جهان در انواع نفتگیرها





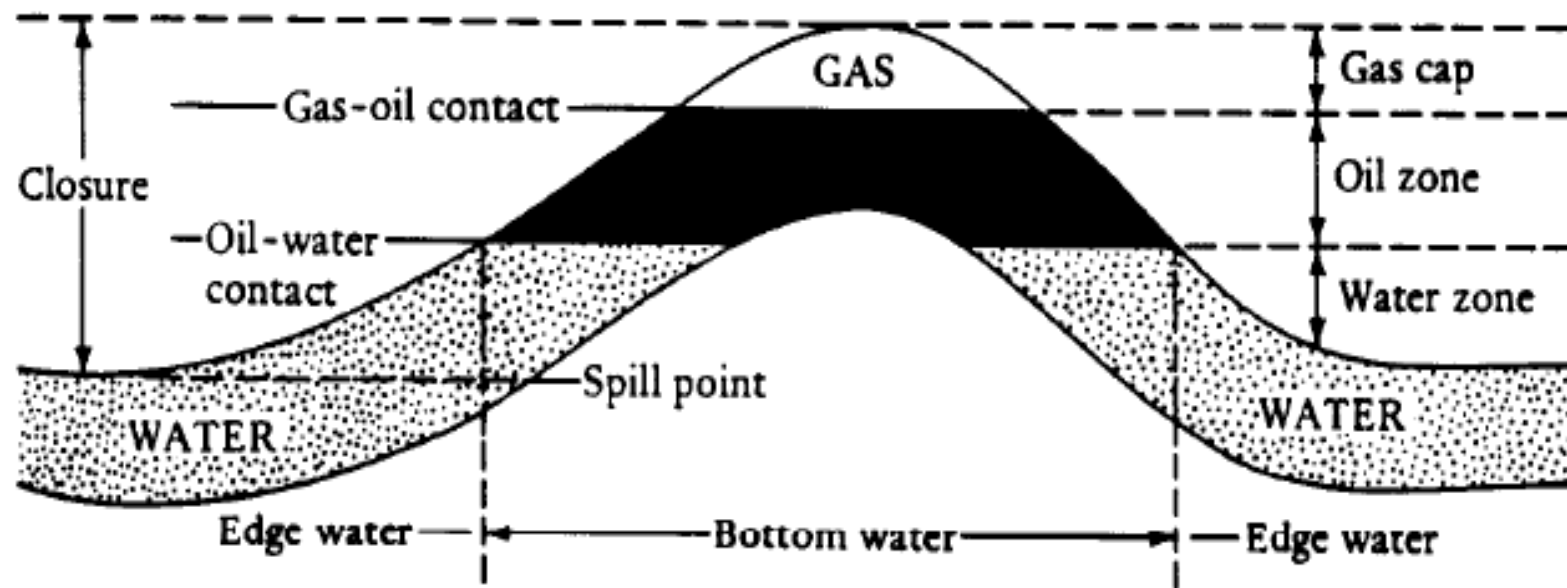
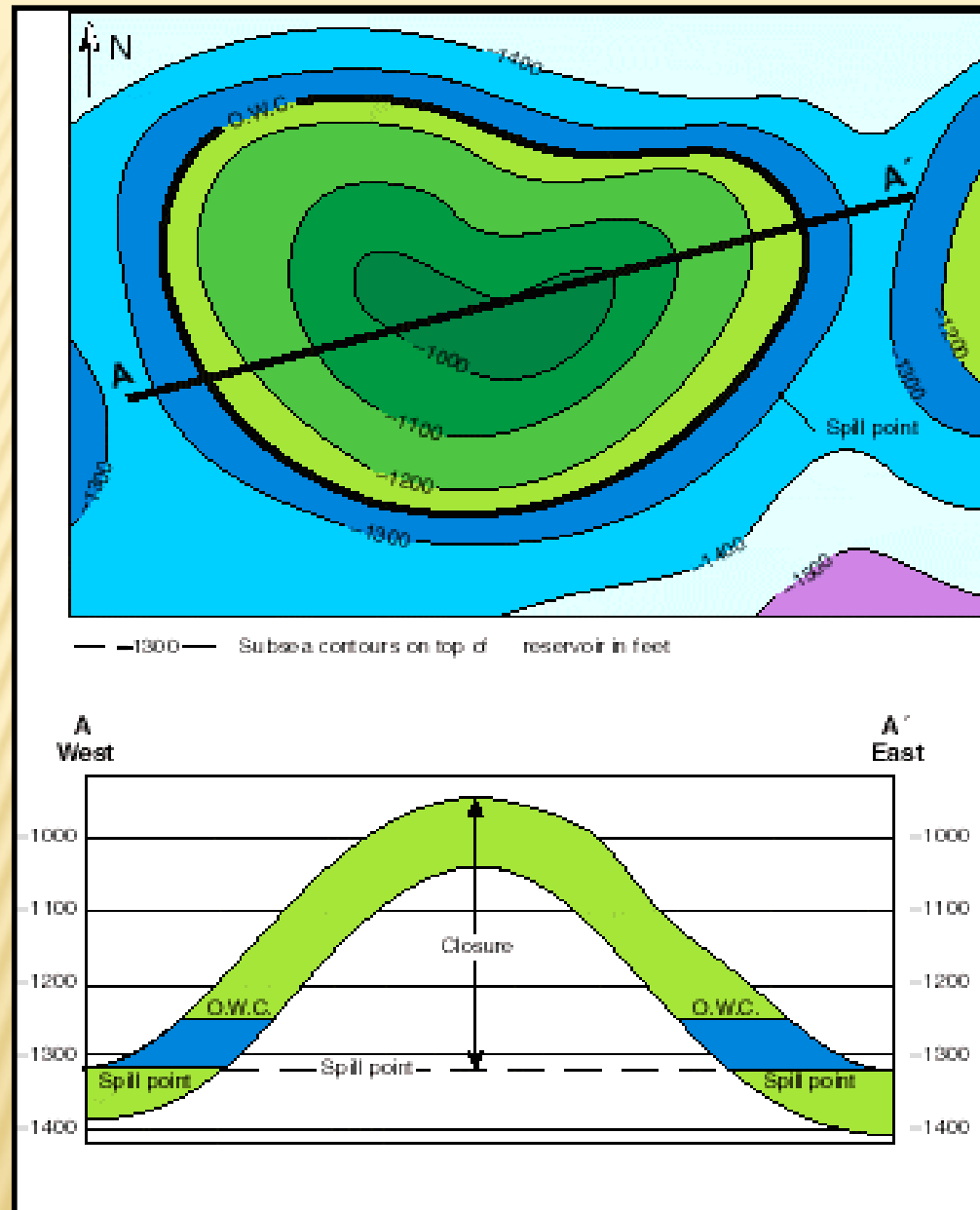


Figure 4-3 Cross-section Of A Simple Anticlinal Trap

# DOMAL TRAP

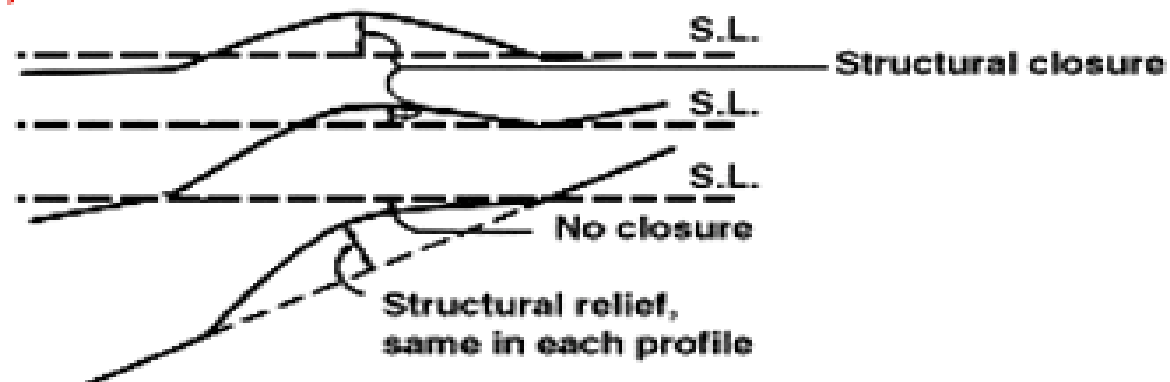
- Are hydrocarbons in this field oil or gas?
- What is the volume of hydrocarbons in this trap?
- What are the reserves?



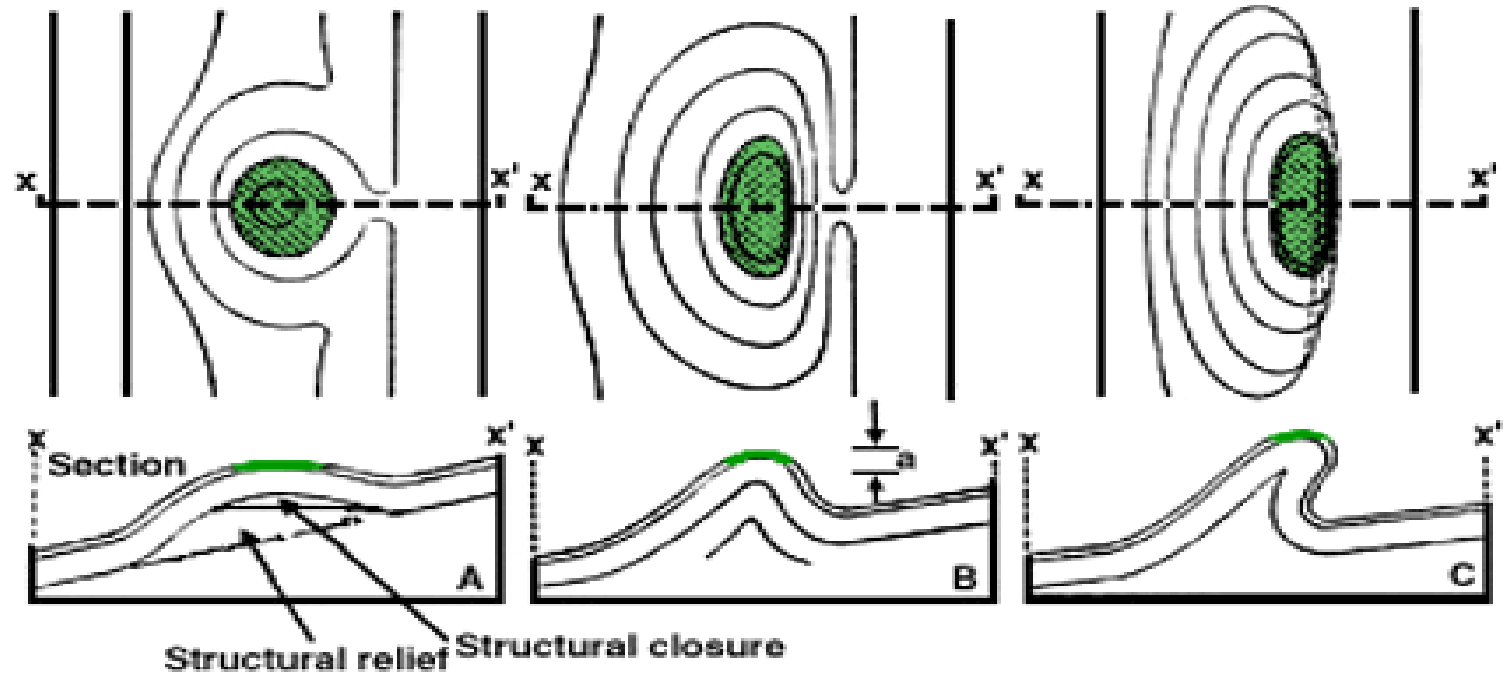
**Closure.** In map view (top), closure is the area within the deepest structural contour that forms a trapping geometry, in this case 1300 **ft** [390 m]. In cross section A-A', closure is the vertical distance from the top of the structure to the lowest closing contour, in this case about 350 **ft** [105 m]. The point beyond which hydrocarbons could leak from or migrate beyond the **trap** is the **spill point**.

From Schlumberger Oilfield Glossary

(a)

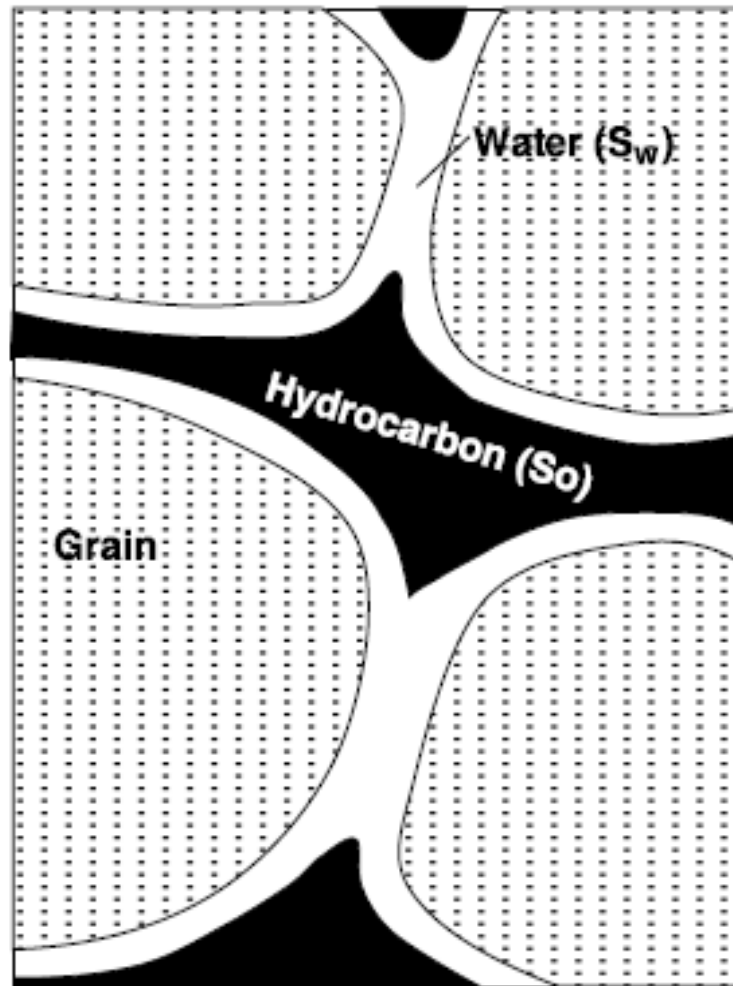


(b) Plan



(From Levorsen, 1967; reprinted by permission of W.H. Freeman and Co.)





A. Absolute pore throat size

B. Size of the opening through which hydrocarbons flow (size varies as S<sub>w</sub> varies)

Pore throat size is generally measured in terms of radius

# RESERVOIR ROCKS

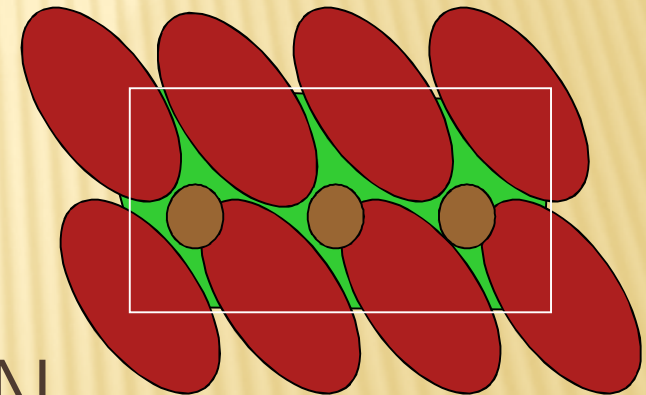
---

- A good reservoir rock is Porous and Permeable so that its fluids can be Produced
- Often sandstone, conglomerate, and carbonate rocks (limestone)

# POROSITY

Definition: Porosity is the fraction of a rock that is occupied by voids (pores). The porosity is a measure of the storage capacity (pore volume) that is capable of holding fluids

$$Porosity = \frac{\text{Pore volume}}{\text{Bulk volume}} = \frac{\text{Bulk volume} - \text{Mineral volume}}{\text{Bulk volume}}$$



# POROSITY CLASSIFICATION

- ∅ Absolute (total) porosity
- ∅ Effective porosity

- 
- ∅ **Absolute porosity** is the ratio between the total pore volume (interconnected pores and isolated ones) and the bulk volume.
  - ∅ **Effective porosity** is the ratio between the interconnected pore volume and the bulk volume:



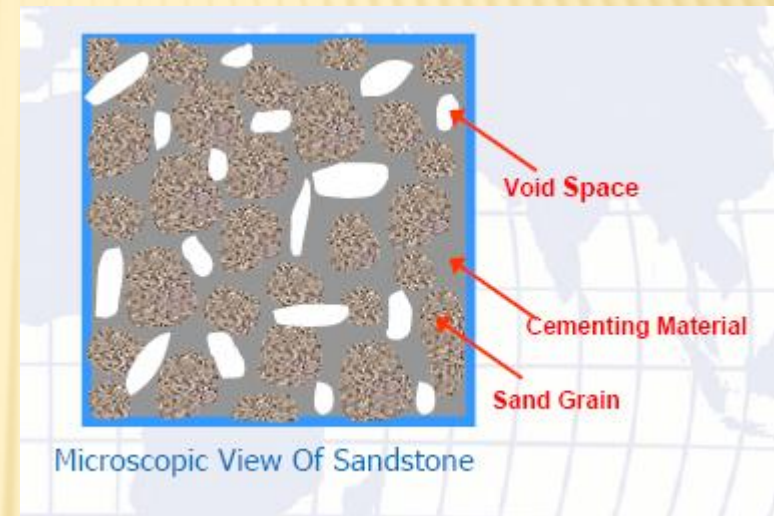
# PORE-SPACE CLASSIFICATION

- Total porosity,  $\phi_t = \frac{\text{Total Pore Space}}{\text{Bulk Volume}}$
- Effective porosity,  $\phi_e = \frac{\text{Interconnected Pore Space}}{\text{Bulk Volume}}$
- Very clean sandstones :  $\phi_t = \phi_e$
- Poorly to moderately well -cemented intergranular materials:  $\phi_t \approx \phi_e$
- Highly cemented materials and most carbonates:  
 $\phi_e < \phi_t$

# POOR RESERVOIR ROCK (ISOLATED VOID SPACE)

This sandstone would not be an acceptable reservoir rock, regardless of the value of its porosity and the hydrocarbon saturations, because each void space is isolated from the other void spaces.

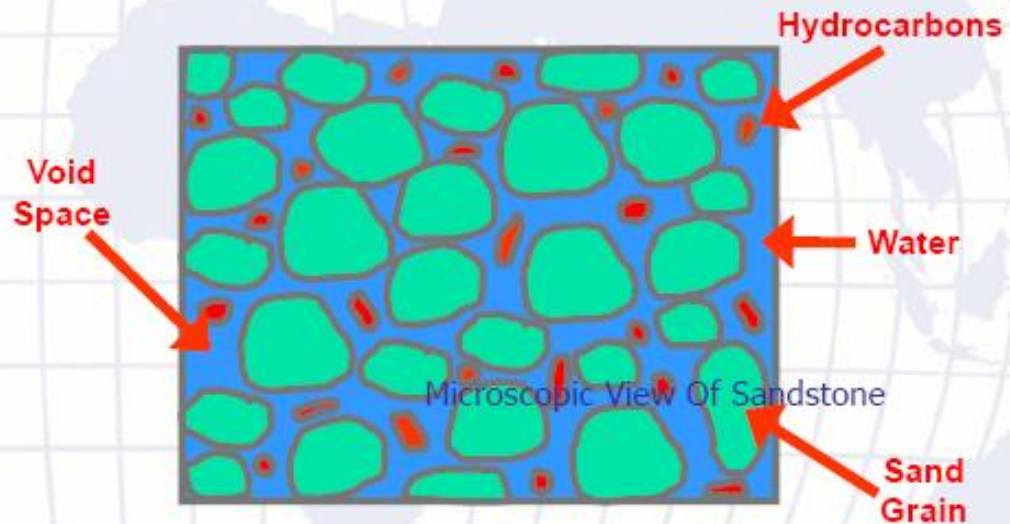
This sandstone has a high absolute porosity but a zero effective porosity





## Good Reservoir Rock (Interconnected Void Space)

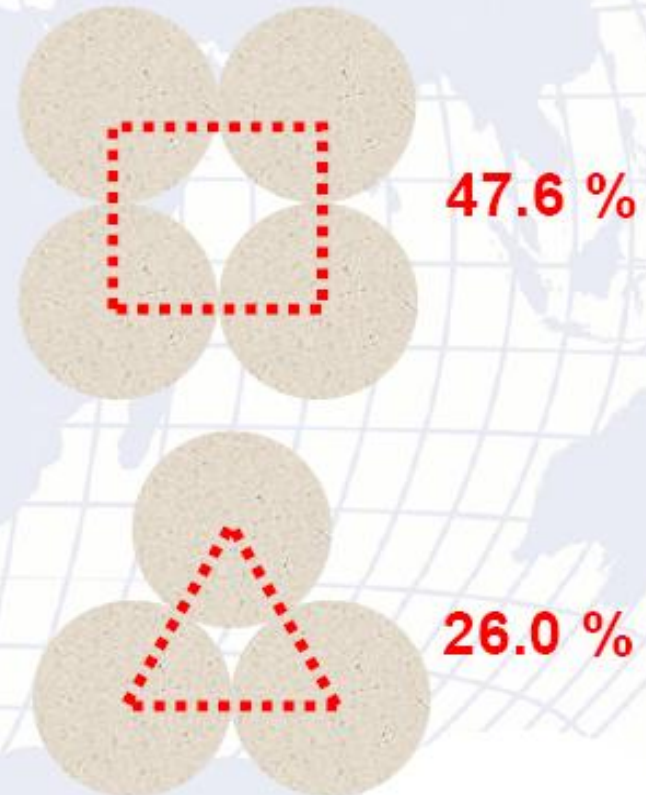
This sandstone would be an acceptable reservoir rock because of the interconnected pore spaces and hydrocarbon saturation. This sandstone has a high absolute porosity and a high effective porosity



## Porosity Values

Negligible	0 - 5 %
Poor	5 - 10 %
Fair	10 - 15 %
Good	15 - 20 %
Very Good	20 - 25 %
Excellent	> 25 %

### Porosity





Porosity : The percentage of pore volume or void space in a rock, typically measured in percent.

0-5%	Insignificant
5-10%	Poor
10-15%	fair
15-20%	Good
20-25%	Excellent

Porosity values for a “*conventional*” oil reservoir.  
(Modified from Levorsen, 1967)

# Porosity Classification

- **Another classification of the porosity based on its origin:**
  1. **Original (primary) porosity:**

**Developed during the deposition of the rock material (e.g., intergranular porosity of sandstone and intercrystalline porosity of limestone).**

**Rocks with the original porosity are more uniform in their characteristics**
  2. **Induced (secondary) porosity**

**Developed by some geologic processes subsequent to deposition of the rock (e.g., fracture development as in shale and limestone and slug or solution cavities in limestone)**

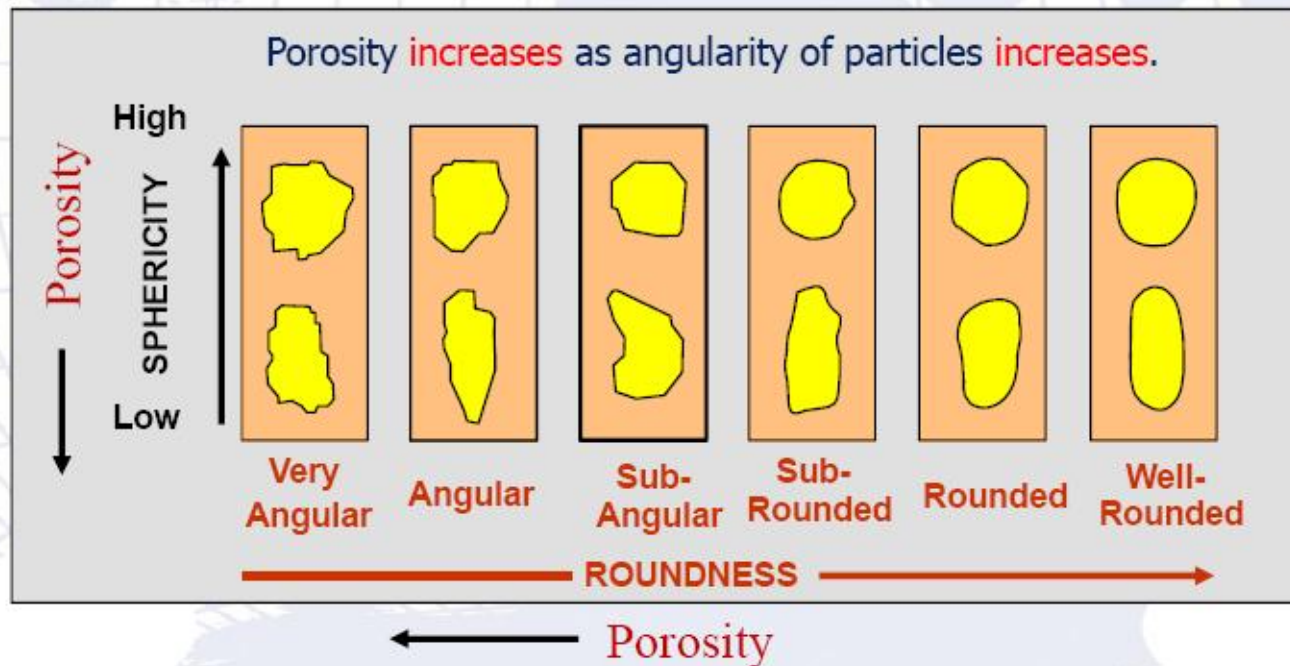
# Factors Affecting Rock Porosity

- **Particle sphericity and angularity**
- **Packing**
- **Sorting (variable grain sizes)**
  
- **Cementing materials**
- **Overburden stress (compaction)**
- **Vugs, dissolution, and fractures**



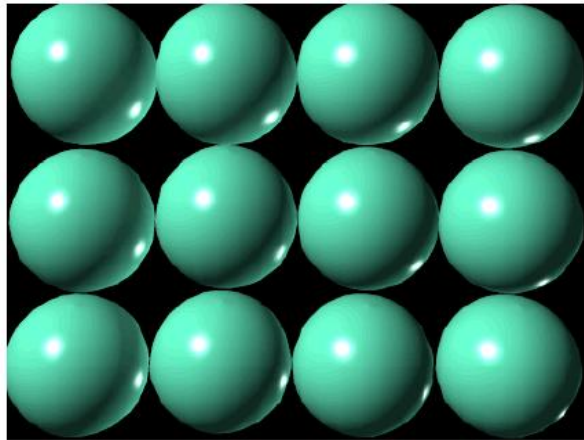
# Factors Affecting Rock Porosity

- **Particle sphericity and angularity**



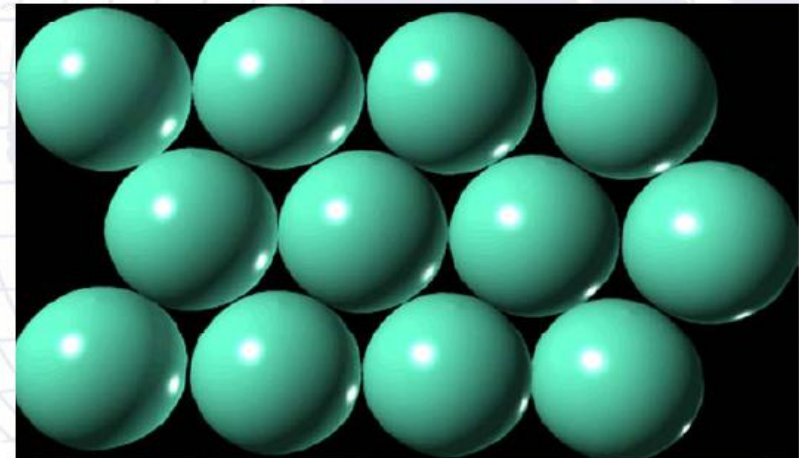
## CUBIC PACKING OF SPHERES

Porosity = 0.48



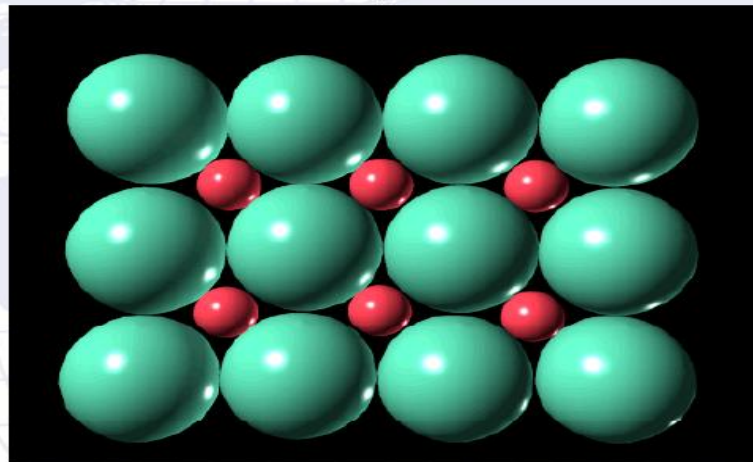
## RHOMBIC PACKING OF SPHERES

Porosity = 0.27



## Packing of Two Sizes of Spheres

Porosity = 0.14

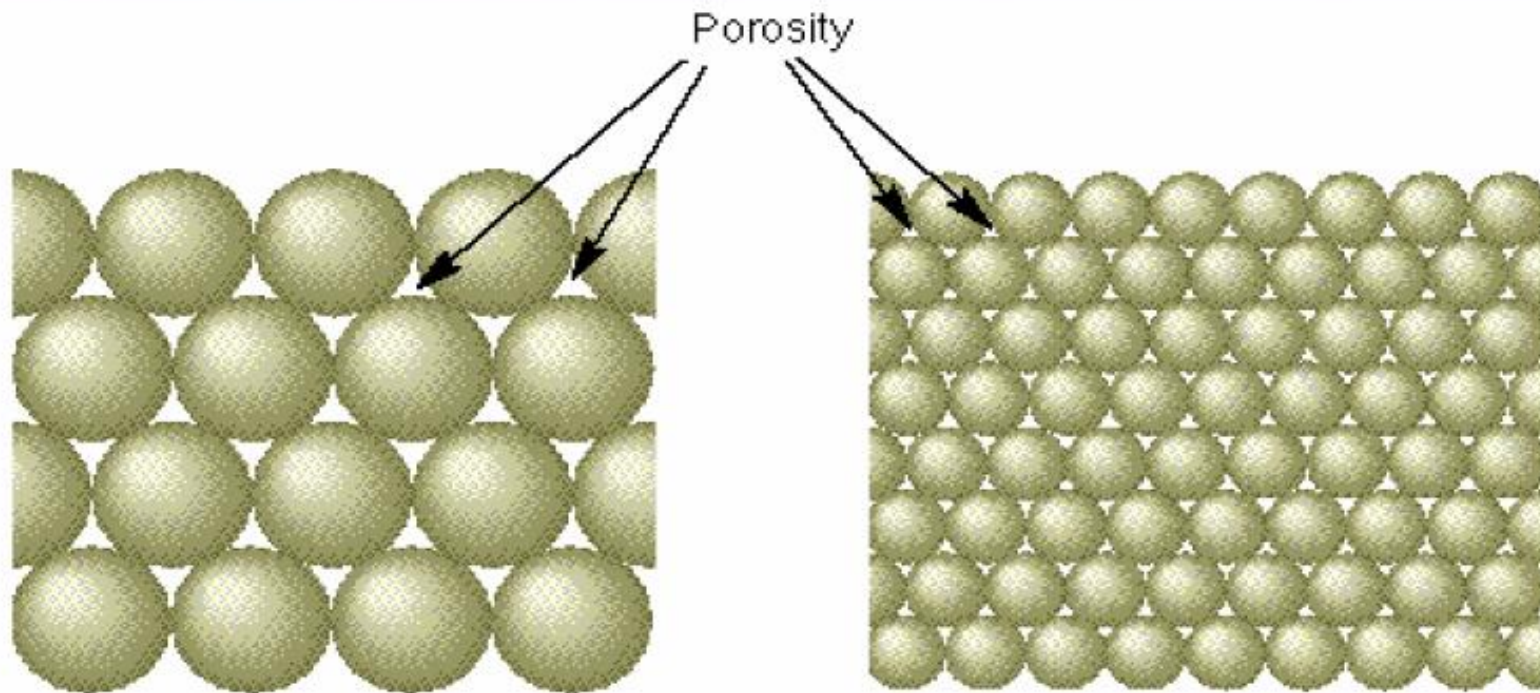


Porosity **increases** as the range of particle size **decreases**.



# POROSITY AND GRAIN SIZE

- A rock can be made up of small grains or large grains but have the same porosity.





# CARBONATE POROSITY TYPES

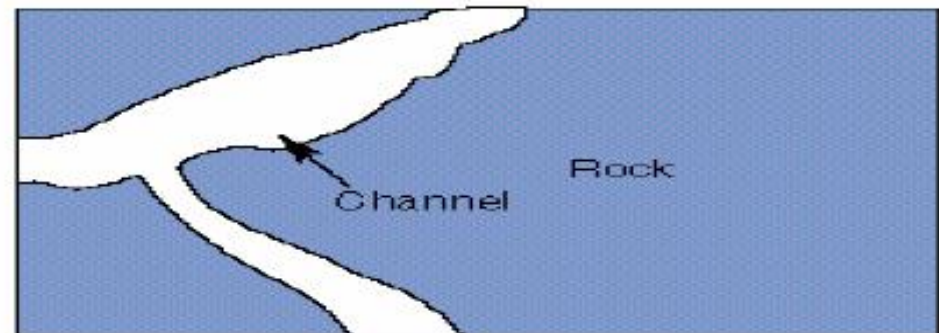
## Fracture porosity:

- Pore spacing created by the cracking of the rock fabric.



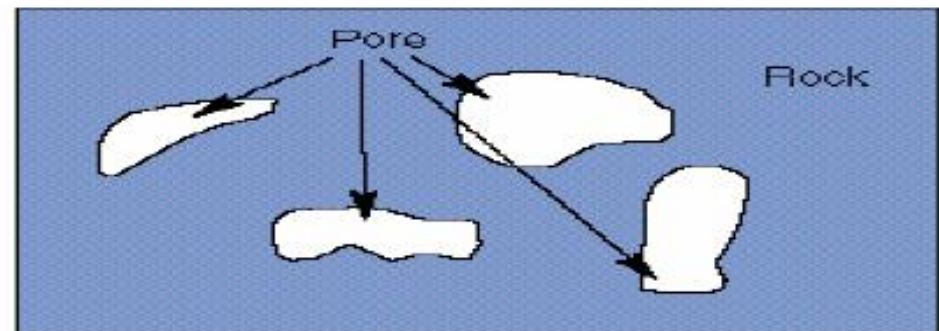
## Channel porosity:

- Similar to fracture porosity but larger.



## Vuggy porosity:

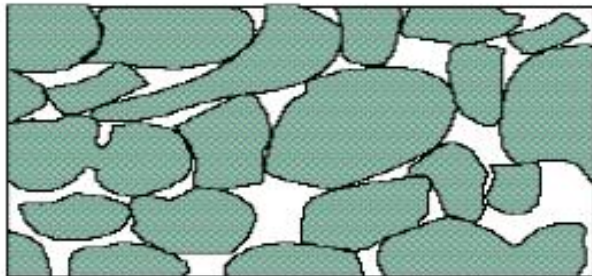
- Created by the dissolution of fragments, but unconnected.





# CARBONATE POROSITY TYPES

- Carbonate porosity is very heterogeneous. It is classified into a number of types:



**Interparticle porosity:** Each grain is separated, giving a similar pore space arrangement as sandstone.



**Intergranular porosity:** Pore space is created inside the individual grains which are interconnected.



**Intercrystalline porosity:** Produced by spaces between carbonate crystals.

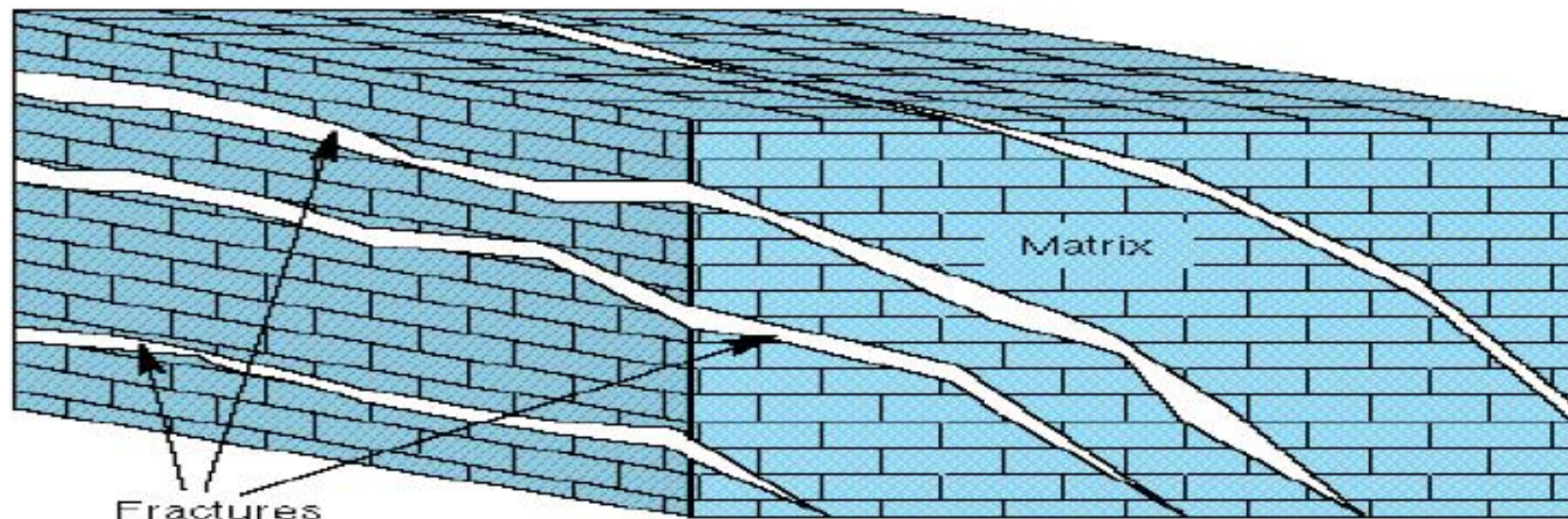


**Mouldic porosity:** Pores created by the dissolution of shells, etc.



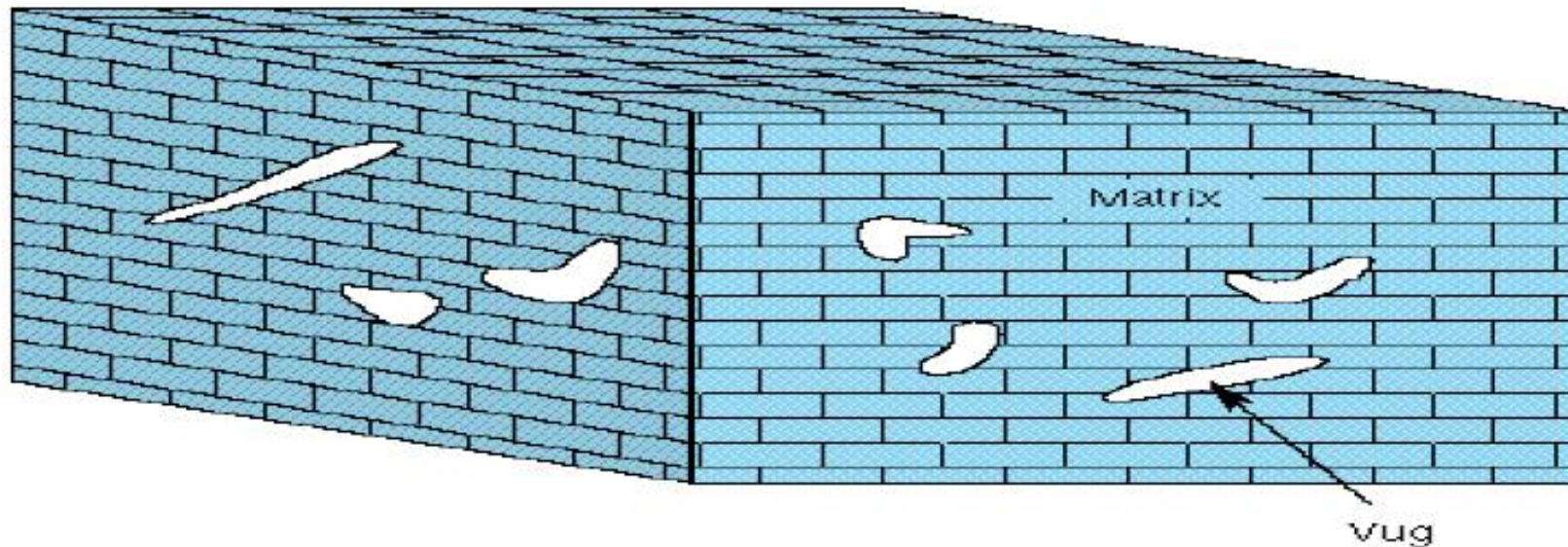
# FRACTURES

- Fractures are caused when a rigid rock is strained beyond its elastic limit - it cracks.
- The forces causing it to break are in a constant direction, hence all the fractures are also aligned.
- Fractures are an important source of permeability in low porosity carbonate reservoirs.





# VUGS



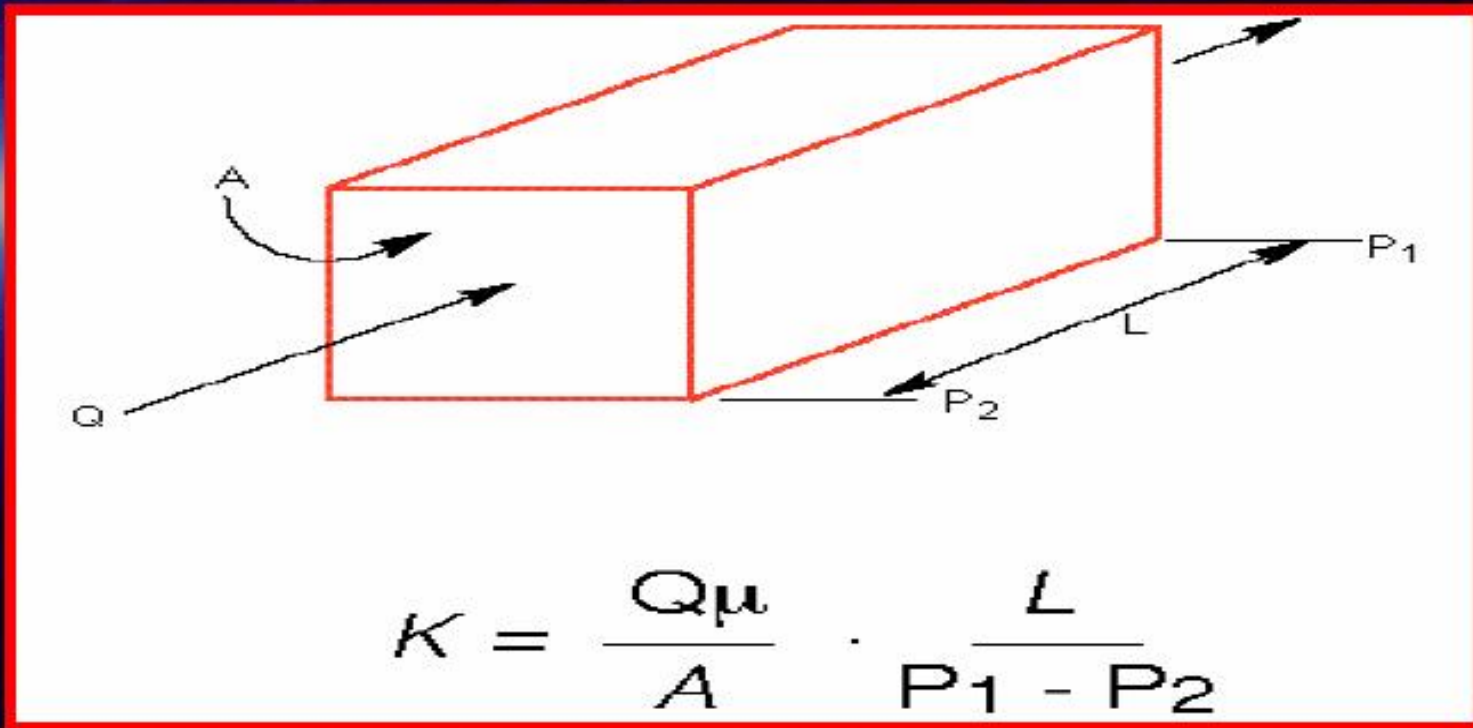
- Vugs are defined as non-connected pore space.
- They do not contribute to the producible fluid total.
- Vugs are caused by the dissolution of soluble material such as shell fragments after the rock has been formed.
- They usually have irregular shapes.



# PERMEABILITY

- **The rate of flow of a liquid through a formation depends on:**
  - The pressure drop.
  - The viscosity of the fluid.
  - The permeability.
- **The permeability is a measure of the ease at which a fluid can flow through a formation.**
- **The unit of measurement is the Darcy.**
- **Reservoir permeability is usually quoted in millidarcies, (md).**

# DARCY LAW

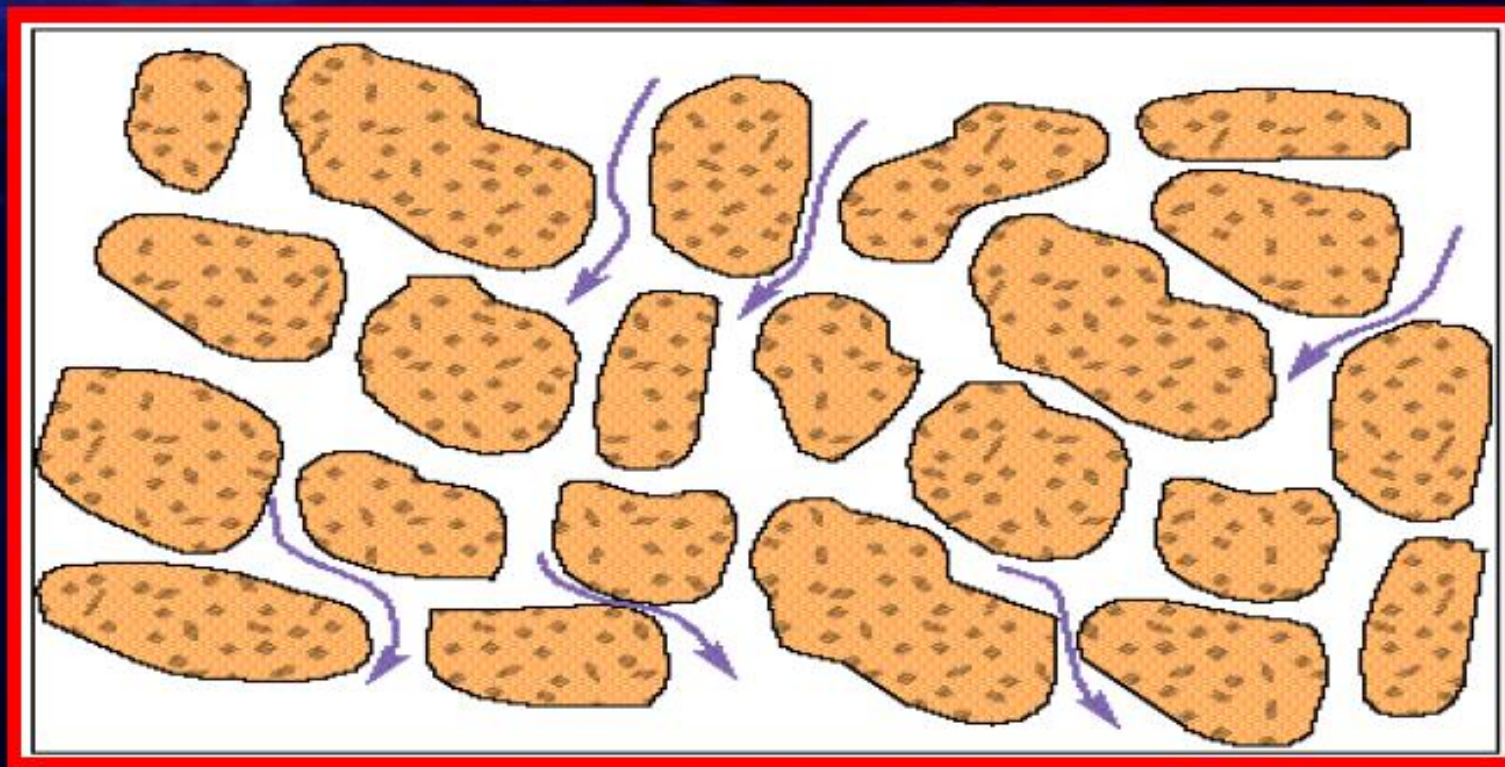


- **K = permeability, in Darcies.**
- **L = length of the section of rock, in centimetres.**
- **Q = flow rate in centimetres / sec.**
- **P1, P2 = pressures in bars.**
- **A = surface area, in cm<sup>2</sup>.**
- **μ = viscosity in centipoise.**



# PERMEABILITY AND ROCKS

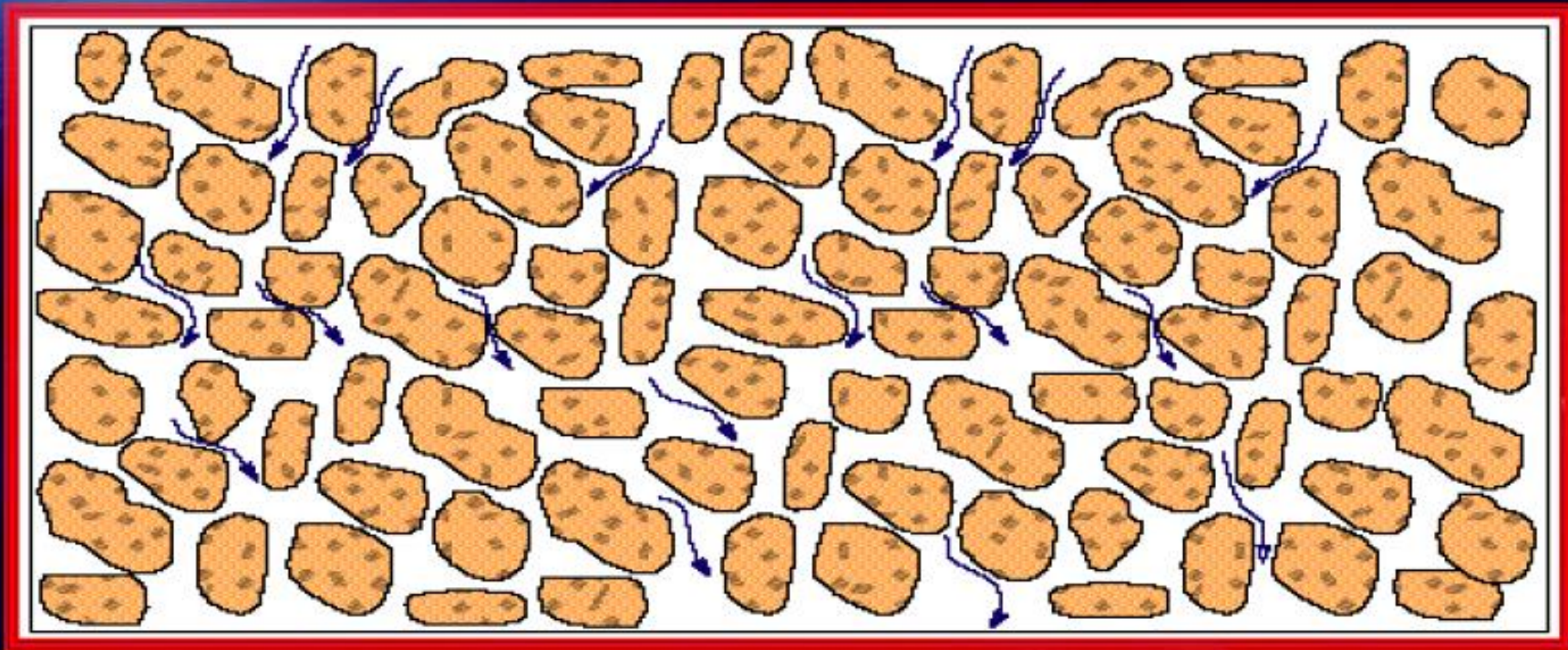
In formations with **large grains**, the permeability is **high** and the flow rate larger.





# PERMEABILITY AND ROCKS

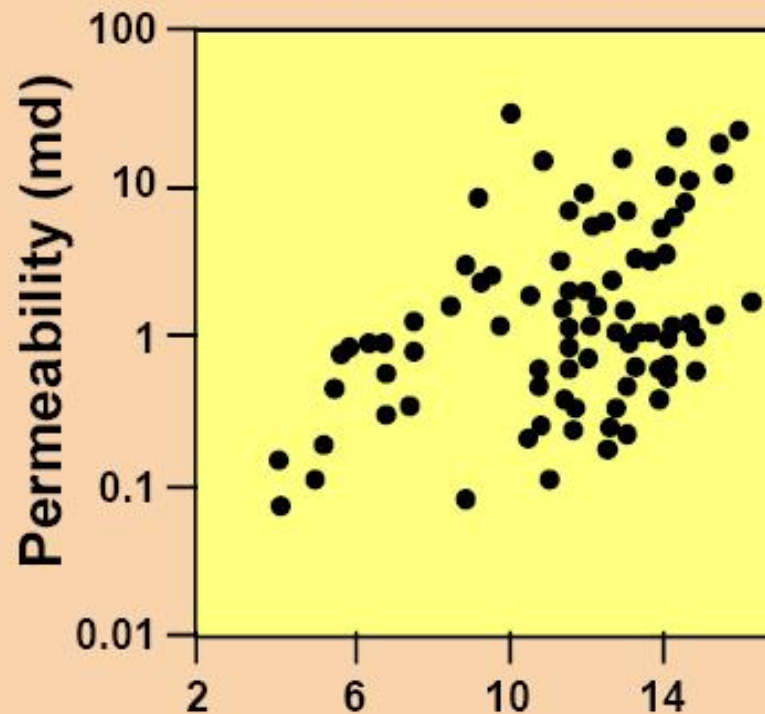
- In a rock with **small grains** the permeability is **less** and the flow lower.



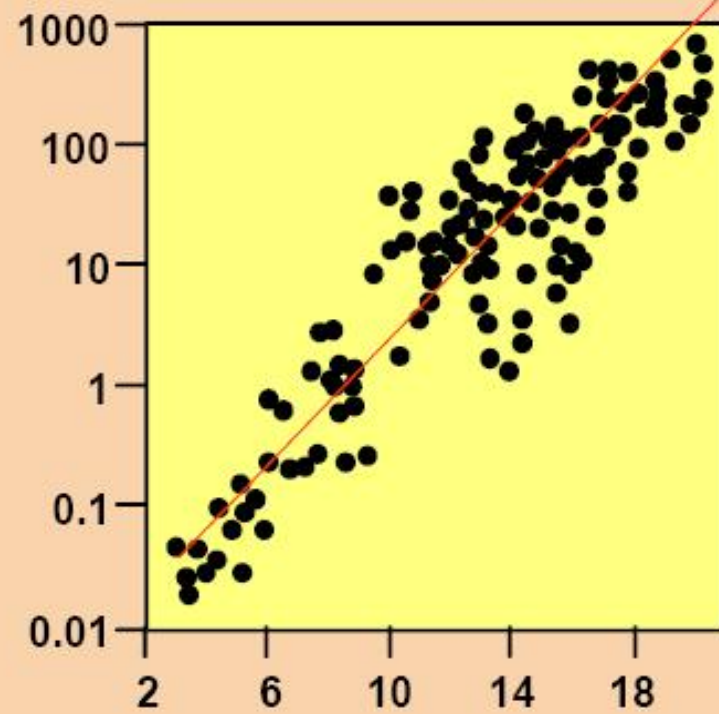
- Grain size has no bearing on porosity, but has a large effect on permeability.

# PERMEABILITY – POROSITY CROSSPLOT

Limestone A1



Sandstone A1

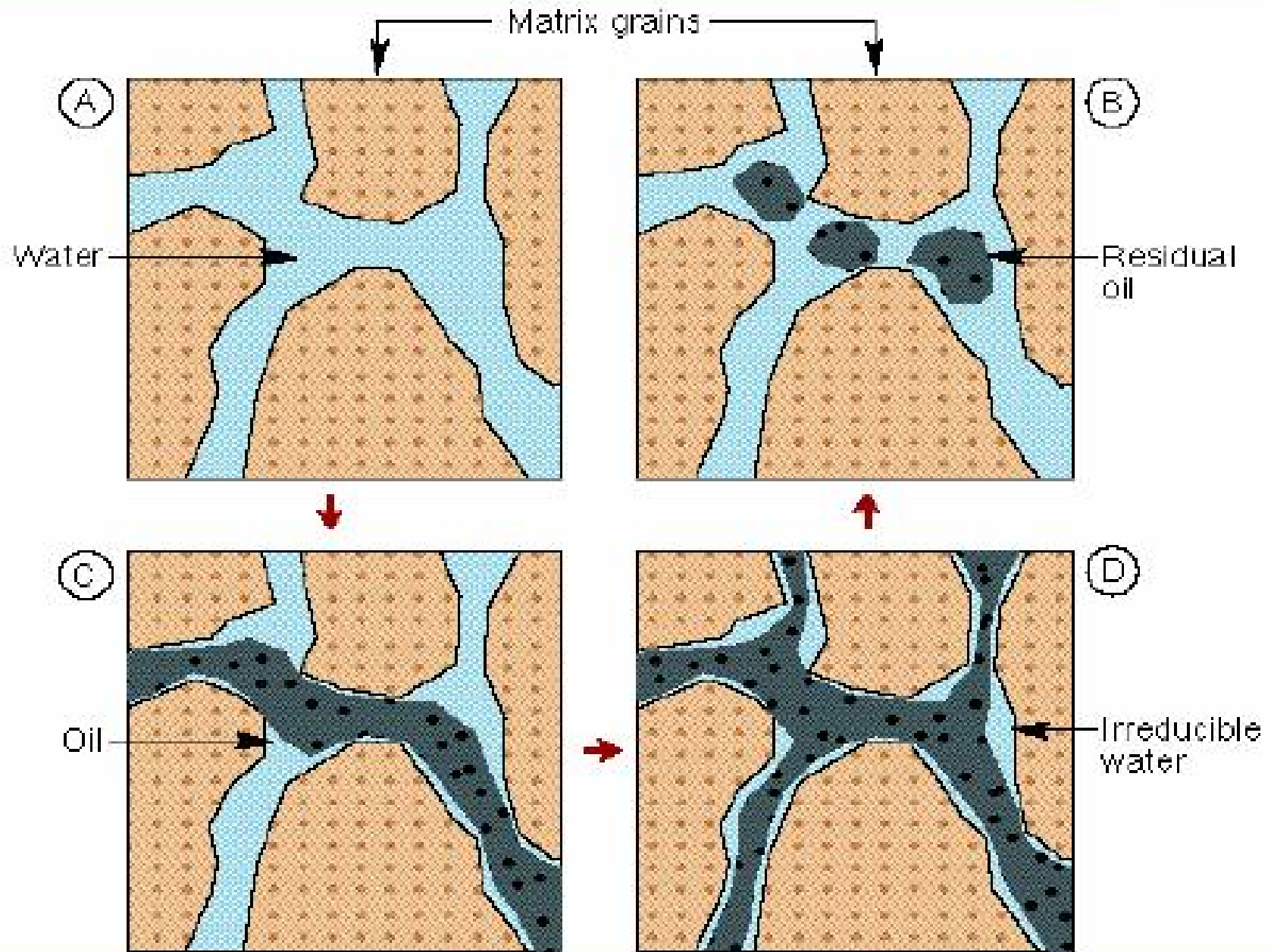


Porosity (%)



# PERMEABILITY

- **Permeability** is a property of the porous medium and is a measure of the capacity of the medium to transmit fluids
- **Absolute Perm:** When the medium is completely saturated with one fluid, then the permeability measurement is often referred to as specific or absolute permeability
- **Effective Perm:** When the rock pore spaces contain more than one fluid, then the permeability to a particular fluid is called the *effective permeability*. Effective permeability is a measure of the fluid conductance capacity of a porous medium to a particular fluid when the medium is saturated with more than one fluid
- **Relative Perm:** Defined as the ratio of the effective permeability to a fluid at a given saturation to the effective permeability to that fluid at 100% saturation.



# CALCULATING RELATIVE PERMEABILITIES

- Oil

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k}$$

- Water

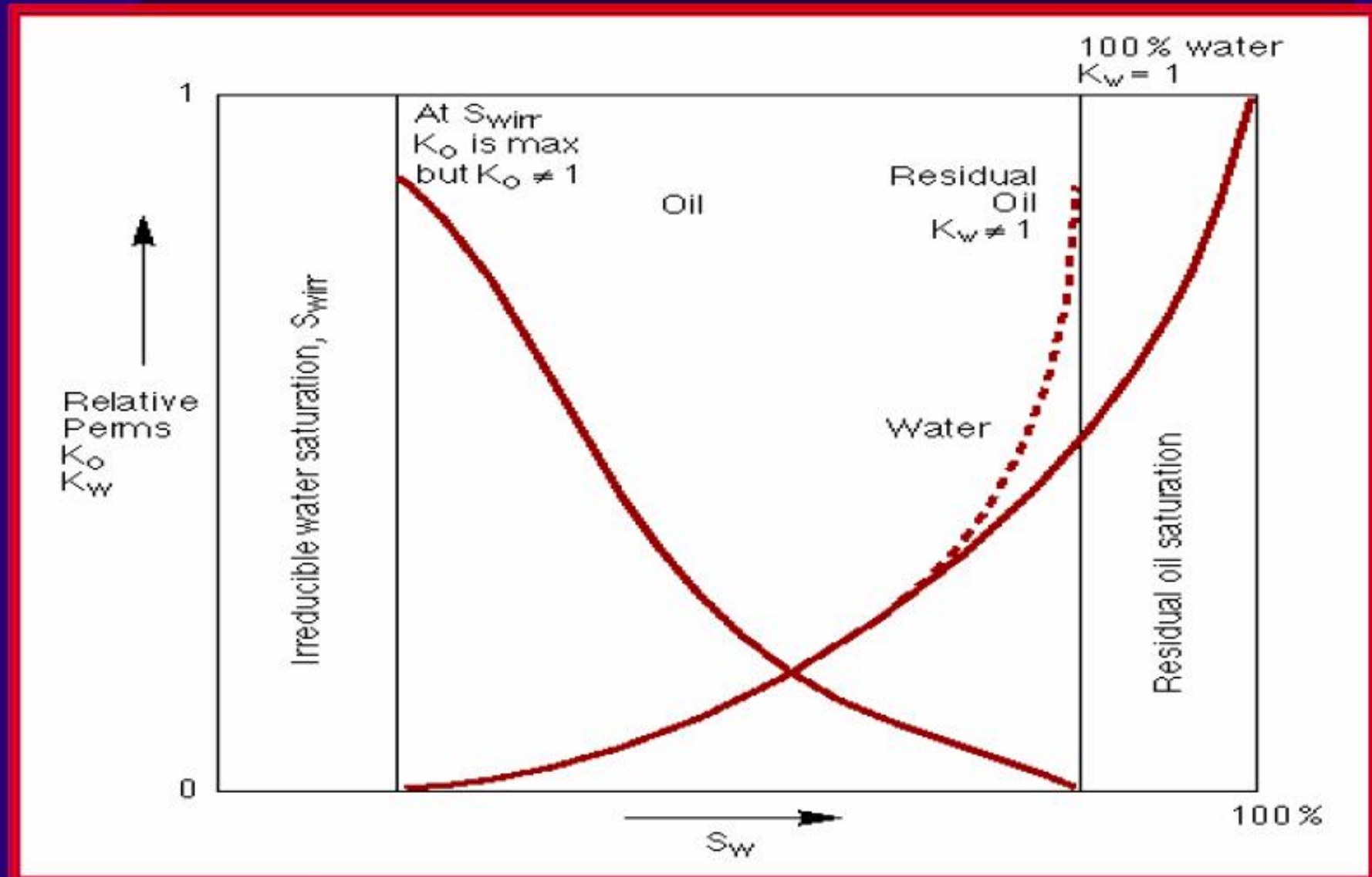
$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k}$$

- Gas

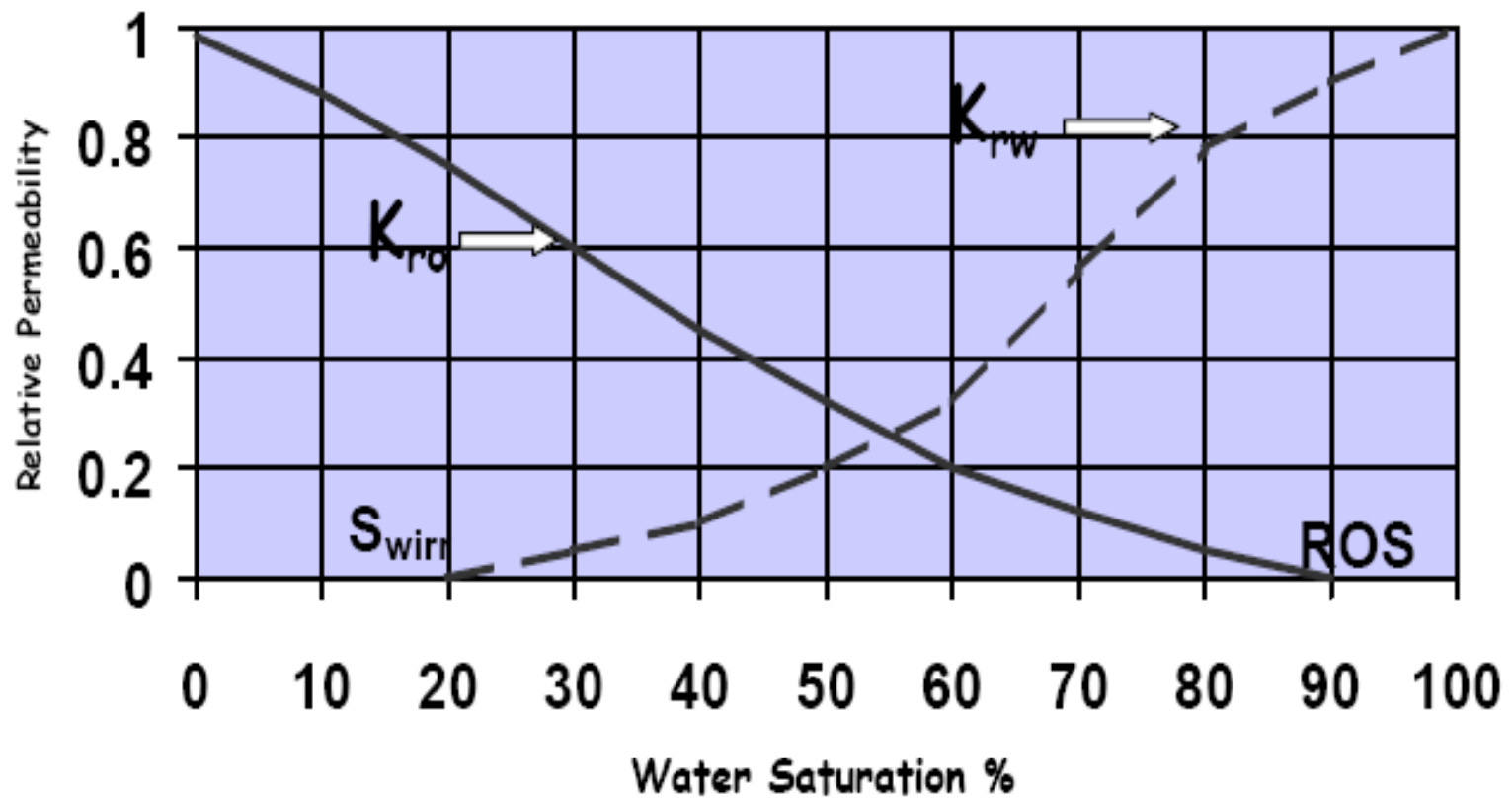
$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k}$$



# Relative Permeability Curve



## Effective Permeability to Flowing Fluid



Permeability : The ability, or measurement of a rock's ability, to transmit fluids, typically measured in darcies or millidarcies.

1-10 md	Poor
10-100 md	Fair
100-1000 md	Excellent

1 Darcy = 1000 Millidarcies (md)

Permeability values for a “*conventional*” oil reservoir.  
(Modified from Levorsen, 1967)

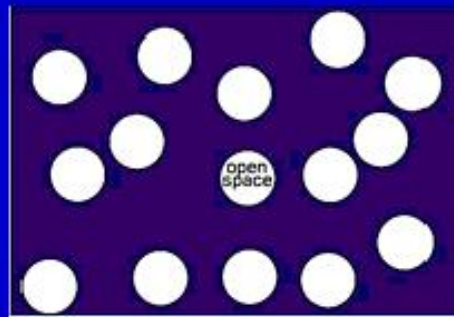


# Porosity and Permeability



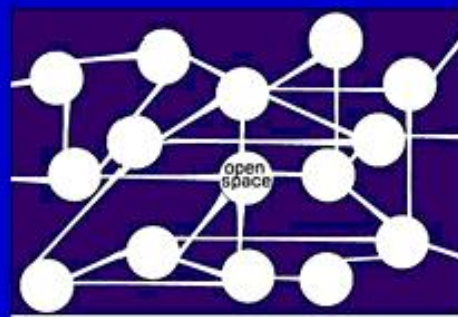
30% Porosity – No Permeability

Flow Direction



30% Porosity – Good Permeability

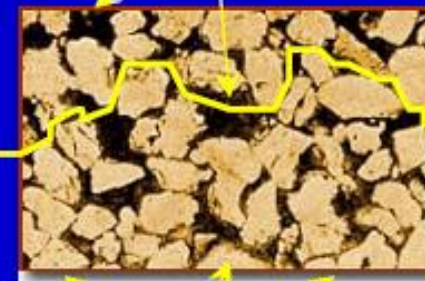
Flow Direction



Microscopic Thin-Section of a Sandstone

Porosity

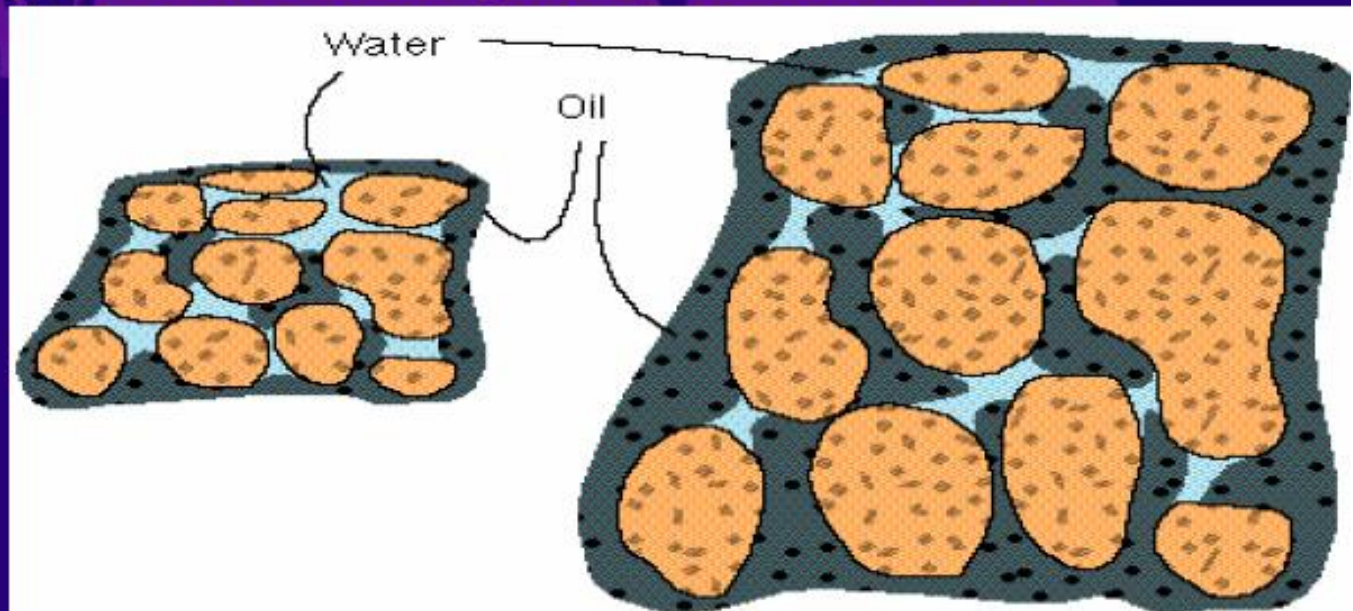
Flow Direction



Sand Grains

# IRREDUCIBLE WATER SATURATION

- In a formation the minimum saturation induced by displacement is where the wetting phase becomes discontinuous.
- In normal water-wet rocks, this is the irreducible water saturation,  $S_{wirr}$ .
- Large grained rocks have a low irreducible water saturation compared to small-grained formations because the capillary pressure is smaller.





# RESERVOIR PRESSURE

- Lithostatic pressure is caused by the pressure of rock, transmitted by grain-to-grain contact.
- Fluid pressure is caused by weight of column of fluids in the pore spaces.  
Average = 0.465 psi/ft (saline water).
- Overburden pressure is the sum of the lithostatic and fluid pressures.



# FLUID SATURATIONS

- **Basic concepts of hydrocarbon accumulation**
  - Initially, pore space filled 100% with water
  - Hydrocarbons migrate up dip into traps
  - Hydrocarbons distributed by capillary forces and gravity
  - Connate water saturation remains in hydrocarbon zone
- **Fluid saturation is defined as the fraction of pore volume occupied by a given fluid**
- **Definitions**
  - $S_w$  = water saturation
  - $S_o$  = oil saturation
  - $S_g$  = gas saturation
  - $S_h$  = hydrocarbon saturation =  $S_o + S_g$
- **Saturations are expressed as percentages or fractions, e.g.**
  - Water saturation of 75% in a reservoir with porosity of 20% contains water equivalent to 15% of its volume.

# (NET/GROSS)

در يك مخزن توليدكننده، ضخامت ستون نفت (oil column) به عنوان ضخامت ناخالص (gross pay) ناميده مي شود كه مقدار آن مي تواند بسيار متنوع بوده و فقط از دو متر در تگزاس تا صدها متر در درياي شمال و خاورميانه متفاوت باشد. تمامي ضخامت ستون نفت احتمال دارد هيدروكربن توليد نكند، به عبارت ديگر در داخل ستون نفت يك مخزن، ممكن است به دليل ناهمگني، فواصلي وجود داشته باشند كه از نظر تراوايي ضعيف بوده و توليد هيدروكربن نكنند. اينجاست كه تفاوت ضخامت ناخالص (gross pay) از بخش توليدكننده يا بخش توليد (net pay) مشخص مي شود. تهيه نقشه دقيق نسبت ضخامت بخش توليدكننده به ضخامت كلي مخزن (net/gross) براي توسعه يك ميدان ضروري مي باشد.

## Production from Sedimentary Reservoirs

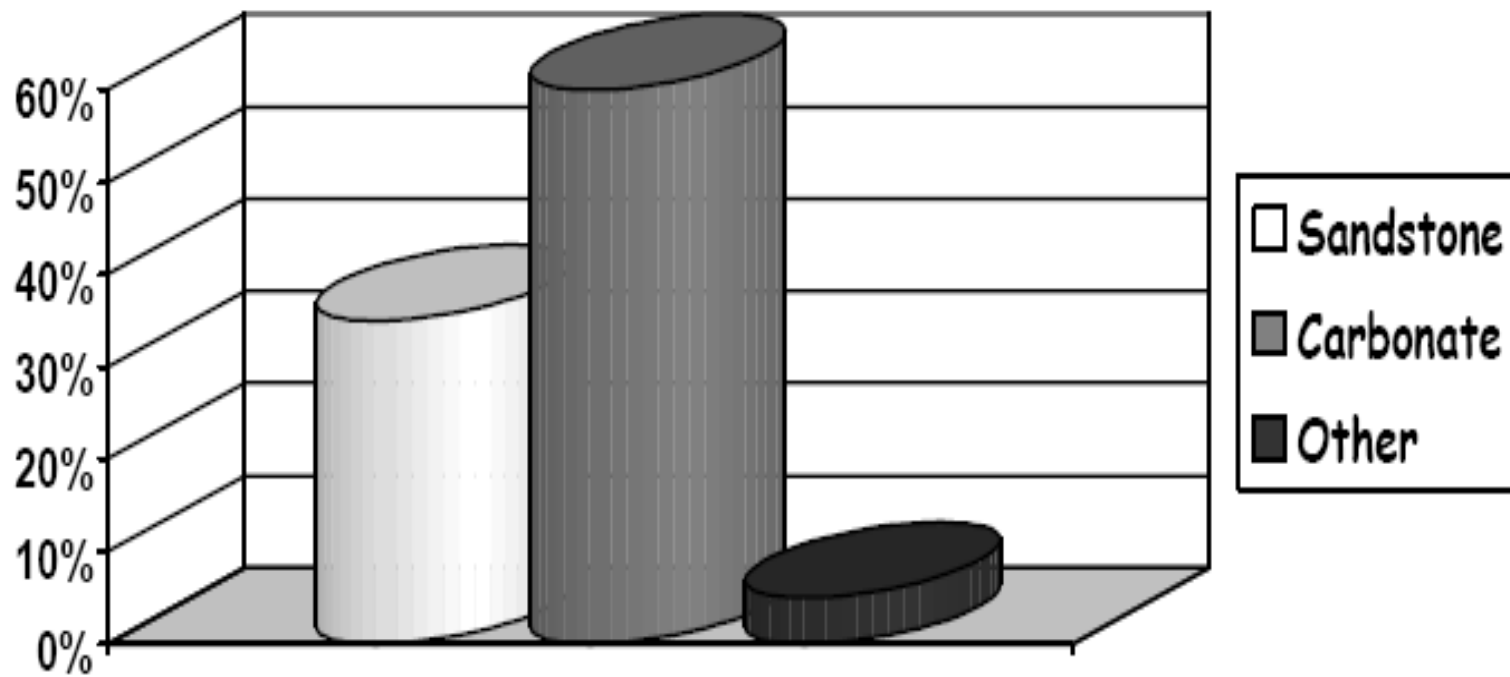
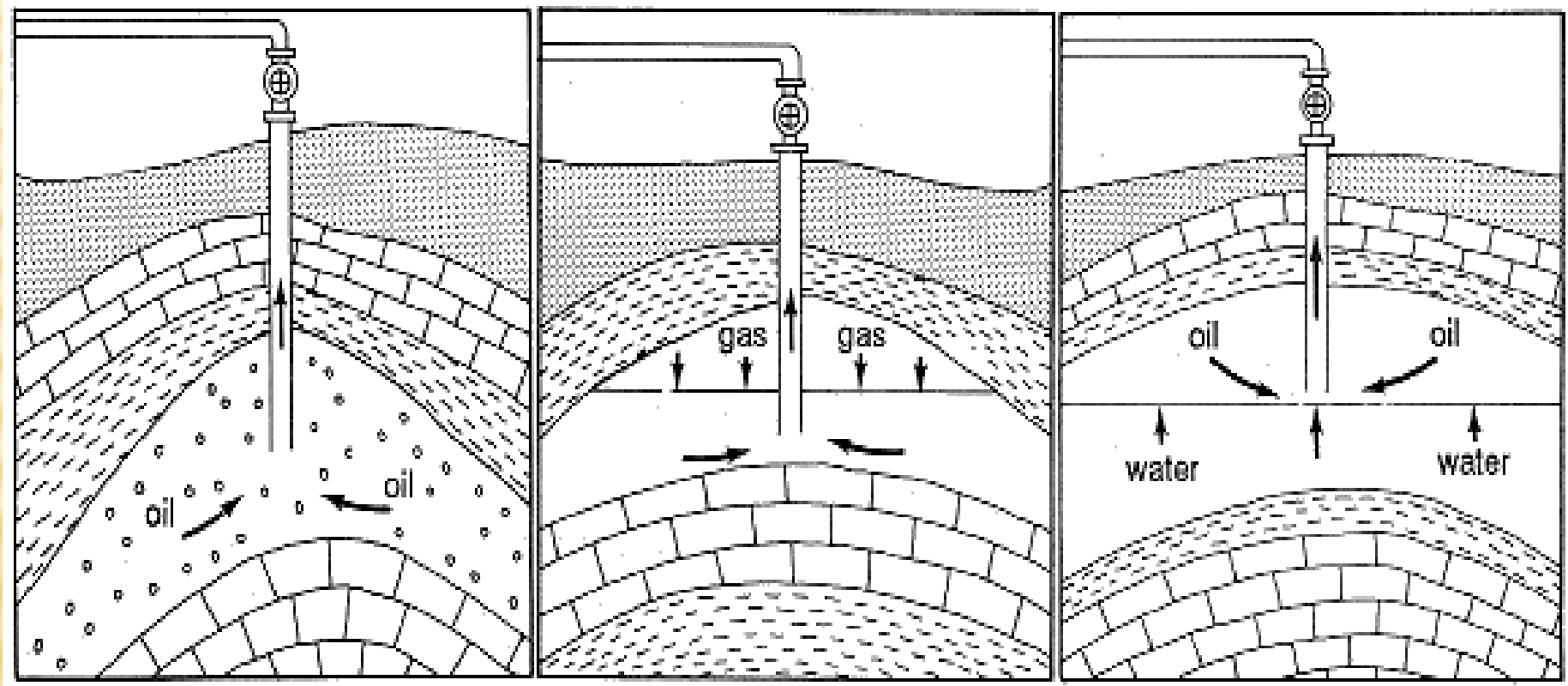


Chart 2

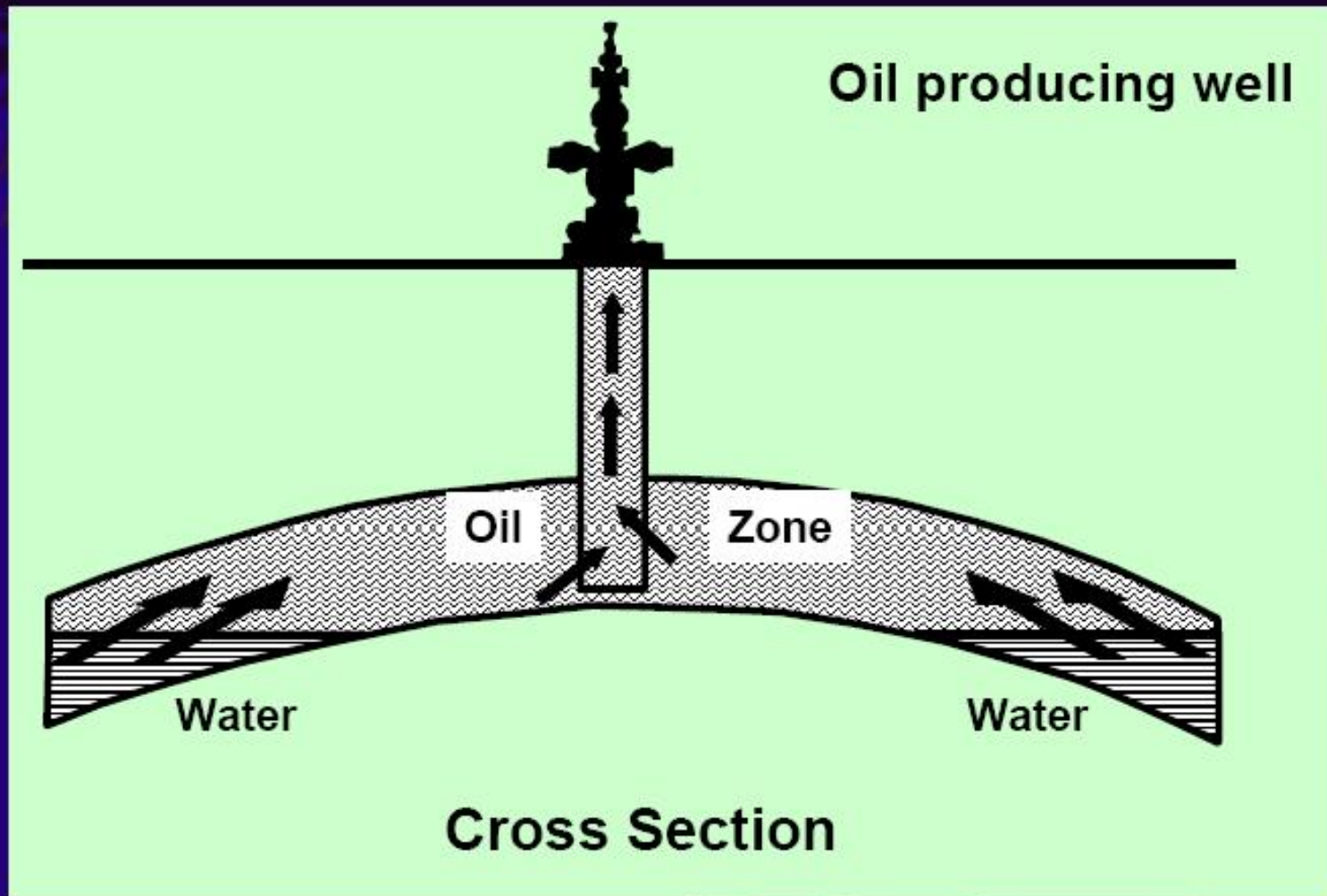


# DRIVE MECHANISMS

- **A virgin reservoir has a pressure controlled by the local gradient.**
- **Hydrocarbons will flow if the reservoir pressure is sufficient to drive the fluids to the surface (otherwise they have to be pumped).**
- **As the fluid is produced reservoir pressure drops.**
- **The rate of pressure drop is controlled by the Reservoir Drive Mechanism.**
- **Drive Mechanism depends on the rate at which fluid expands to fill the space vacated by the produced fluid.**
- **Main Reservoir Drive Mechanism types are:**
  1. **Water drive.**
  2. **Gas cap drive.**
  3. **Gas solution drive**



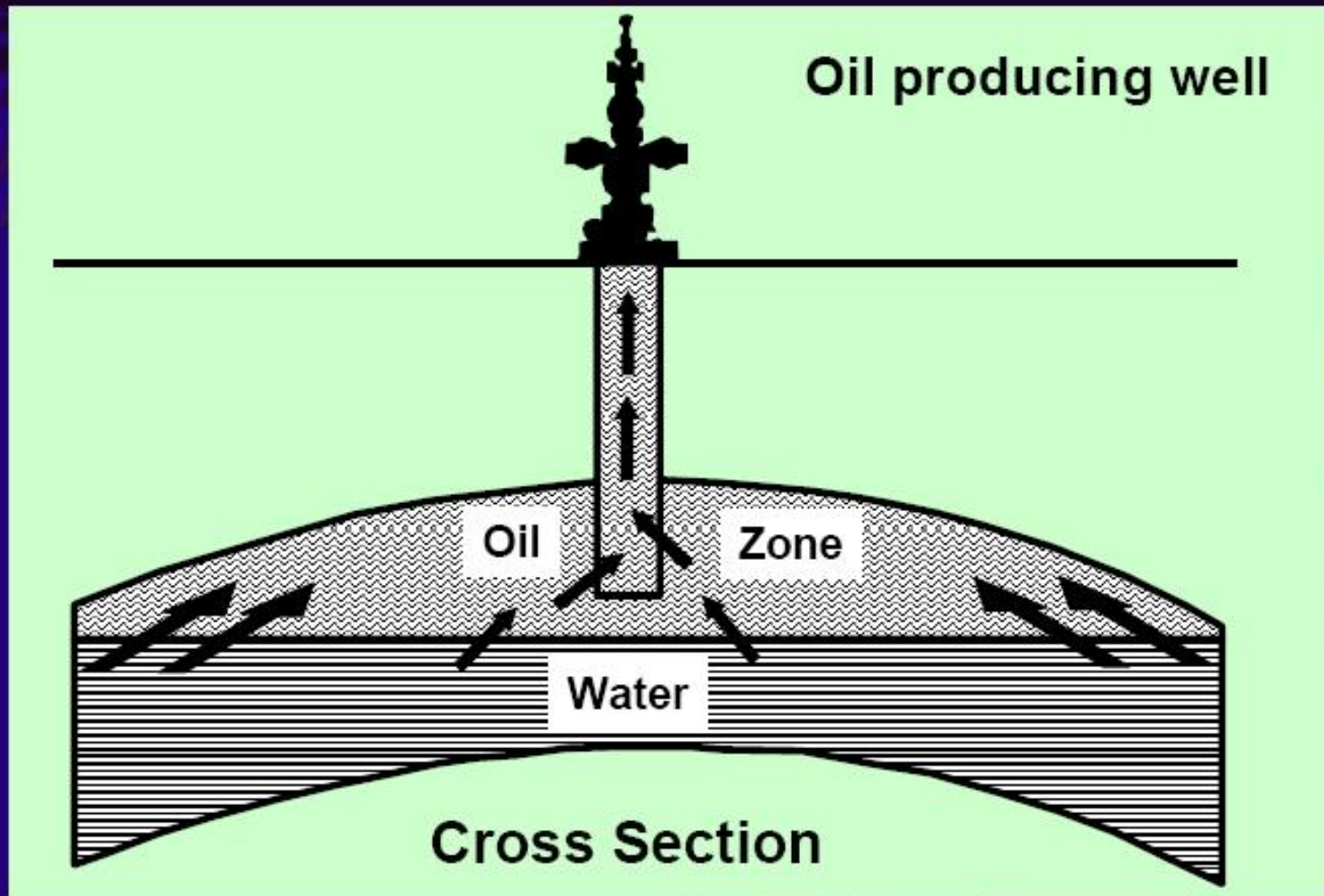
# Water Drive



- Water moves up to fill the "space" vacated by the oil as it is produced.

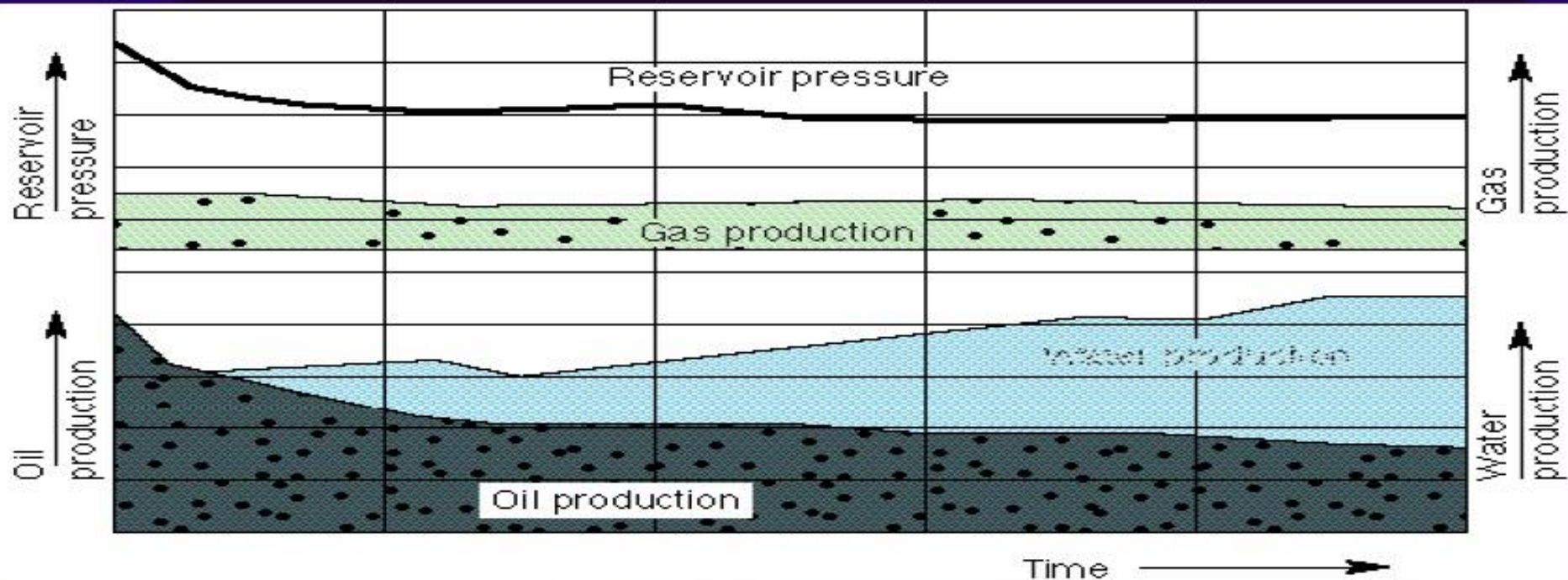


# Bottom Water Drive



- Water moves up to fill the "space" vacated by the oil as it is produced.

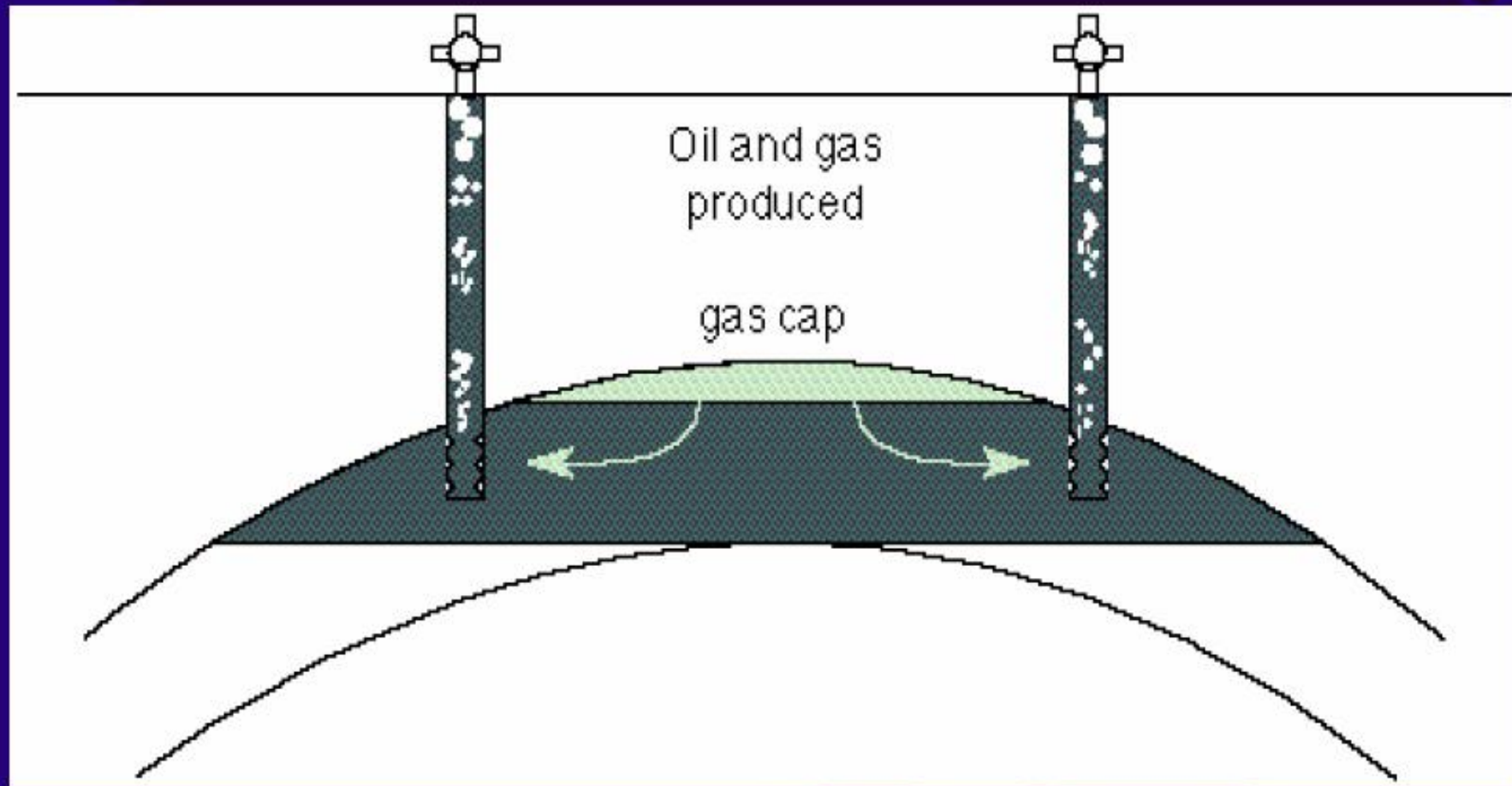
# WATER DRIVE 2



- This type of drive usually keeps the reservoir pressure fairly constant.
- After the initial “dry” oil production, water may be produced. The amount of produced water increases as the volume of oil in the reservoir decreases.
- Dissolved gas in the oil is released to form produced gas.



# GAS CAP DRIVE

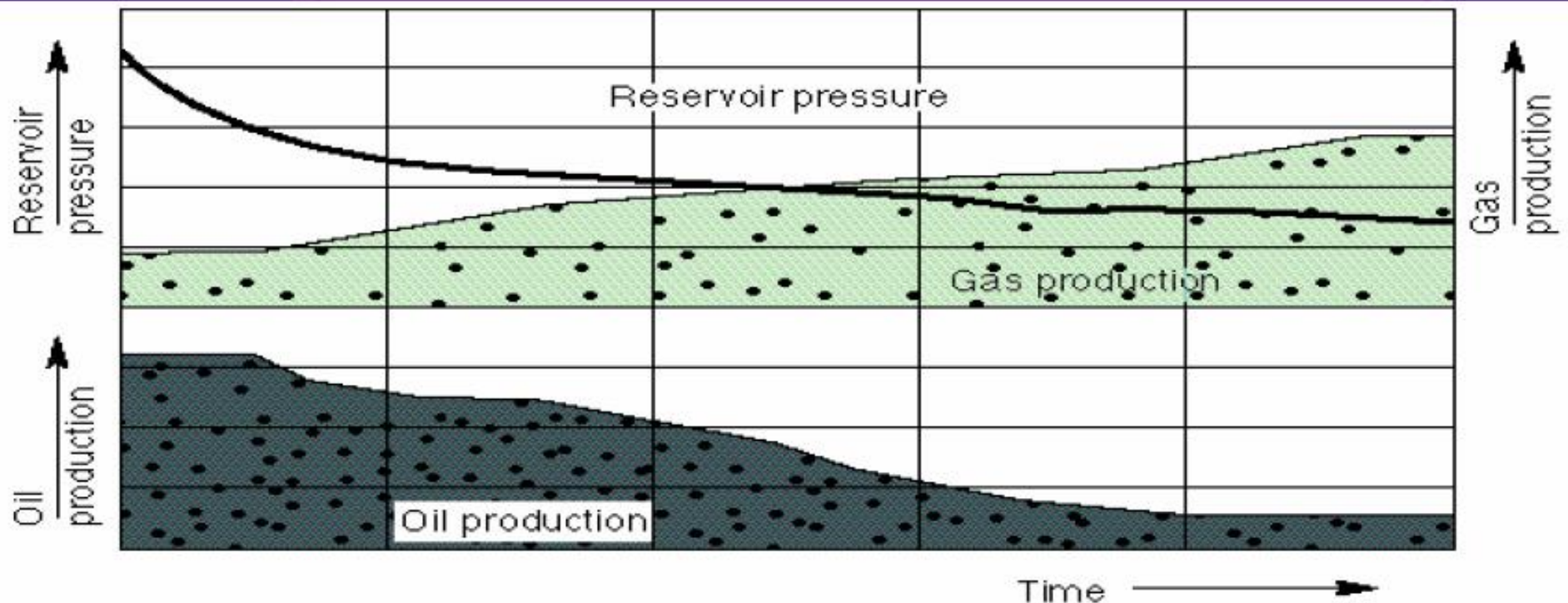


**Gas from the gas cap expands to fill the space vacated by the produced oil.**

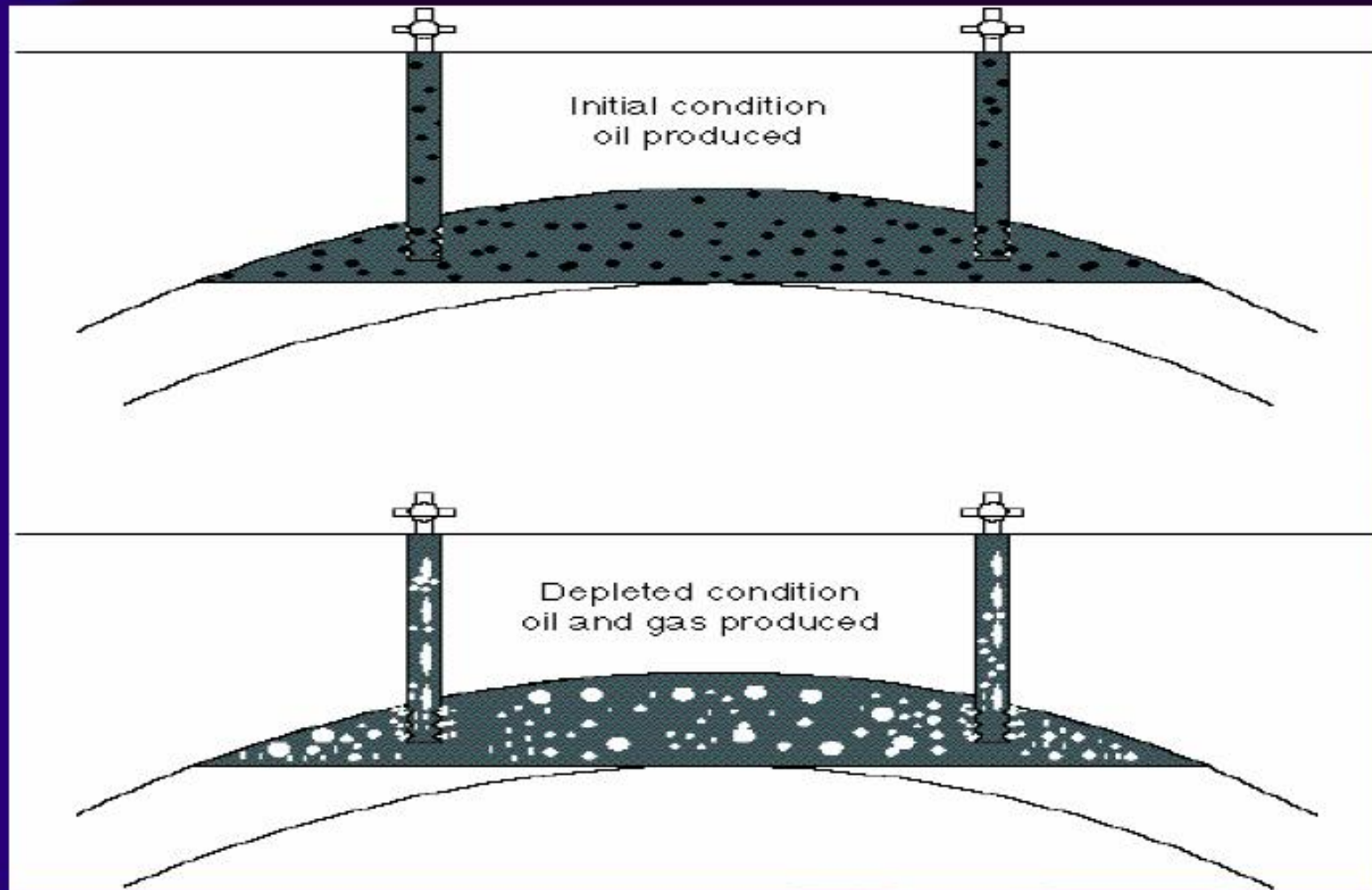


# GAS CAP DRIVE 2

- As oil production declines, gas production increases.
- Rapid pressure drop at the start of production.



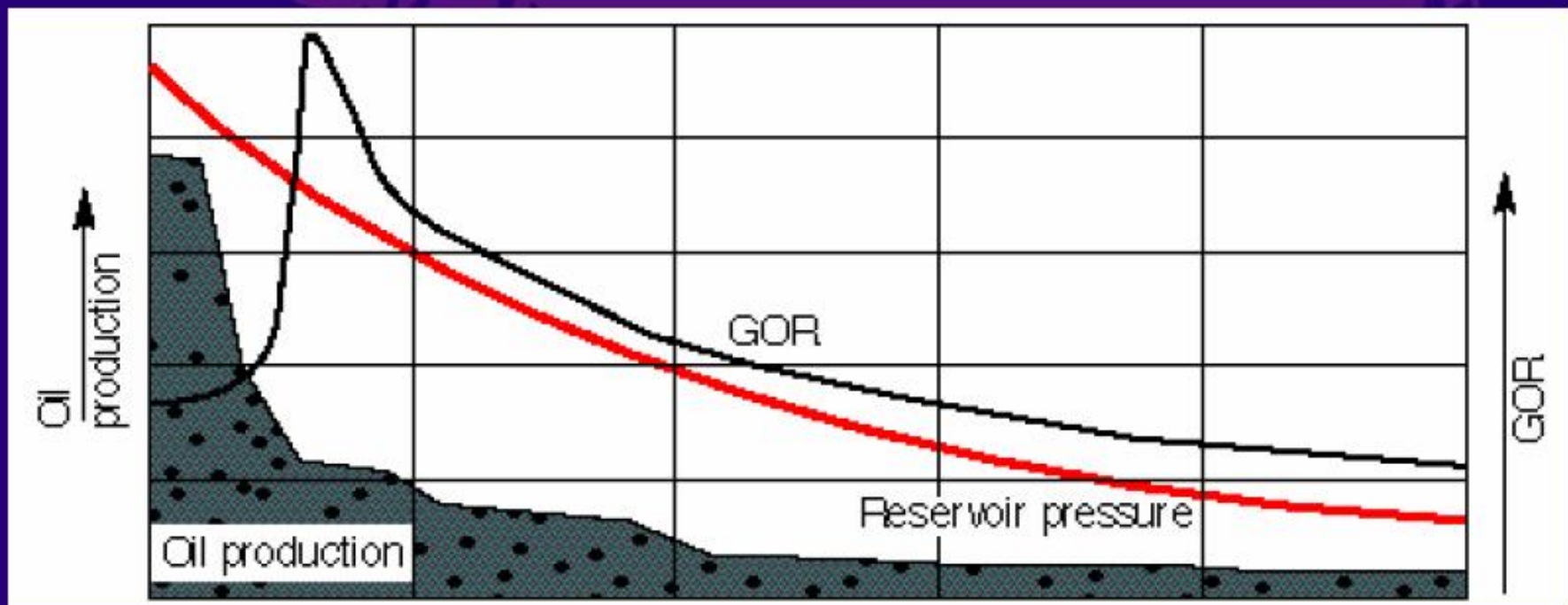
# SOLUTION GAS DRIVE



**After some time the oil in the reservoir is below the bubble point.**

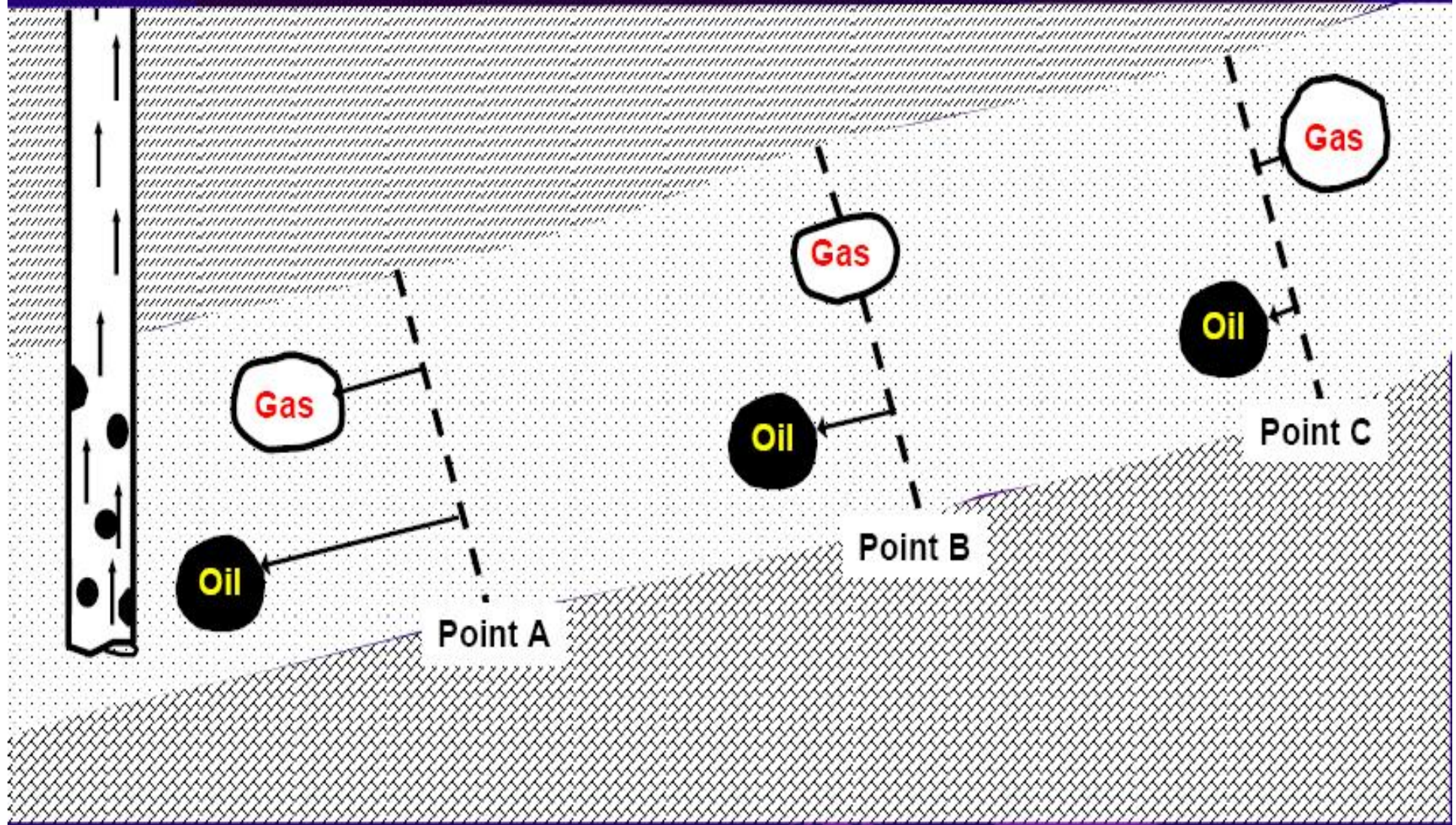
# SOLUTION GAS DRIVE 2

- An initial high oil production is followed by a rapid decline.
- The Gas/Oil ratio has a peak corresponding to the higher permeability to gas.
- The reservoir pressure exhibits a fast decline.





# GRAVITY DRAINAGE





# DRIVES GENERAL

- A water drive can recover up to 60% of the oil in place.
- A gas cap drive can recover only 40% with a greater reduction in pressure.
- A solution gas drive has a low recovery.



# Average Recovery Factors

Drive Mechanism	Average Oil Recovery Factors, % of OOIP	
	Range	Average
Solution-gas drive	5 - 30	15
Gas-cap drive	15 - 50	30
Water drive	30 - 60	40
Gravity-drainage drive	16 - 85	50

Drive Mechanism	Average Gas Recovery Factors, % of OGIP	
	Range	Average
Volumetric reservoir (Gas expansion drive)	70 - 90	80
Water drive	35 - 65	50



# DRIVE PROBLEMS

## Water Drive:

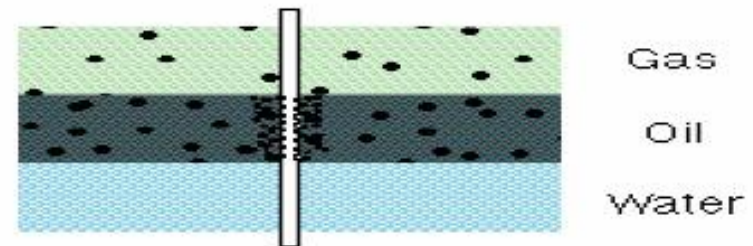
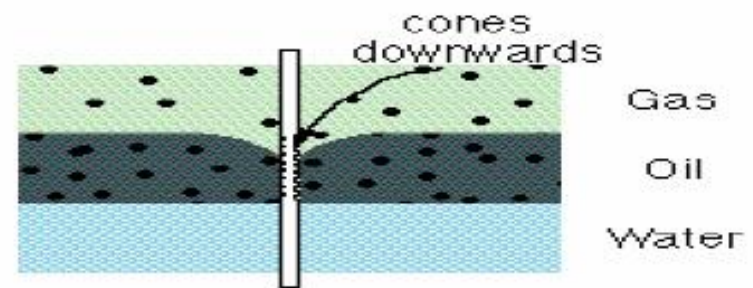
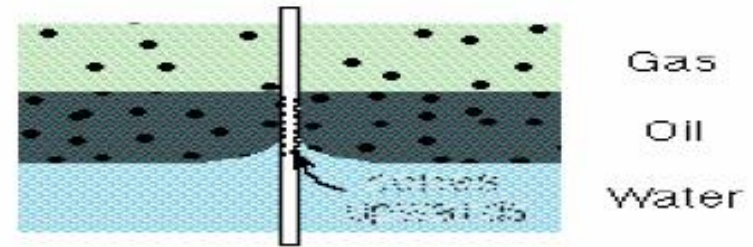
- Water can cone upwards and be produced through the lower perforations.

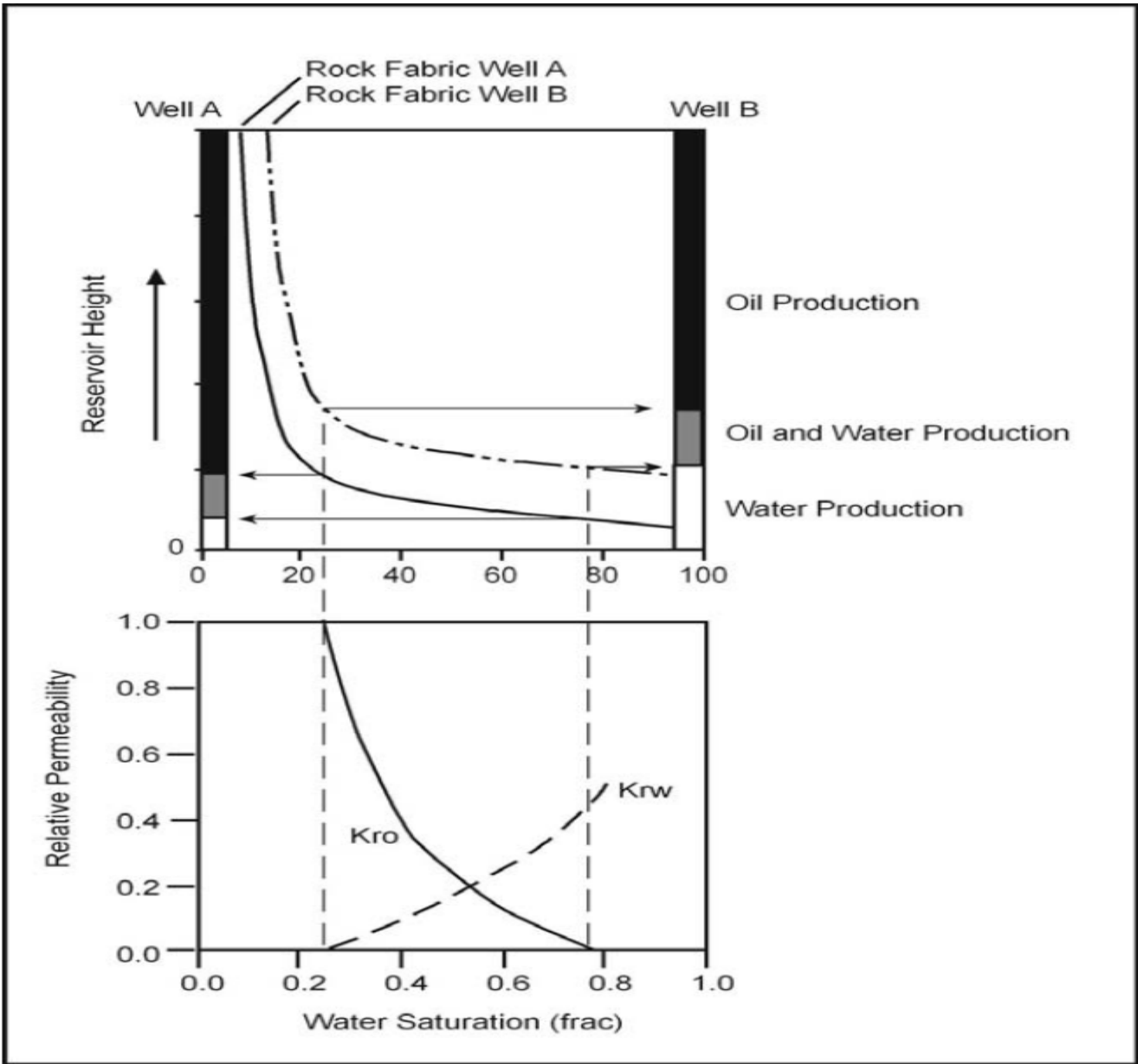
## Gas Cap Drive:

- Gas can cone downwards and be produced through the upper perforations.
- Pressure is rapidly lost as the gas expands.

## Gas Solution Drive:

- Gas production can occur in the reservoir, skin damage.
- Very short-lived.





# PETROLEUM SYSTEMS

- ò The petroleum system is a unifying concept that **encompasses all of the disparate elements and processes of petroleum geology**. Practical application of petroleum systems can be used in **exploration, resource evaluation, and research**. A petroleum system encompasses a pod of active source rock and all genetically related oil and gas accumulations. It includes all the geologic elements and processes that are essential if an oil and gas accumulation is to exist.
- ò A petroleum system encompasses a pod of active or once-active source rock, all related oil and gas, and all geologic elements and processes that are essential for petroleum accumulations to exist. The principal objective of the petroleum system approach is to show the geographic boundaries of oil and gas occurrence. This facilitates the identification of new plays and allows us to more readily identify the additional data, training, and skills needed to properly allocate resources. For example, geochemical confirmation of a petroleum system by oil-to-oil correlation allows us to focus on defining migration pathways with the expectation that we can find traps that have not yet been identified

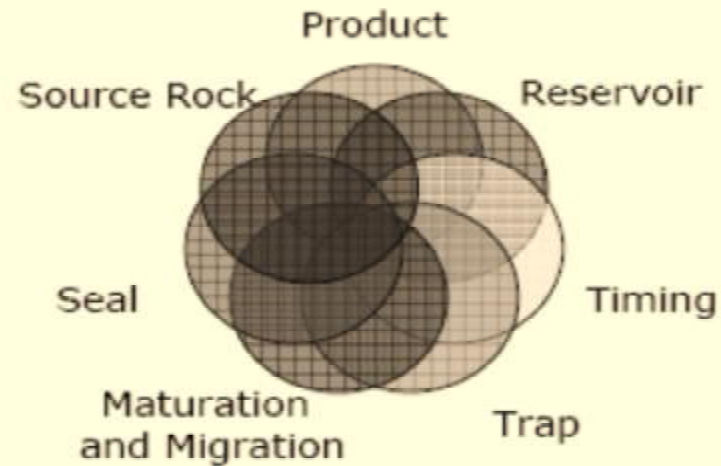


- ELEMENTS:

- Source rock
- Reservoir
- Seal
- Trap
- Maturation and Migration
- Timing
- Product



What is a Petroleum System ?

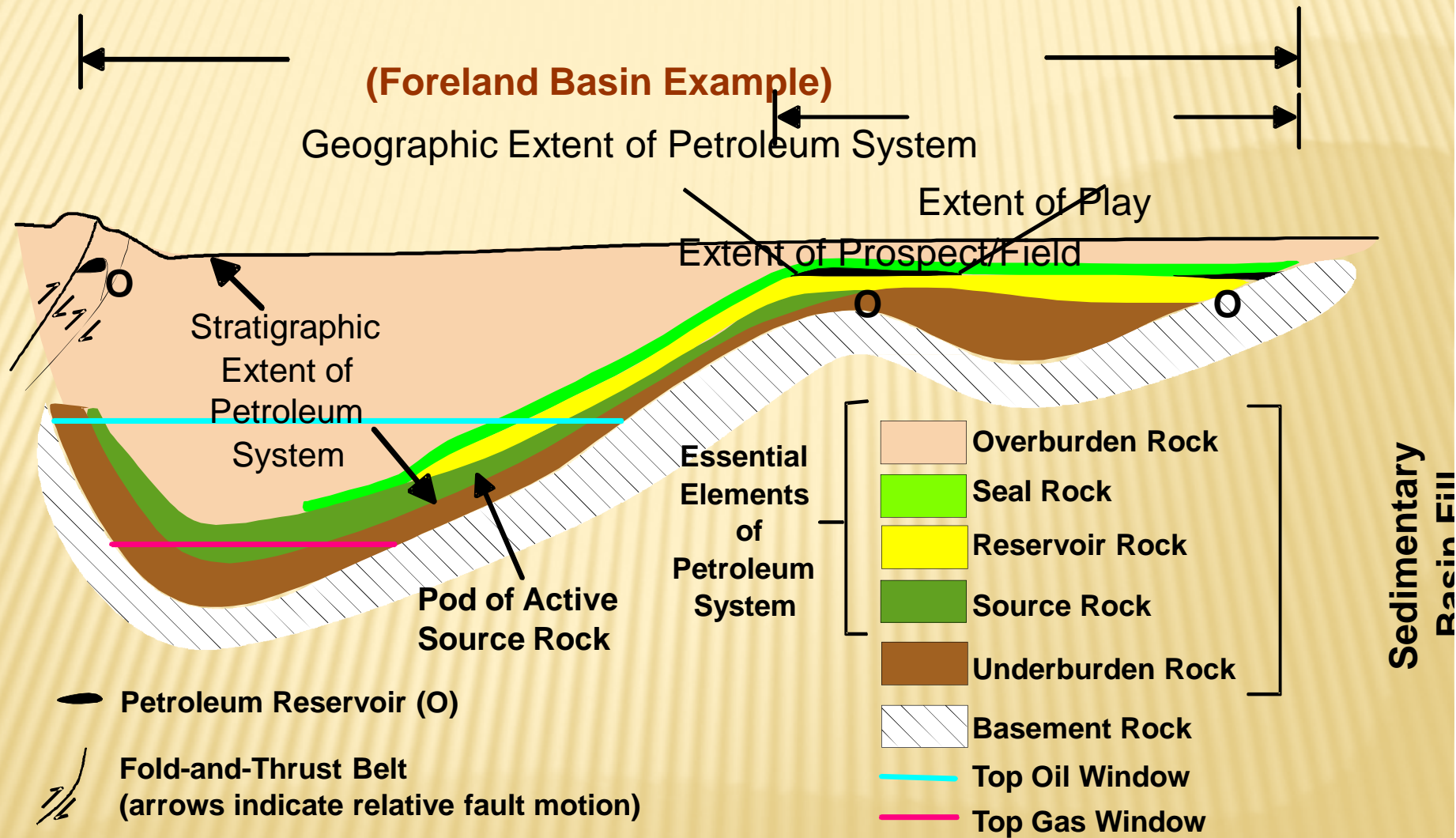


---

***Geochemistry*** is the key to petroleum systems because it is required to:

- Ø Establish the genetic link between petroleum and the pod of active source rock (oil–source rock correlation),
- Ø Map the geographic extent of the petroleum systems and of the pod of source rock (e.g. for volumetric calculations of yield),
- Ø Assess the timing of generation-migration-accumulation relative to trap formation.

# Cross Section Of A Petroleum System



(modified from Magoon and Dow, 1994)



# NAMING A PETROLEUM SYSTEM

The name of a petroleum system contains several parts that name the hydrocarbon fluid system:

1. The source rock in the pod of active source rock
2. The name of the reservoir rock that contains the largest volume of in-place petroleum
3. The symbol expressing the level of certainty

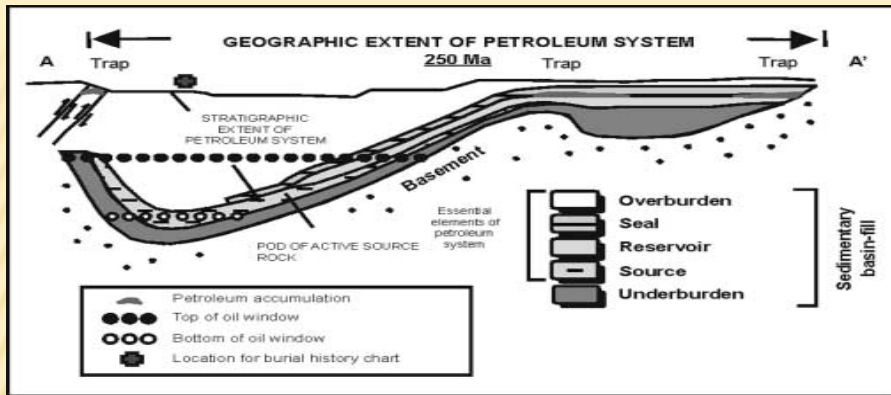


# NAMING A PETROLEUM SYSTEM

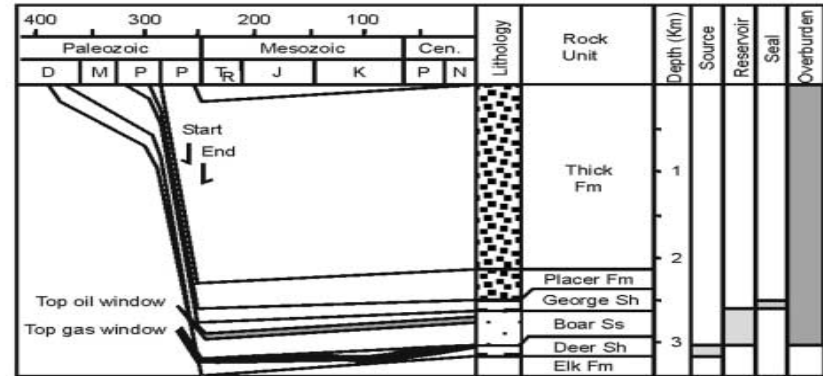
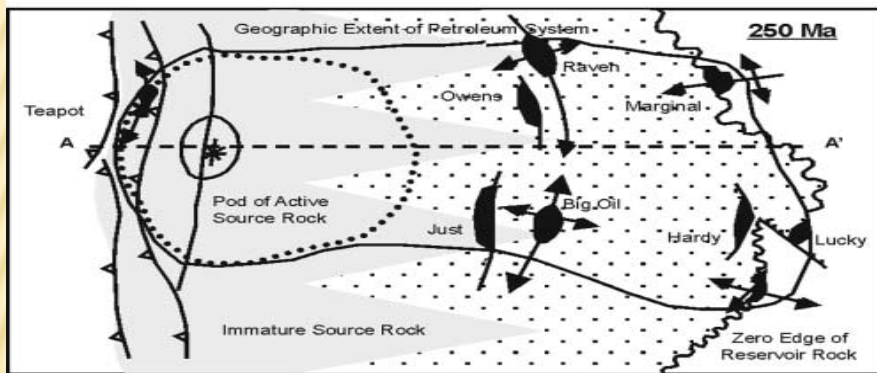
A petroleum system can be identified at three levels of certainty: *known*, *hypothetical*, and *speculative*. The level of certainty indicates the confidence for which a particular pod of mature source rock has generated the hydrocarbons in an accumulation. At the end of the system's name, the level of certainty is indicated by (!) for known, (.) for hypothetical, and (?) for speculative.

The table below indicates how the level of certainty is determined.

Level of Certainty	Criteria	Symbol
Known	A positive oil–source rock or gas–source rock correlation	(!)
Hypothetical	In the absence of a positive petroleum–source rock correlation, geochemical evidence	(.)
Speculative	Geological or geophysical evidence	(?)



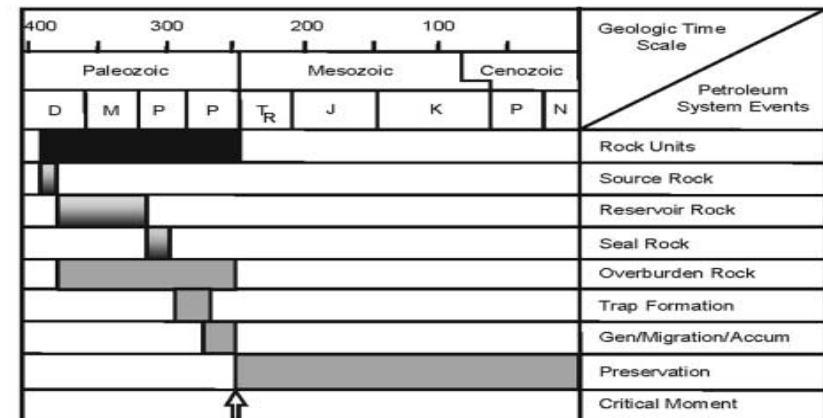
# Deer-Boar(.) Petroleum System Folio Sheet



Critical Moment

**Table of accumulations for Deer-Boar(.) petroleum system.**

Field Name	Date discovered	Reservoir rock	API Gravity (°API)	Cumulative oil production (x10 <sup>6</sup> bbl)	Remain reserves (x10 <sup>6</sup> bbl)
Big oil	1954	Boar Ss	32	310	90
Raven	1956	Boar Ss	31	120	12
Owens	1959	Boar Ss	33	110	19
Just	1966	Boar Ss	34	160	36
Hardy	1989	Boar Ss	29	85	89
Lucky	1990	Boar Ss	15	5	70
Marginal	1990	Boar Ss	18	12	65
Teapot	1992	Boar Ss	21	9	34



Folio sheet for the hypothetical Deer-Boar petroleum system contains five charts that define a systematic method to assess the regional, stratigraphic, and temporal distributions of petroleum



# PETROPHYSICS & ROCK EVALUATION

ن اطلاعات زمین شناسی و ارزیابی یک مخزن که از چاه در حال حفاری به دست می آید از چندین طریق انجام میشود:

ن 1- خرد شده های سنگ حفاری شده (Cuttings) که توسط گردش گل حفاری به سطح زمین آورده شده و توسط زمین شناسی بررسی می شود

ن 2- مطالعه مغزه (Core)

ن 3- راندن نمودارهای الکتریکی گوناگون در داخل چاه که با تفسیر آنها می توان اطلاعات دقیقی از لایه های حفاری شده در چاه بدست آورد. امروزه از نمودارهای گوناگونی برای ارزیابی مخازن استفاده میشود.

---

❖ لاگ بر حسب تعریف عبارت است از یک یا مجموعه ای از ویژگیهای سنگها و طبقات اطراف چاه ها است که بصورت نمودار ثبت می گردد.

❖ بطور کلی سه گروه لاگ امروزه در صنعت نفت مورد استفاده قرار میگیرد.

❖ 1- لاگهای التریکی

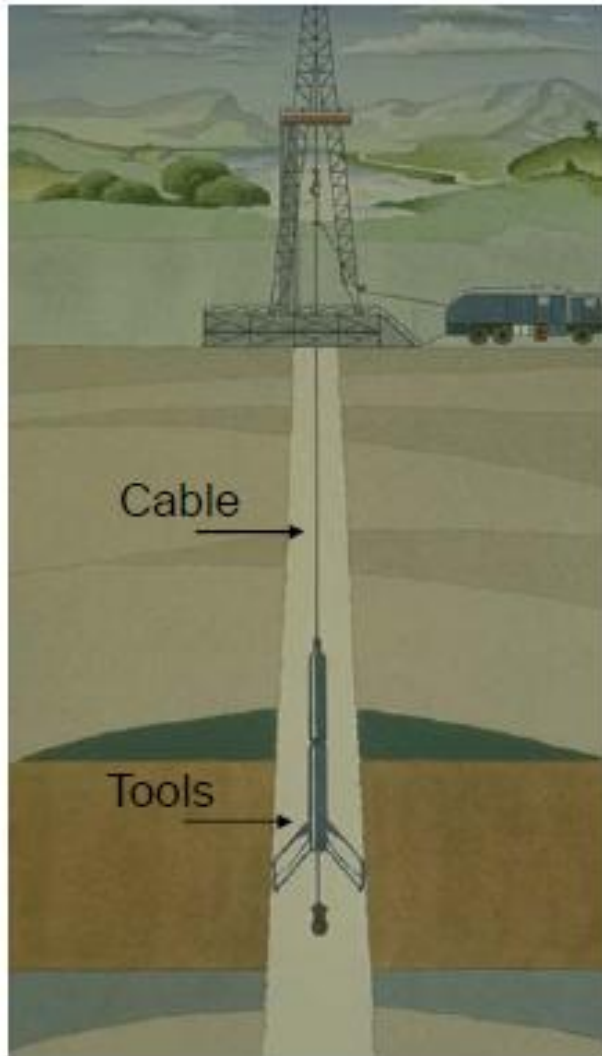
❖ 2- لاگهای هسته ای

❖ 3- لاگهای صوتی

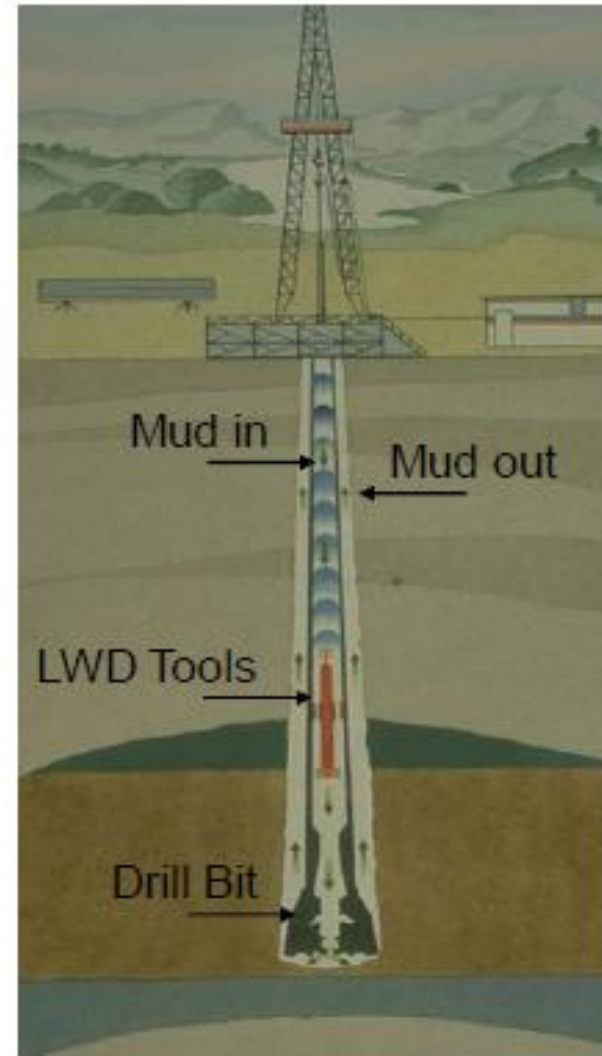




## Wireline Logging



## Logging while Drilling



# LOG ANALYSIS

## FOR RESERVOIR CORRELATION & MAPPING

- **LITHOLOGY / FACIES IDENTIFICATIONS & MARKERS DETERMINATION** → continuity, consistency, missing sections & repetition sections (faults or overturn)
- **DEPOSITIONAL ENVIRONMENT**
- **VERTICAL ZONATIONS**
  - TOP & BOTTOM
  - FLOW UNIT
- **FLUID CONTACTS** → OWC, GOC & GWC
- **RESERVOIR PARAMETERS** → Por, Perm, Sw etc
- **NET PAY THICKNESS DETERMINATIONS**



# WIRELINE LOG

## 1. WHAT IS WELL LOGGING:

1. WELL LOG IS A CONTINUOUS RECORD OF MEASUREMENT MADE IN BORE HOLE RESPOND TO VARIATION IN SOME PHYSICAL PROPERTIES OF ROCKS THROUGH WHICH THE BORE HOLE IS DRILLED.
2. TRADITIONALLY LOGS ARE DISPLAY ON GIRDED PAPERS SHOWN IN FIGURE.
3. NOW A DAYS THE LOG MAY BE TAKEN AS FILMS, IMAGES, AND IN DIGITAL FORMAT.

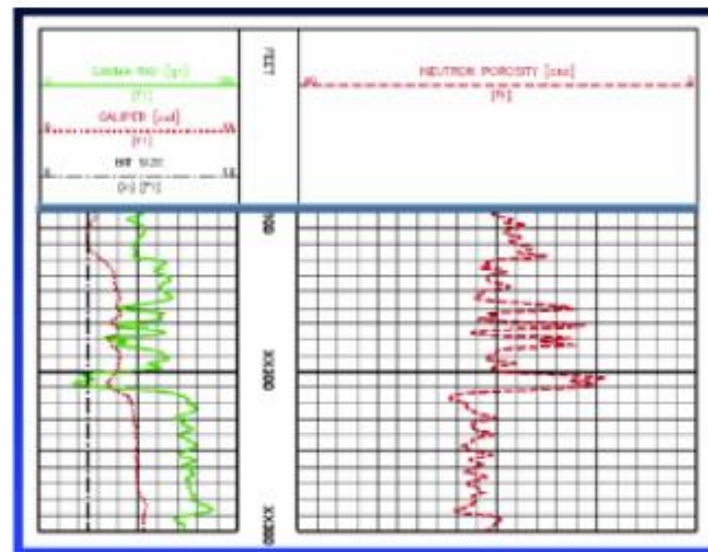
## 2. WIRELINE LOGGING IS PERFORMED WITH A SONDE LOWERED INTO THE BOREHOLE OR WELL

## 3. 2 TYPES OF WIRELINE LOGGING :

1. OPEN HOLE LOGGING
2. CASED HOLE LOGGING

## 4. INTERPRETATION METHODS

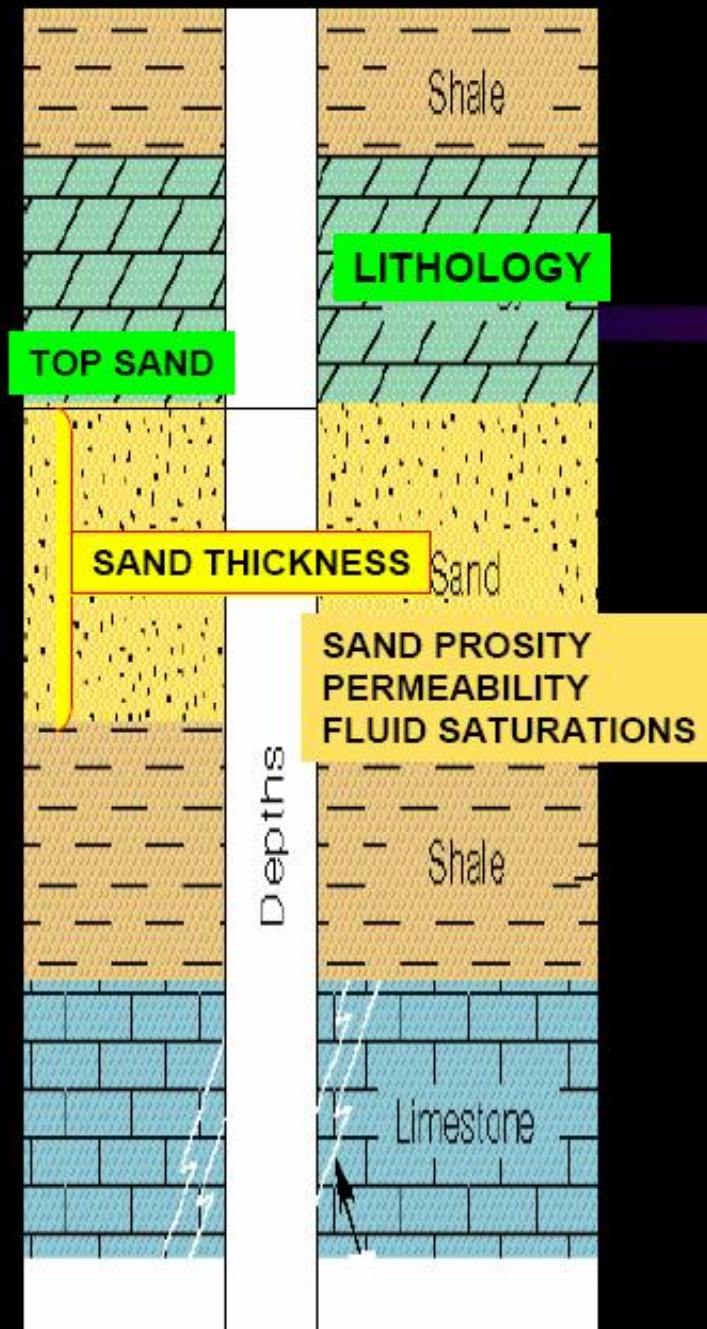
1. QUALITATIVE
2. QUANTITATIVE
  1. MANUAL
  2. COMPUTERIZED





# LOG INTERPRETATION

IS A PROCESS OF USING WELL LOGS TO EVALUATE THE CHARACTERISTIC OF FORMATION :



- **STORAGE CAPACITY** → porosity, fluid saturations and net pay thickness
- **FLUID PROPERTIES** → density, fluid type, fluid contacts, API gravity, water resistivity & salinity, temperature, GOR
- **GEOLOGICAL SETTING** → structural/dip/fracture, geologic environment, facies characteristic, top/bottom reservoir, heterogeneities, distribution
- **PRODUCTIVITY** : permeability, water cut, GOR and rate (estimated)

# نمودارهای رادیواکتیویته: NUCLEAR LOGGING

تجزیه ی هسته ای برخی از عناصر به صورت تشعشعات ذرات آلفا ( $\alpha$ )، بتا ( $\beta$ ) و گاما ( $\gamma$ ) ظاهر می شود. دو ذره ی آلفا و بتا دارای قدرت نفوذ پایین هستند و ممکن است توسط جداره چاه متوقف شوند، در صورتی که پرتو گاما (Gamma-Ray: GR) مشابه پرتو X بوده و توانایی نفوذ تا چندین اینچ در سنگ یا فولاد را دارد. همه سنگ هایی که دارای کانی های رادیواکتیو هستند، تشعشع قابل اندازه گیری را منتشر می کنند.

نوع دیگر تشعشع نامرئی، نوترون (Neutron) است که از هیچ فرایند رادیواکتیویته ی طبیعی منتشر نمی شود و توسط تجزیه ی هسته ای ایجاد می گردد. این تشعشع می تواند تا چندین فوت در سرب نفوذ کند و مشاهده ی مستقیم آن مشکل است. نوترون ها در نمودارگیری کاربرد دارند، زیرا برهم کنش آن ها با ماده ی سنگی اثراتی تولید می کند که می تواند در چاه آشکار شود.



## نمودار پرتو گاما: GR: GAMMA RAY LOG

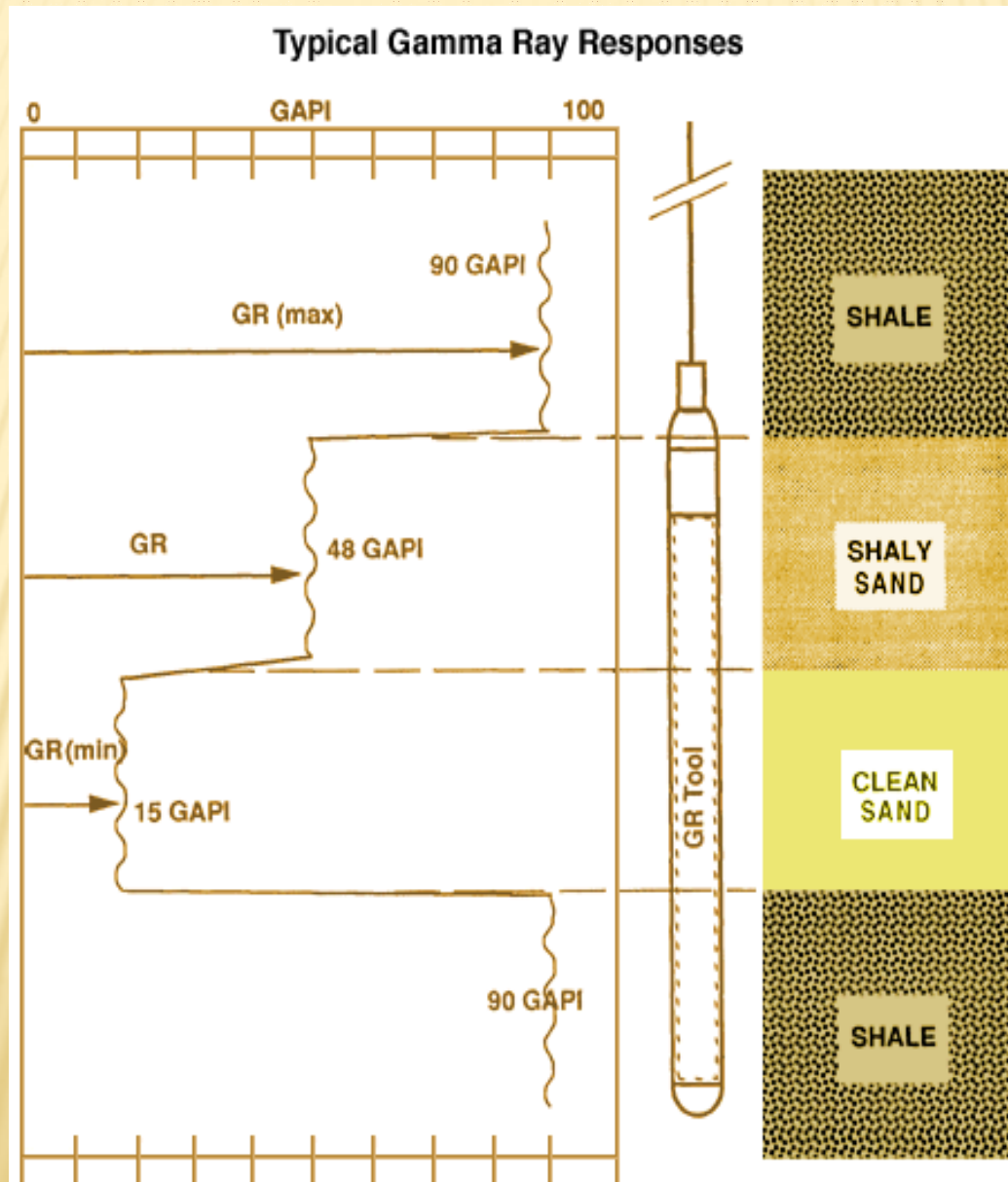
تجزیه ی هسته ای برخی از عناصر به صورت تشعشعات ذرات آلفا ( $\alpha$ )، بتا ( $\beta$ ) و گاما ( $\gamma$ ) ظاهر می شود. دو ذره ی آلفا و بتا دارای قدرت نفوذ پایین هستند و ممکن است توسط جداره چاه متوقف شوند، در صورتی که پرتو گاما (Gamma-Ray: GR) مشابه پرتو X بوده و توانایی نفوذ تا چندین اینچ در سنگ یا فولاد را دارد. همه سنگ هایی که دارای کانی های رادیواکتیو هستند، تشعشع قابل اندازه گیری را منتشر می کنند.

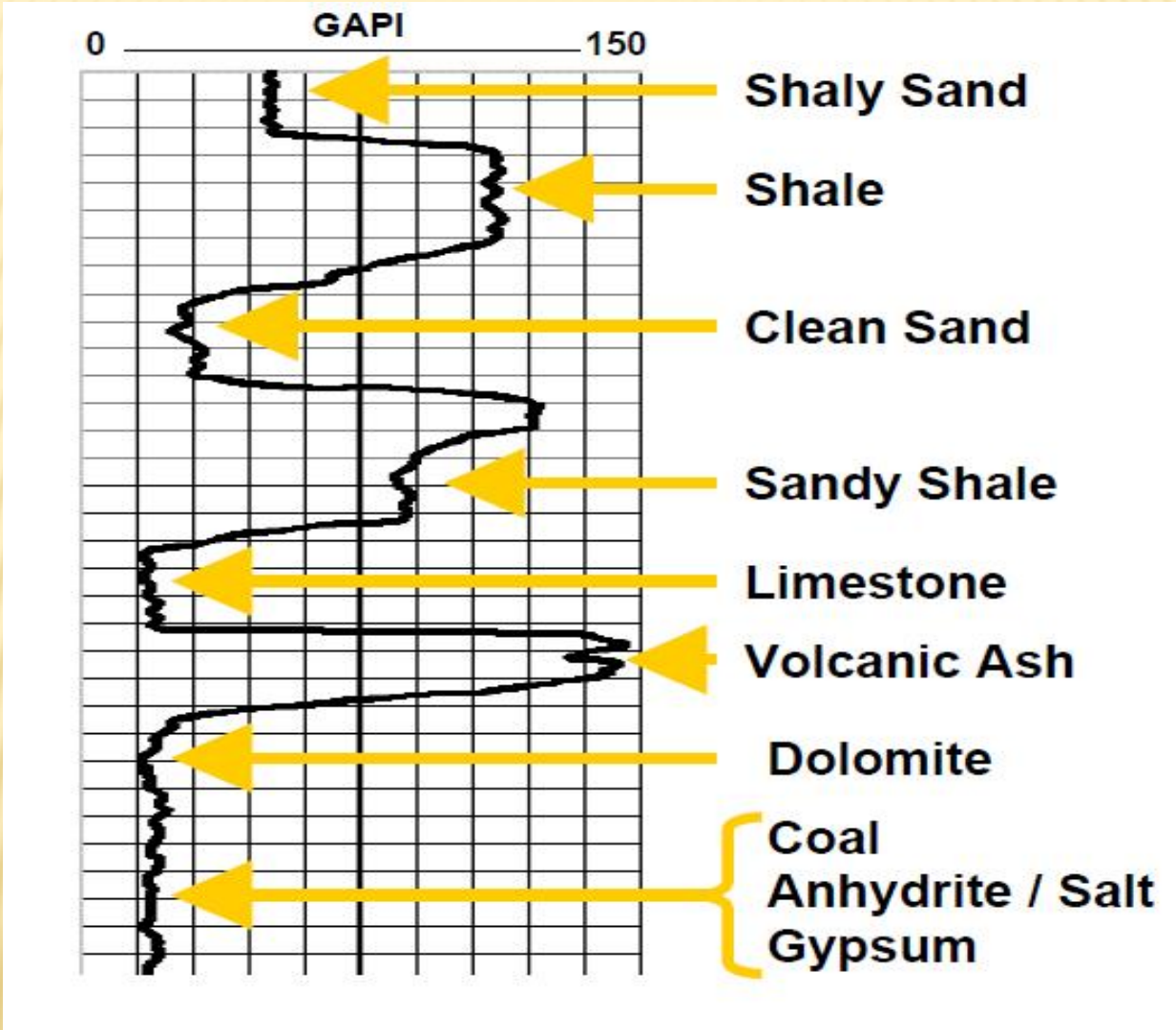
در این نمودار مقدار مواد رادیواکتیو ی طبیعی سازندها اندازه گیری می شود. در سنگ های رسوبی، نمودار پرتو گاما تا حدی بیانگر حجم رس سازند است، چون عناصر رادیواکتیو نظیر پتاسیم عمدتاً در رس ها متمرکزند. سازندهای تمیز معمولاً یک سطح بسیار پایین از رادیواکتیو دارند، به جز در مواردی که دارای ناخالصی هایی مانند خاکستر آتشفشانی یا گرانیات هوازده باشند، یا هنگامی که آب سازندها حاوی نمک های پتاسیم حل شده باشد. از این نمودار برای هم تراز ی طبقات زمین به همراه نمودار صوتی استفاده می شود.

واحد این نمودار API است که بر روی کاغذ نمودار گیری معمولاً بین 0 تا 150 API اندازه گیری میشود که هر تقسیم بندی 10 API است.



# GR RESPONSE TO LITHOLOGY



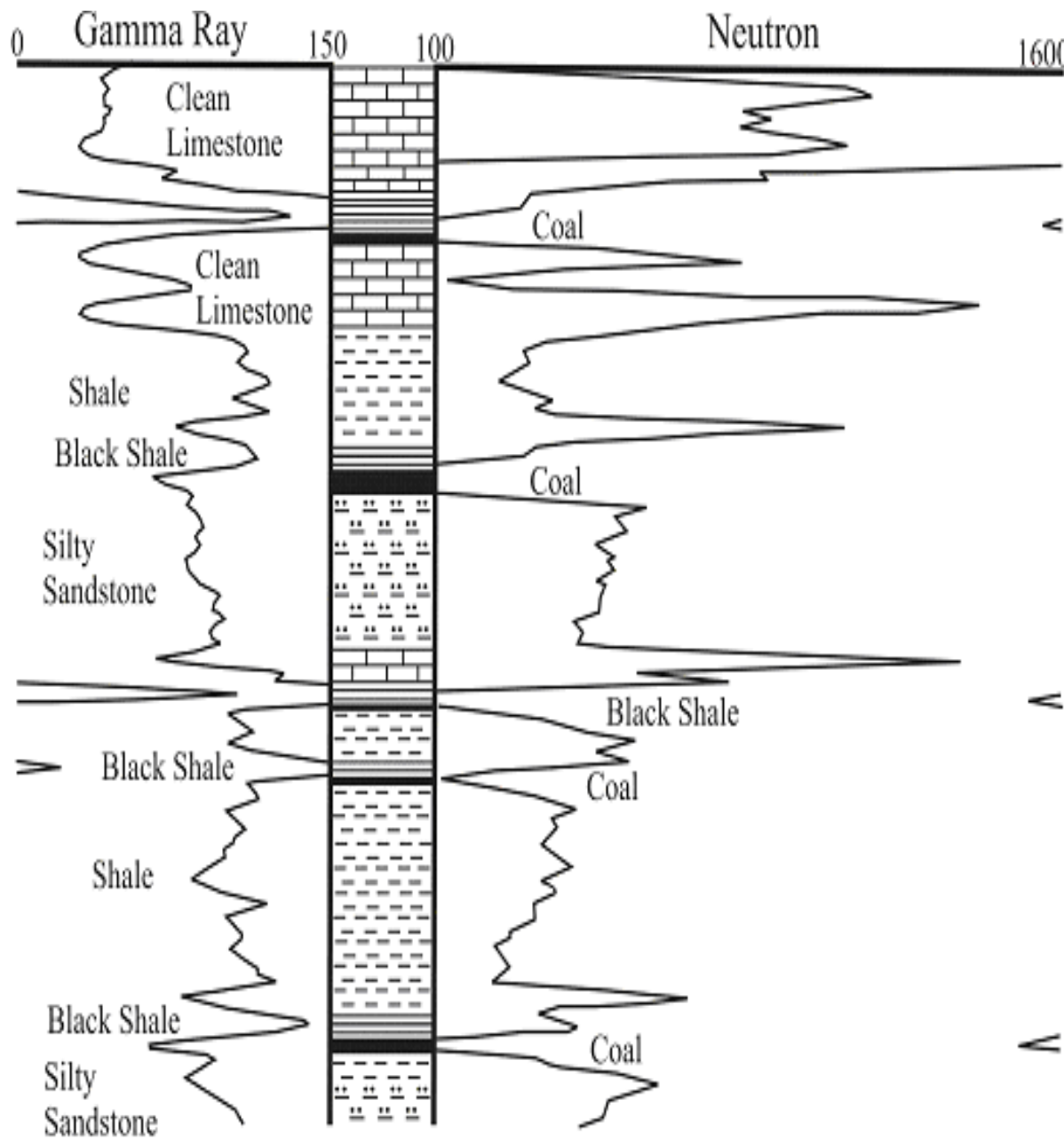


# نمودار نوترونی: (NEUTRON LOG)

اساس کار این نمودار بر اندازه گیری مقدار یون هیدروژن موجود در خلل و فرج سنگها است . از روی این اندازه گیری درصد تخلخل لایه ها تعیین میگردد.

نوترون ها در هسته ی همه ی عناصر به جز هیدروژن وجود دارند. یک سوند نمودارگیری نوترون دارای یک منبع بسیار رادیواکتیو از نوترون ها است که به طور مناسب از محفظه هدایت ساز حمایت می شود. اشعه نوترون از فرستنده وارد طبقات میشود و چنانچه در طبقات زمین هیدروژن وجود داشته باشد جذب آن می شود و مقدار کمی از آنها به گیرنده ها باز میگردد. و چنانچه در طبقات هیدروژن وجود نداشته باشد بخش عمده اشعه نوترون به گیرنده ها میرسد. مقدار دریافتی اشعه نوترون توسط گیرنده ها بصورت منحنی نشان داده می شوند. محتوای هیدروژن سنگ ها به ماهیت سیال موجود در فضای خالی و مقدار رس آن بستگی دارد. آب، نفت و گاز موجود در خلل و فرج سنگ ها، حاوی هیدروژن بوده و در نتیجه روی منحنی نوترون تأثیر می گذارند. از این خاصیت برای اندازه گیری میزان تخلخل استفاده میشود. از نمودار نوترونی در چاه های دارای جداره نیز می توان استفاده نمود. بر روی کاغذ منحنی این نمودار درصد تخلخل بین صفر تا 45 درصد خوانده میشود . که هر تقسیم بندی نشان دهنده 3 درصد تخلخل است .

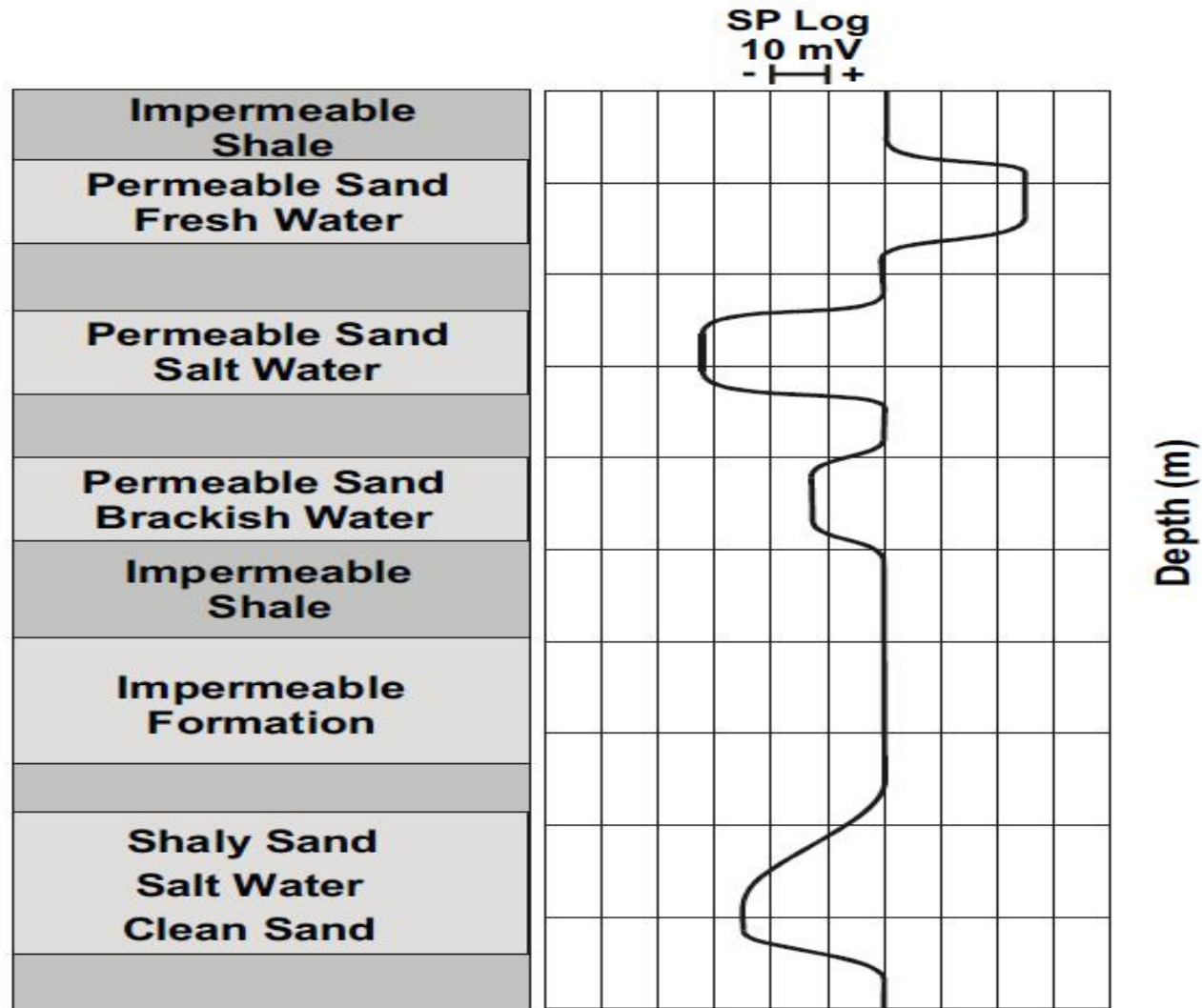




The CNL Neutron Log tool contains a radioactive source that bombards the formation with fast neutrons. These neutrons are slowed and then captured, primarily by hydrogen atoms in the formation. The slowed neutrons deflected back to the tool are counted by detectors. Since the tool responds primarily to the hydrogen content of the formation, the measurements are scaled in porosity units.

## نمودار پتانسیل خودزا : SP: SPONTANEOUS POTENTIAL LOGGING

نمودار SP ولتاژهای الکتریکی در داخل گل حفاری مقابل سازندها در اعماق مختلف یک چاه را ثبت می کند. پتانسیل خودزا ناشی از فعالیت های شیمیایی سیالات موجود در چاه و لایه های مجاور است. منبع اصلی پتانسیل خودزا در یک چاه، پتانسیل های الکتروشیمیایی می باشد. اثرات الکتروشیمیایی منبع اصلی پتانسیل طبیعی در بیشتر چاه های حفاری می باشد. این اثرات به علت مهاجرت یون ها از محلول های با غلظت بالا به محلول های با غلظت پایین بوجود می آید. این اختلاف پتانسیل ها را بر حسب میلی ولت اندازه گیری میگیرد. این نمودارها در شناسایی و تفکیک لایه های تراوا و لایه های ناتراوا، تعیین مرز بین لایه های زیرزمینی، محاسبه ی حجم شیل در مخازن غیرتمیز و ... به کار برده می شود.



**Figure 18.10** Typical responses of the SP log.



## نمودار مقاومت مخصوص (RESISTIVITY LOGS):

این نمودار مقاومت مخصوص سنگها را به همراه سیالات موجود در خلل و فرج آنها نشان میدهد. مقاومت مخصوص یک جسم آن مقدار مقاومتی است که آن جسم در برابر عبور جریان الکتریسیته از خود نشان میدهد. اساس کار این دستگاه نیز فرستادن امواج الکتریسیته به داخل لایه های زمین و اندازه گیری مقاومت آن لایه ها در برابر عبور این جریان است. مخازن زیر زمینی دارای هیدرو کربن مقاومت بیشتری در مقابل عبور جریان الکتریسیته نسبت به مخازن دارای آب از خود نشان میدهند. همچنین هر چه درصد اشباع نمکهای محلول در آب بیشتر باشد مقاومت آن محلول در برابر جریان الکتریسیته کمتر است. به طور کلی مقاومت مخصوص یک لایه بازتابی از نسبت هیدروکربن ها و آب موجود در آن لایه و در نتیجه درصد تخلخل لایه است. از این نمودار در چاه هایی که دارای گل حفاری پایه آبی (water base mud) هستند استفاده میشود و برای تعیین درصد تخلخل و درصد اشباع آب سازند به کار میروند. واحد نمودار مقاومت مخصوص اهم متر است.

## نمودار صوتی: (Sonic Log)

○ اساس این نمودار برای اندازه گیری سرعت صوت در لایه های زمین است. بدین معنی که زمان لازم برای طی کردن يك فوت در لایه ها به موازات جداره چاه اندازه گیری می شود. از این نمودار برای هم ترازى طبقات، تعیین نوع سنگها ( Litology ) و محاسبه تخلخل استفاده میشود. نمودار صوتی معمولا به همراه نمودار اشعه گاما در چاه رانده می شود و مجموعه این دو بهترین نمودار برای تعیین جنس سنگ های طبقات زمین است. واحد این نمودار میکروثانیه بر فوت است. بر روی کاغذ اندازه گیری تغییرات سرعت معمولا بین ۴۰ تا ۱۲۰۰ اندازه گیری میشود که هر تقسیم بندی برابر ۱۰ است.

## نمودار جرم مخصوص (FED=FORMATION DENSITY LOG)

این نمودار برای اندازه گیری جرم مخصوص الکترونی لایه ها که برابر تعداد الکترون ها در هر سانتی متر مکعب از سنگ است استفاده می گردد. اساس ابزار این نمودار گیر یک فرستنده اشعه رادیو اکتیو و دو گیرنده اشعه های باز یافت است. از این نمودار برای اندازه گیری تخلخل لایه ها و تعیین سطح گازها در طبقات استفاده می شود. این نمودارها نوع ویژه ای از نمودارهای رادیواکتیویته هستند که چگالی سازندها را ثبت می کنند. در ابزار نمودارگیری چگالی، منبع پرتو گاما است. در این روش، پرتو گاما از منبع به سازند ساطع شده و توسط ثبت کننده دریافت می شود. چون جذب و پراکندگی پرتو گاما در سازند تا درجه ی زیادی به تراکم مواد، به عبارت دیگر به مقدار الکترون های موجود در مسیرش بستگی دارد، بنابراین توسط این نمودار، چگالی کل (bulk density) و لذا تخلخل سنگ اندازه گیری می شود. معمولاً این نمودار به همراه نمودار نوترون در چاه رانده میشود. واحد نمودار جرم مخصوص گرم بر سانتی متر مکعب است. وبر روی کاغذ نمودار گیری معمولاً بین ۲ تا ۳ گرم در سانتی متر مکعب اندازه گیری می شود که هر تقسیم بندی معادل 0/05 گرم بر سانتی متر مکعب است .



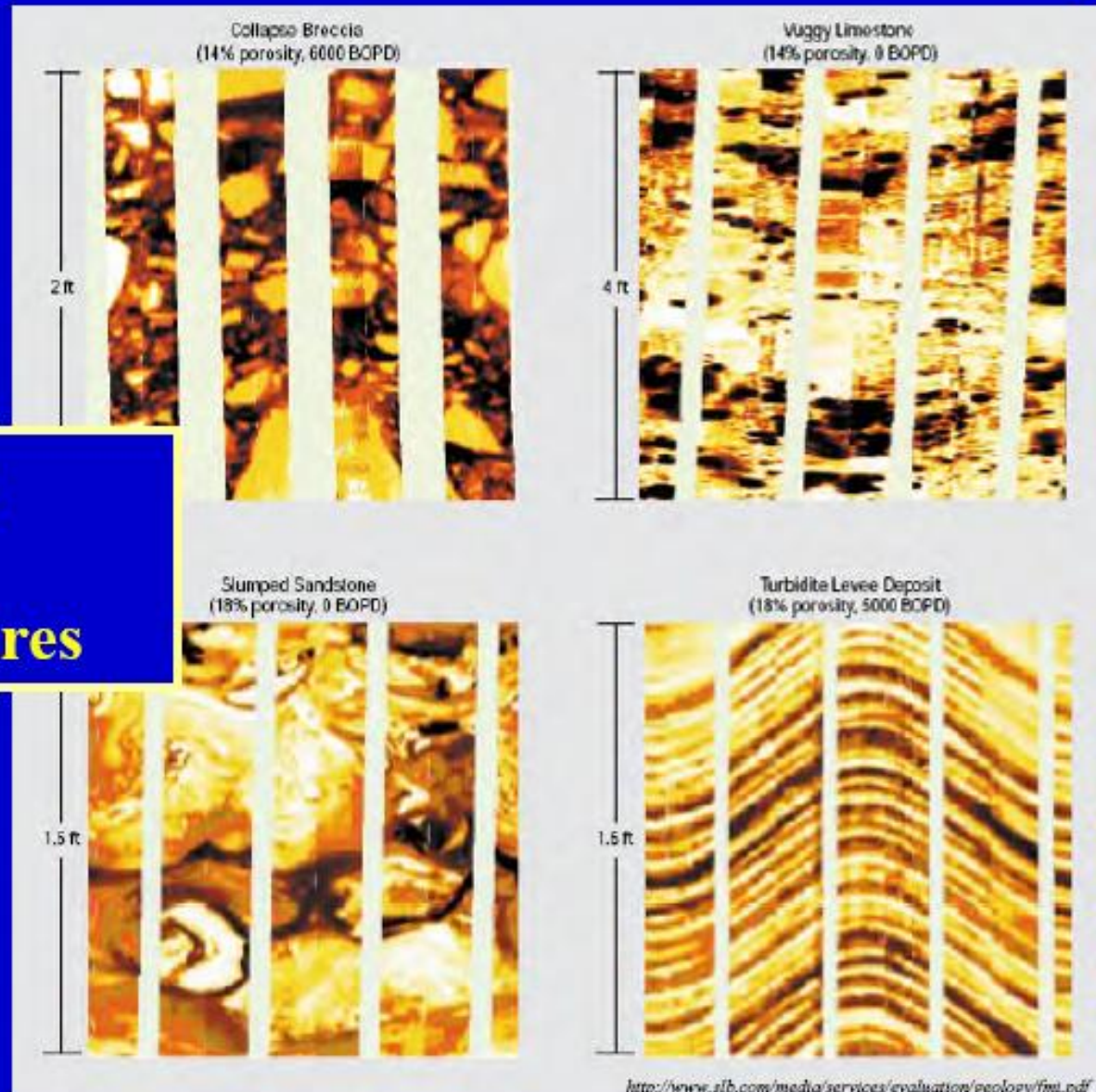
## نمودار قطر یاب: (CALIPER LOGGING)

از این نمودار برای اندازه گیری قطر داخلی چاه باز و یا تغییرات ایجاد شده در پوشش جداري چاه ها استفاده می شود. این ابزار را می توان به تنهایی و یا همراه سایر نمودار ها استفاده نمود. معمولا به همراه ابزار نمودار گیری پرتو گاما و اندازه مته به داخل چاه رانده می شود. یکی از موارد عمده استفاده از این نمودار برای بدست آوردن حجم دقیق داخل چاه برای تعیین مقدار سیمان برای سیمان کاری پشت لوله جداره و تعیین نقاط شسته شده است.

# Formation Evaluation: Borehole image



- Dip orientation
- Strata
- Faults & fractures





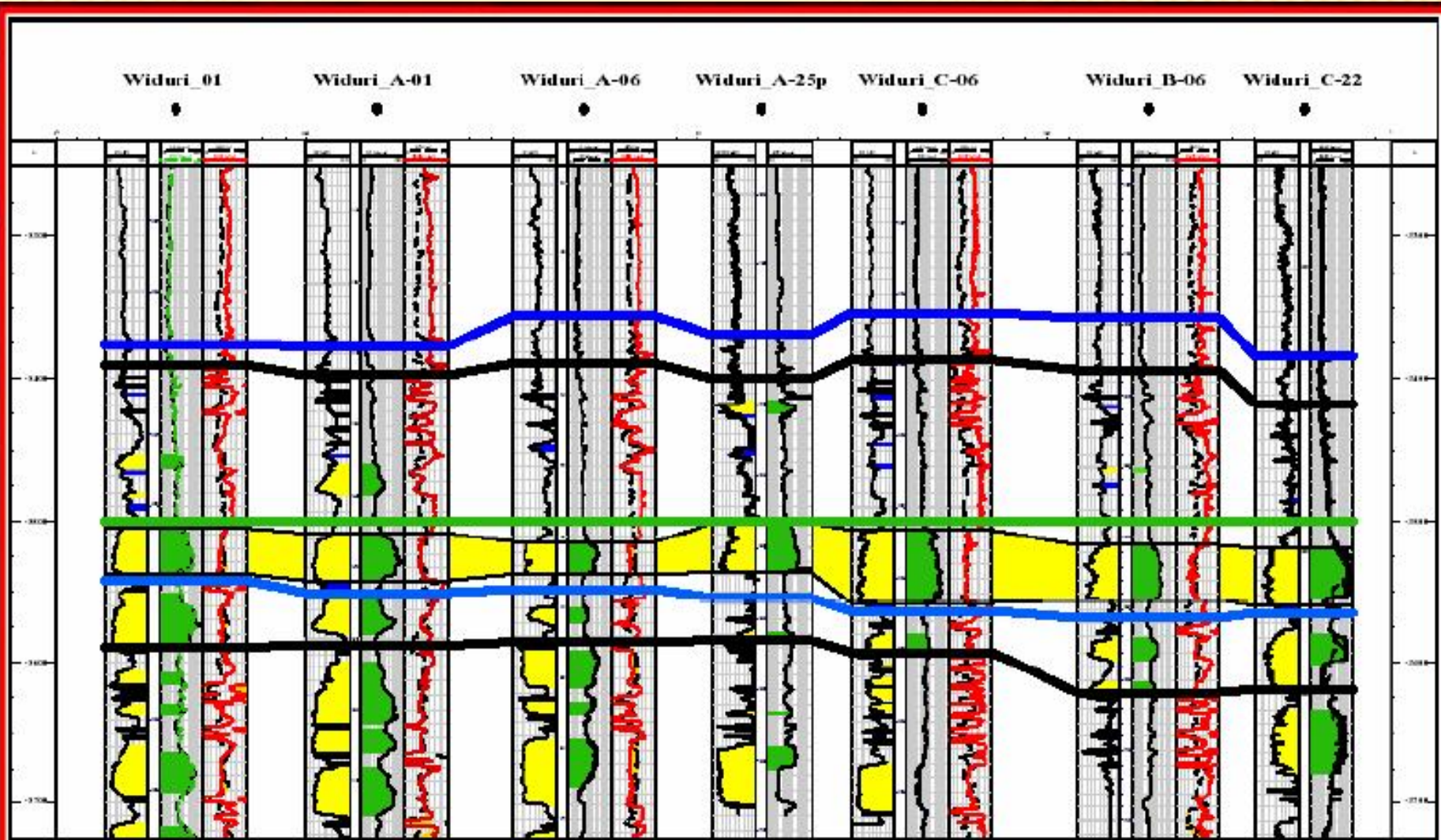
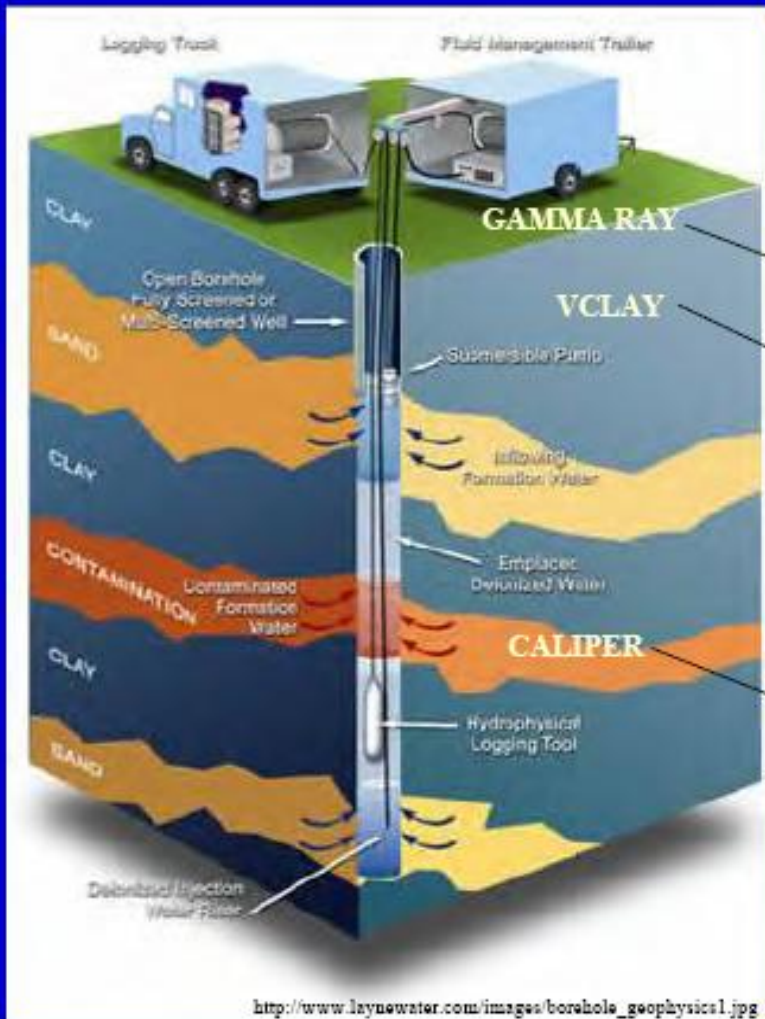


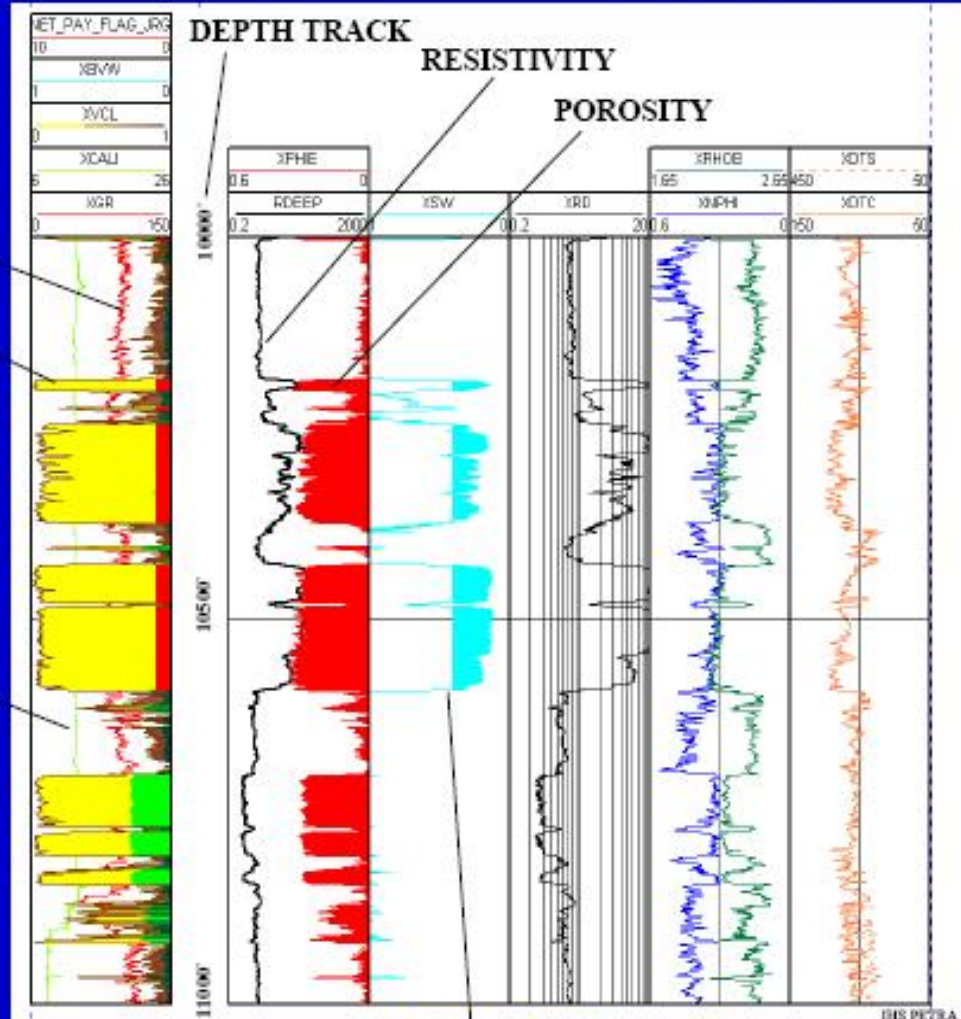
FIGURE 8 - Stratigraphic Correlation of the 34-1 Sandstone Reservoir.



# Formation Evaluation: Wireline Logs



[http://www.lzynewater.com/images/borehole\\_geophysics1.jpg](http://www.lzynewater.com/images/borehole_geophysics1.jpg)



SATURATION

BIS PETRA

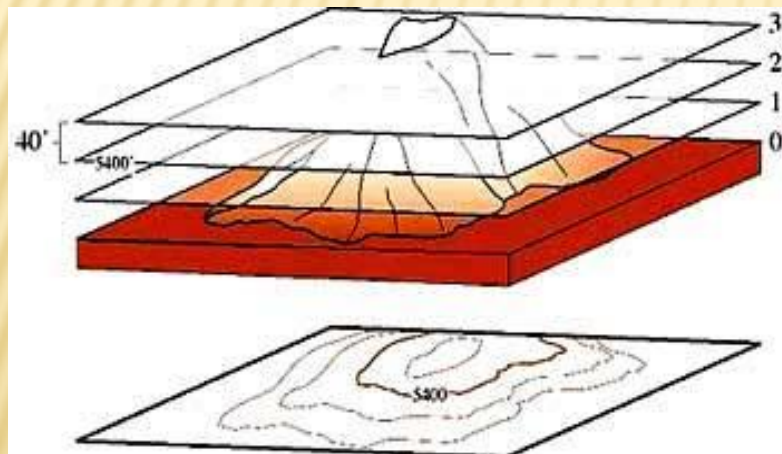
# نقشه های متداول در زمین شناسی نفت

نقشه عبارت است از رسم تصاویر افقی عوارض زمین بر روی یک صفحه کاغذ. لازمه هر نقشه وجود سطحی است که نقشه بر مبنای آن سطح تدوین و تکمیل می شود. این سطح را سطح مبدا می گویند.

در مطالعات زمین شناسی نفت بویژه مطالعات اکتشافی نقشه های مختلفی تهیه می شود.

## v ۱- نقشه های منحنی میزان (Contour Map)

این نقشه ها از منحنی هایی تشکیل شده است که نقاط هم ارزش را بهم متصل میکند. از مهمترین نقشه های این گروه می توان به نقشه های ذیل اشاره کرد.



Ø نقشه های توپوگرافی

Ø نقشه های ساختمانی

Ø نقشه های هم ضخامت

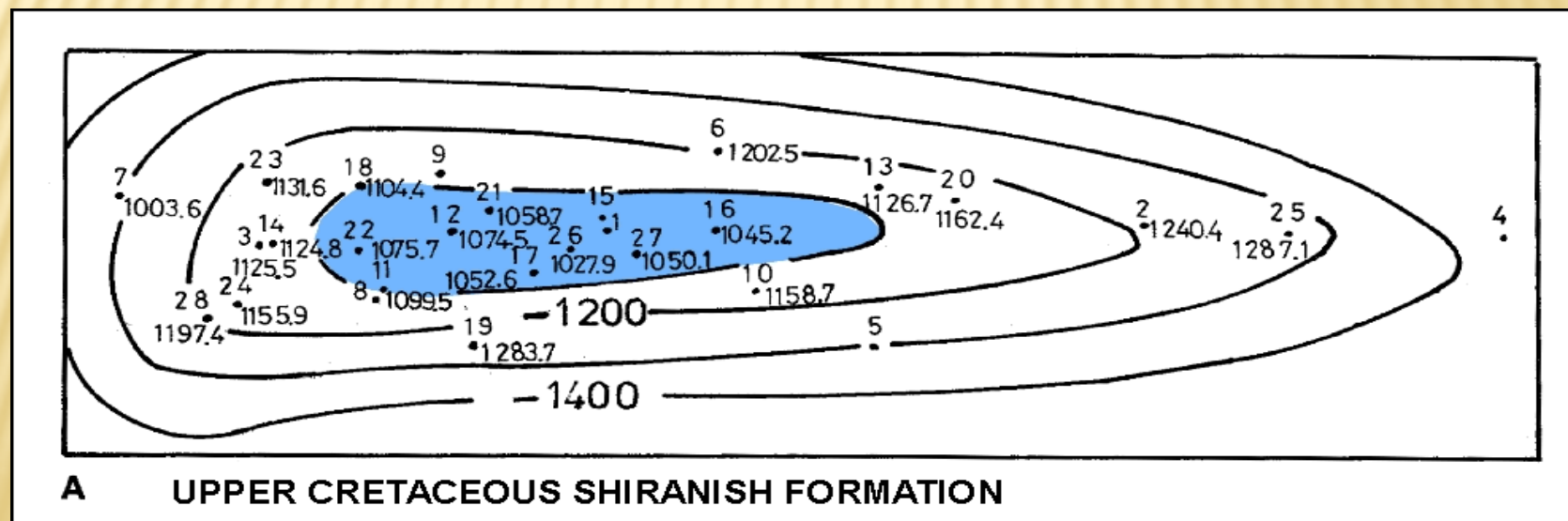


## نقشه های کانتوری ساختمانی STRUCTURAL CONTOUR MAPS

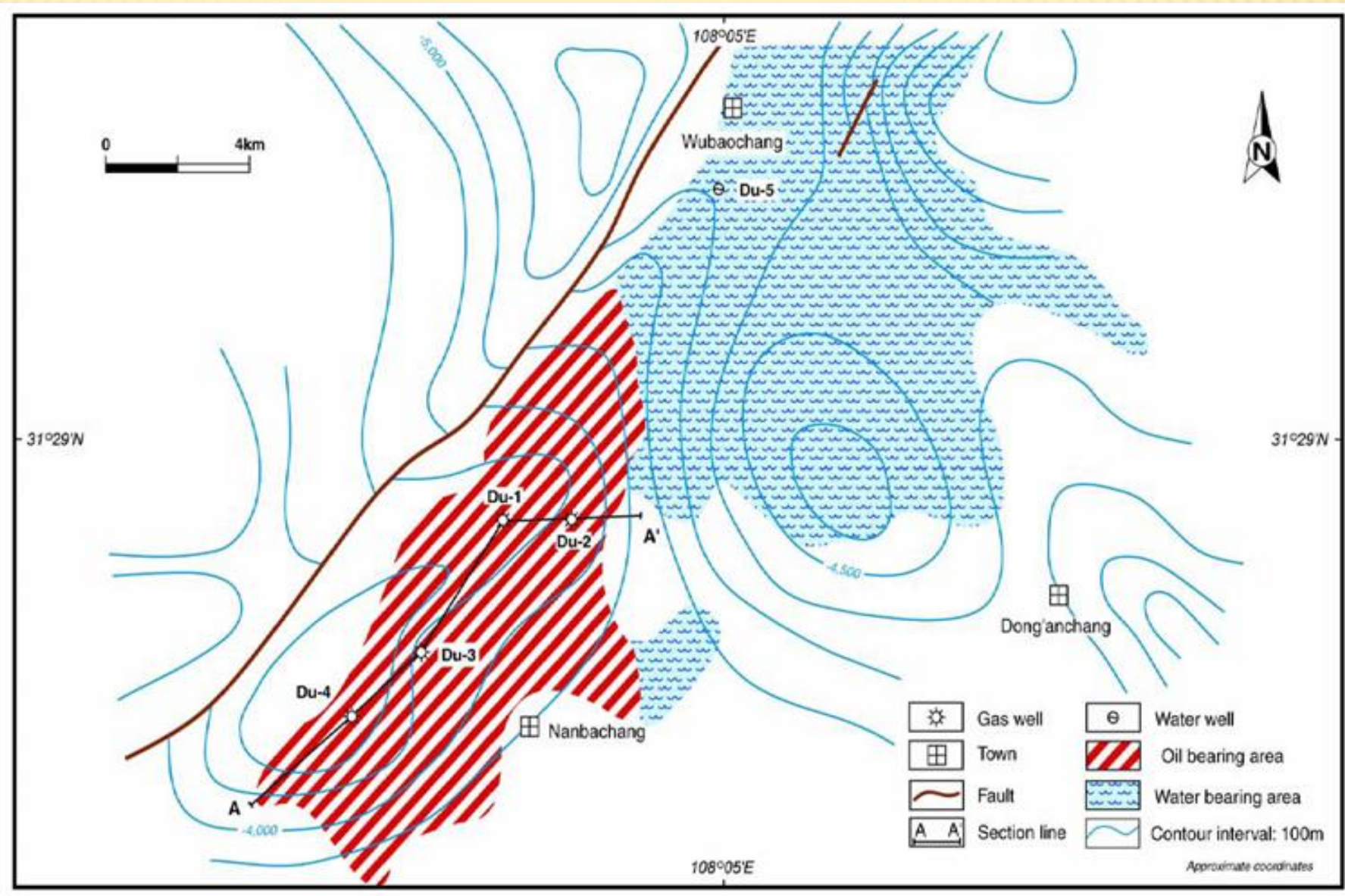
این نقشه ها برای نشان دادن وضع ساختمانی و تکتونیکی لایه های مختلف نسبت به سطح مبدا تهیه می شود. از این نقشه ها جهت نشان دادن شیب منطقه ای و ساختمانهای زمین شناسی از قبیل انواع چین خوردگیها و گسل خوردگی ها ، جهت و امتداد ساختمانهای طاقیسی و ناودیسی استفاده می شود. به این نقشه های تحت عنوان Under Ground Contour Map(U.G.C) میگویند.

کاربردها:

- Ø تعیین جهت و میزان شیب لایه های زمین
- Ø تشخیص امتداد ساختارهای چین خورده و محاسبه میزان کلوزر ساختارهای چین خورده
- Ø تعیین محل های مناسب برای تمرکز فعالیتهای حفاری

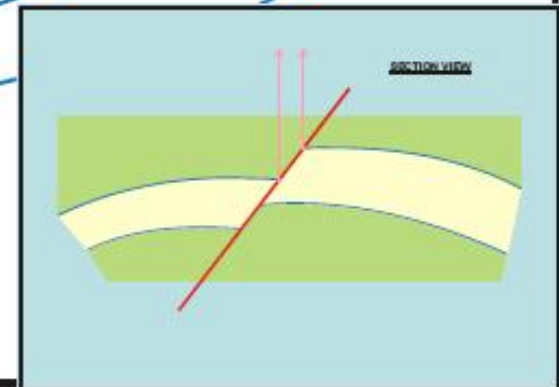
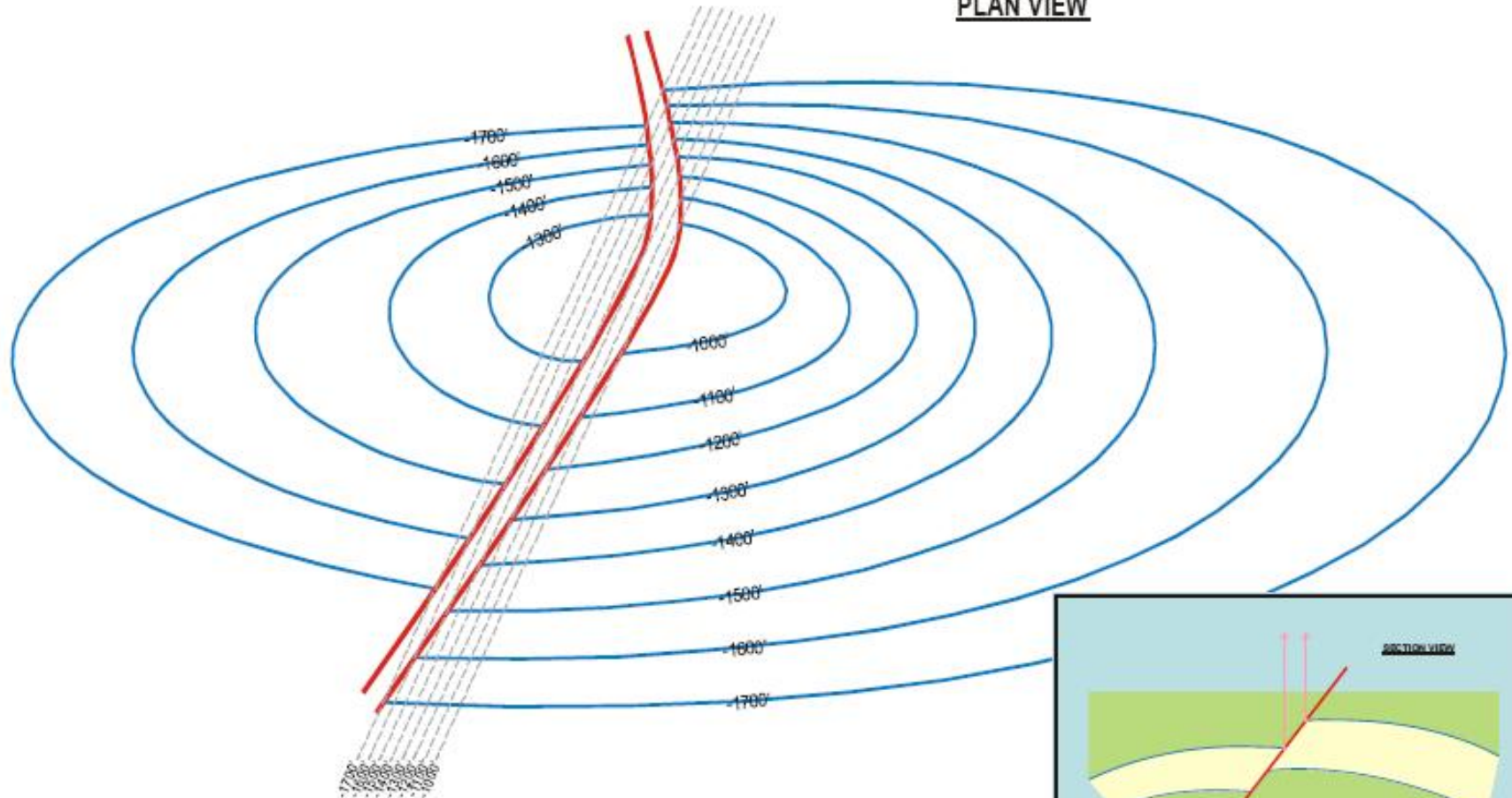






# HOW TO CONSTRUCT FAULT ON STRUCTURE MAP

PLAN VIEW



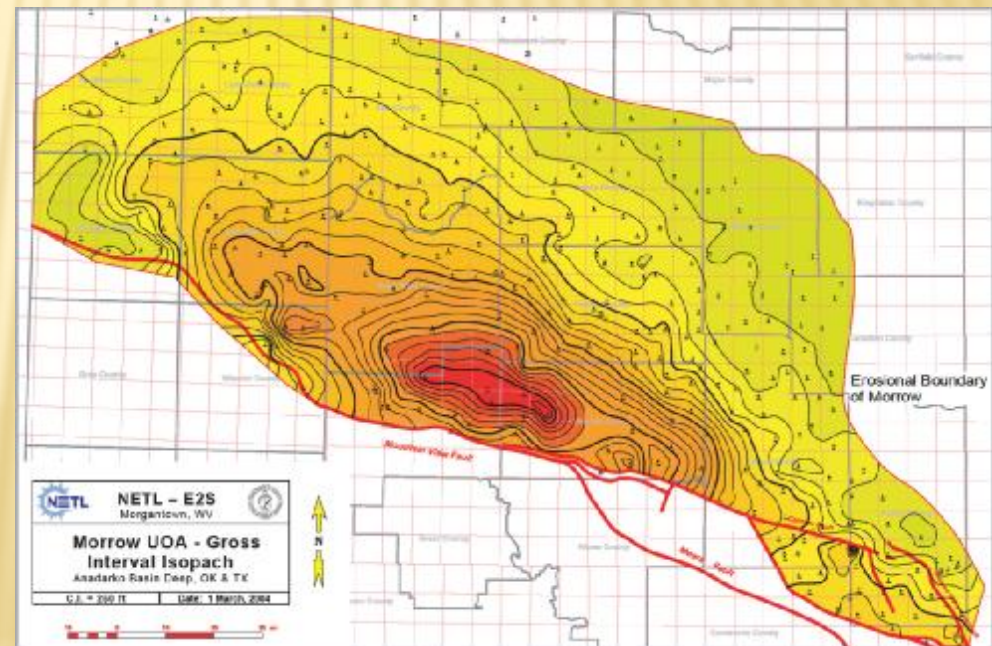
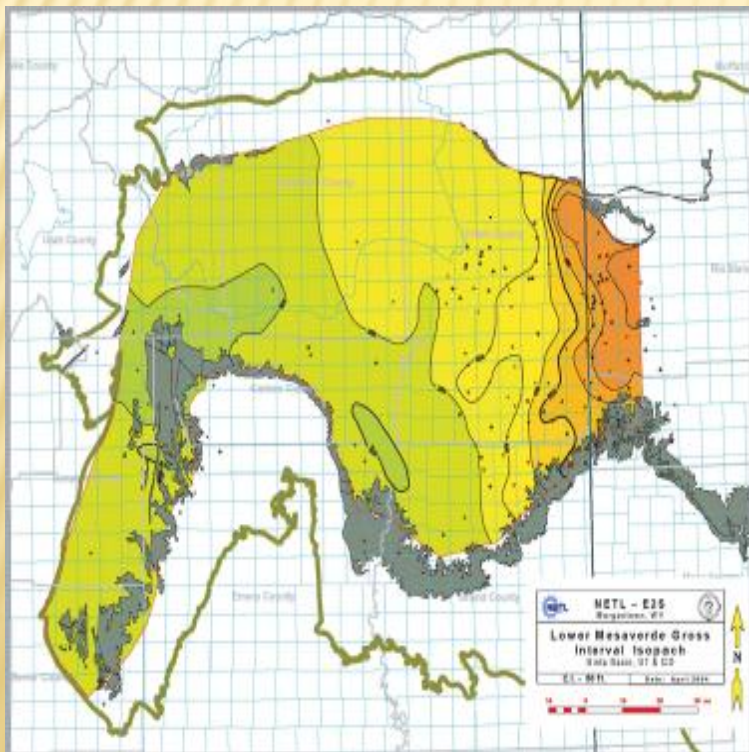


## ۲- نقشه های هم ضخامت ISOPACH MAPS

در این نقشه ها کانتورها تغییرات ضخامت لایه های مورد مطالعه را نشان می دهند.

Isopach ۵

Isochore ۵

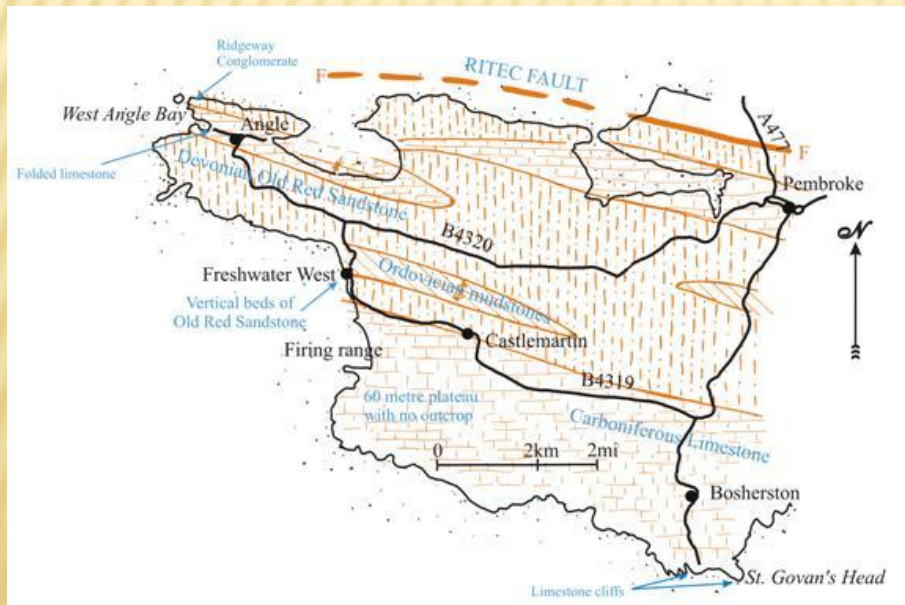




## ۳- نقشه های رخساره‌های FACIES MAPS

Ø نقشه های ایزولیت یا هم سنگی ISOLITH MAPS ضخامت افق‌های دارای لیتولوژی خاص را نشان می دهد.

Ø نقشه های لیتولوژی درصدی PERCENTAGE MAPS



## ۴- نقشه های ویژگیهای درونی

این نقشه ها بیشتر خصوصیات مخزنی نظیر تخلخل، تراوایی، میزان تولید یا هر ویژگی قابل تعیین دیگر را در مخزن مورد مطالعه را نشان می دهد.

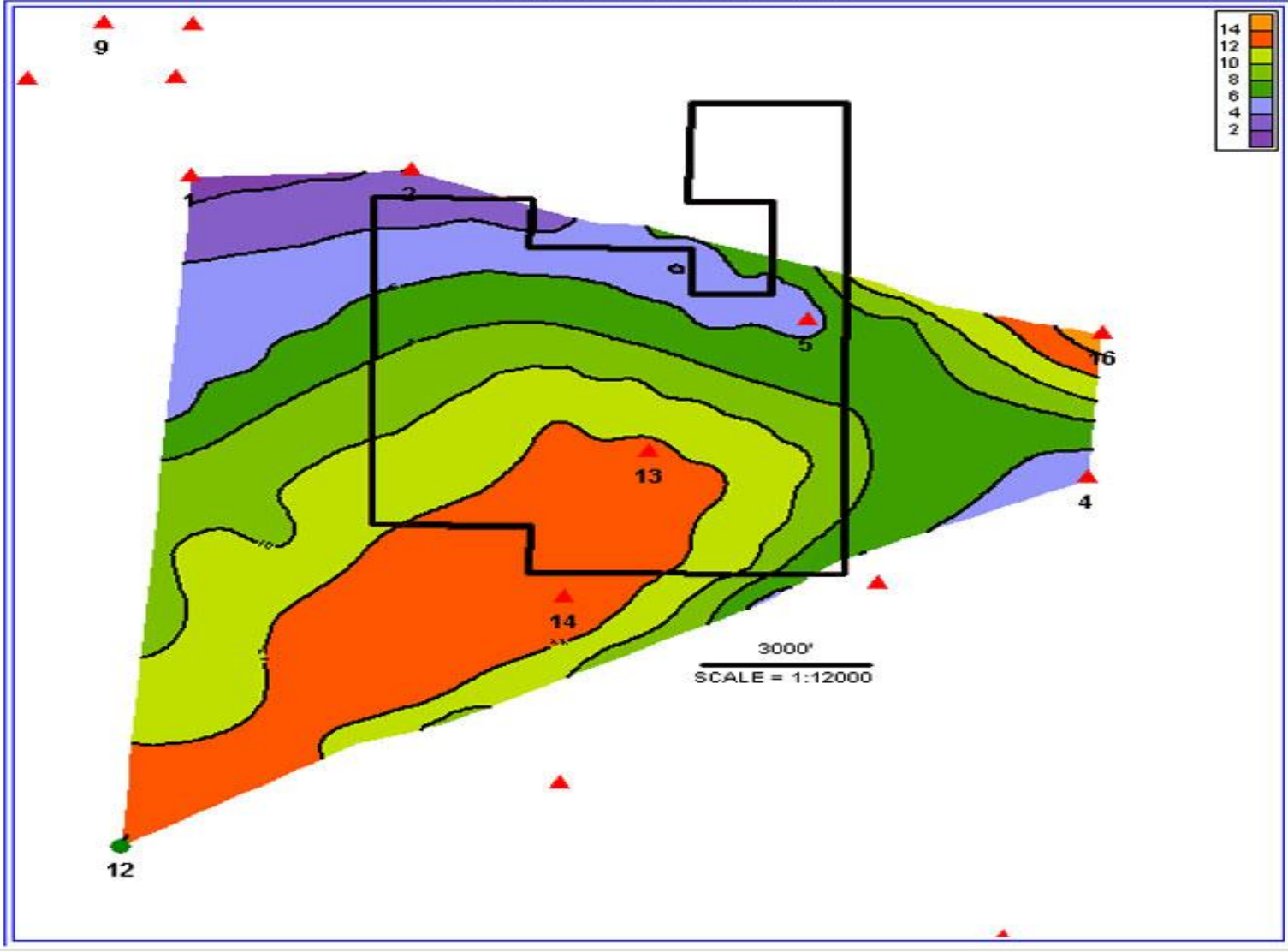
نقشه های هم تخلخل، هم تراوایی Isoporosity , Isopemability maps

نقشه های هم حجم Isovolume maps

نقشه های ایزوباز

نقشه های هم پتانسیل در تولید

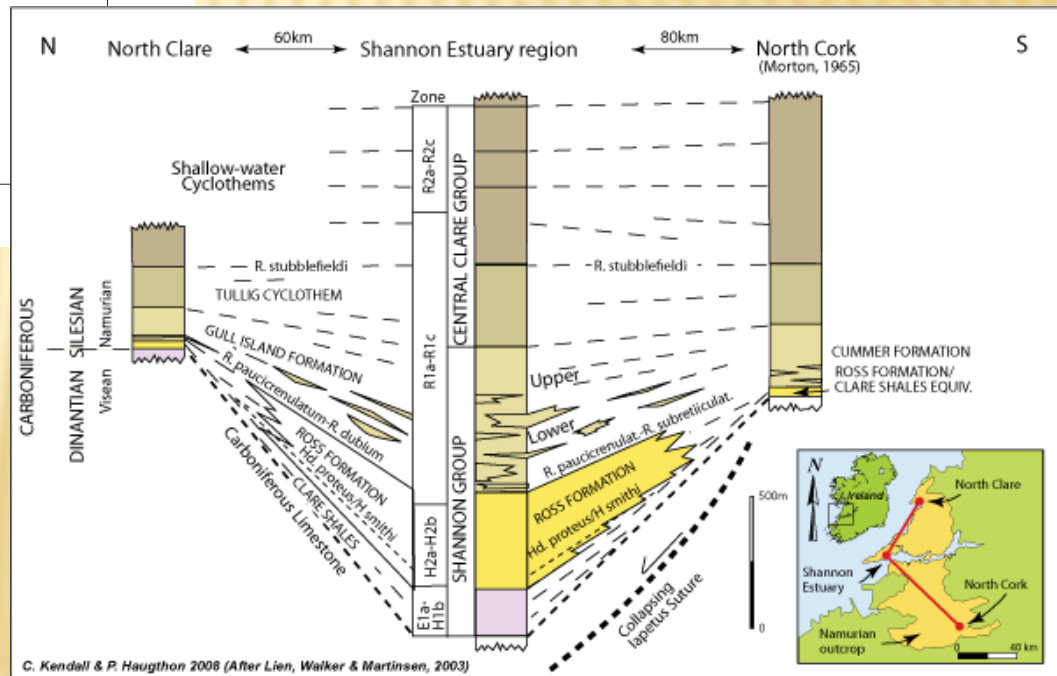
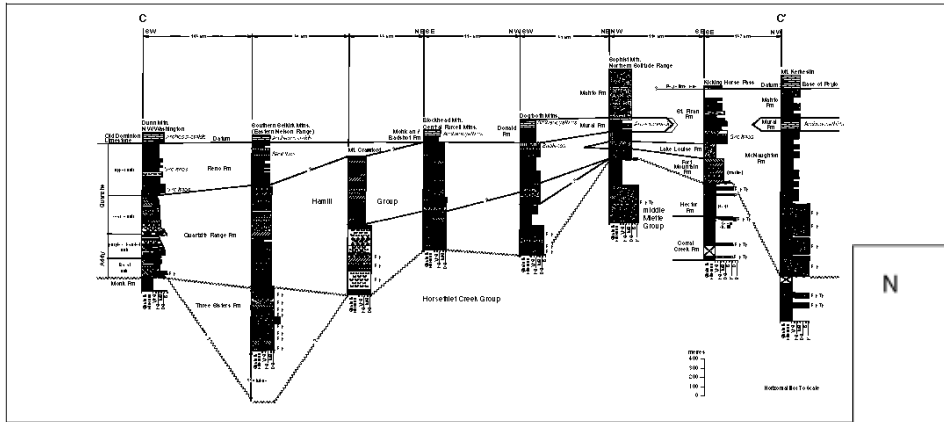
STRAWN NET POROSITY > 6%



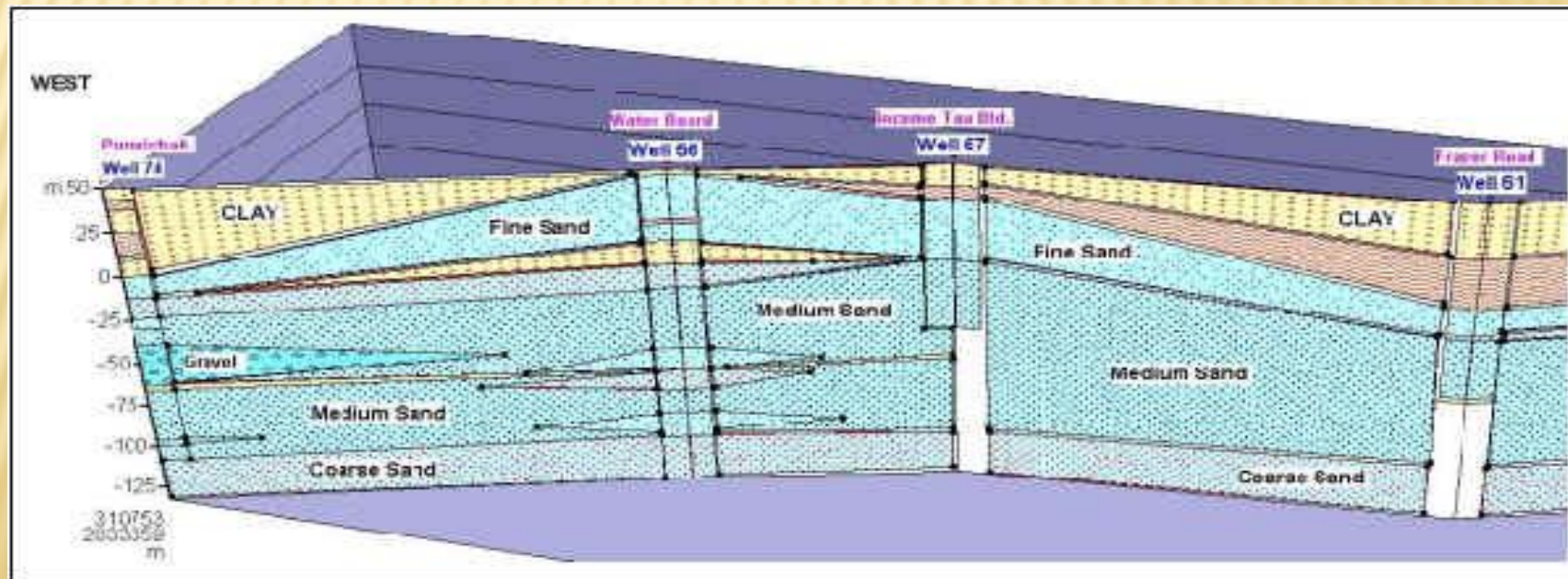
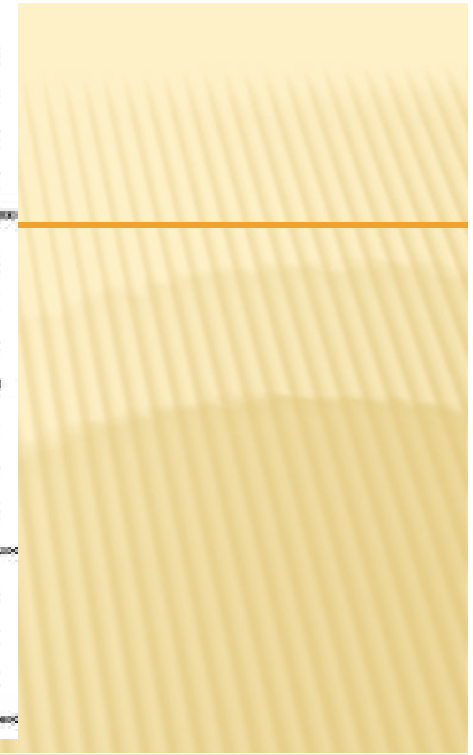
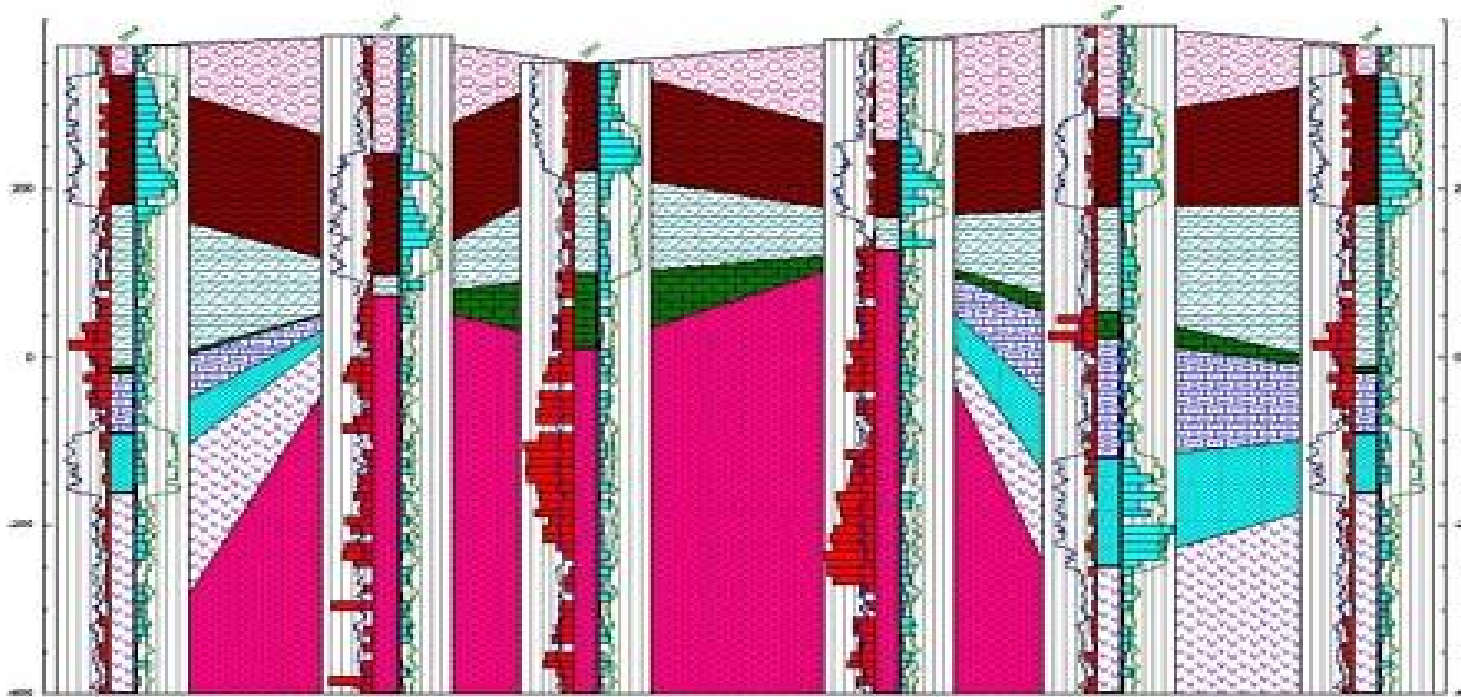


# ۴- مقاطع عرضی CROSS SECTION

این نقشه ها تغییرات جانبی لایه ها را نشان می دهند.

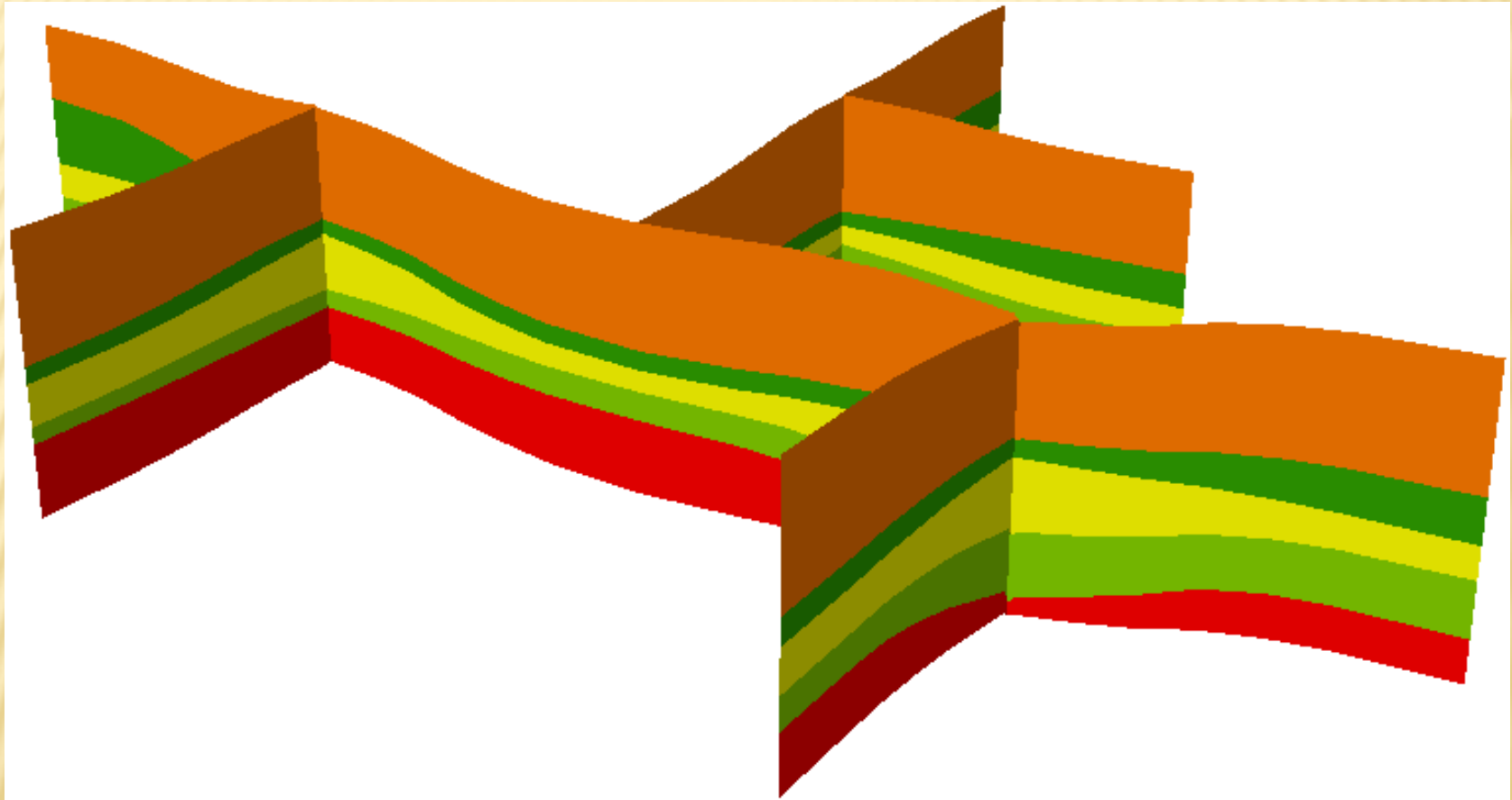


C. Kendall & P. Haugthon 2006 (After Lien, Walker & Martinsen, 2003)

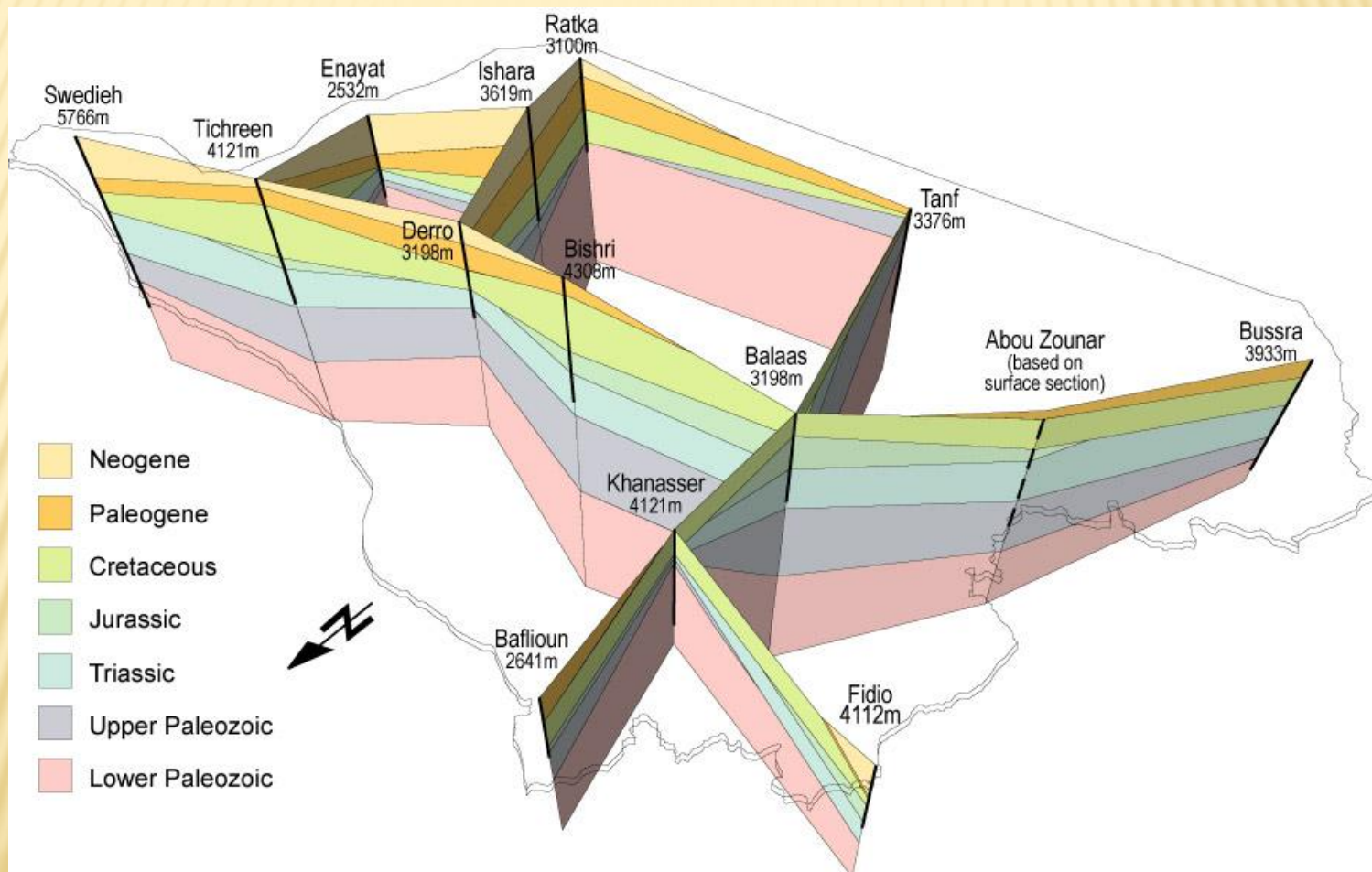


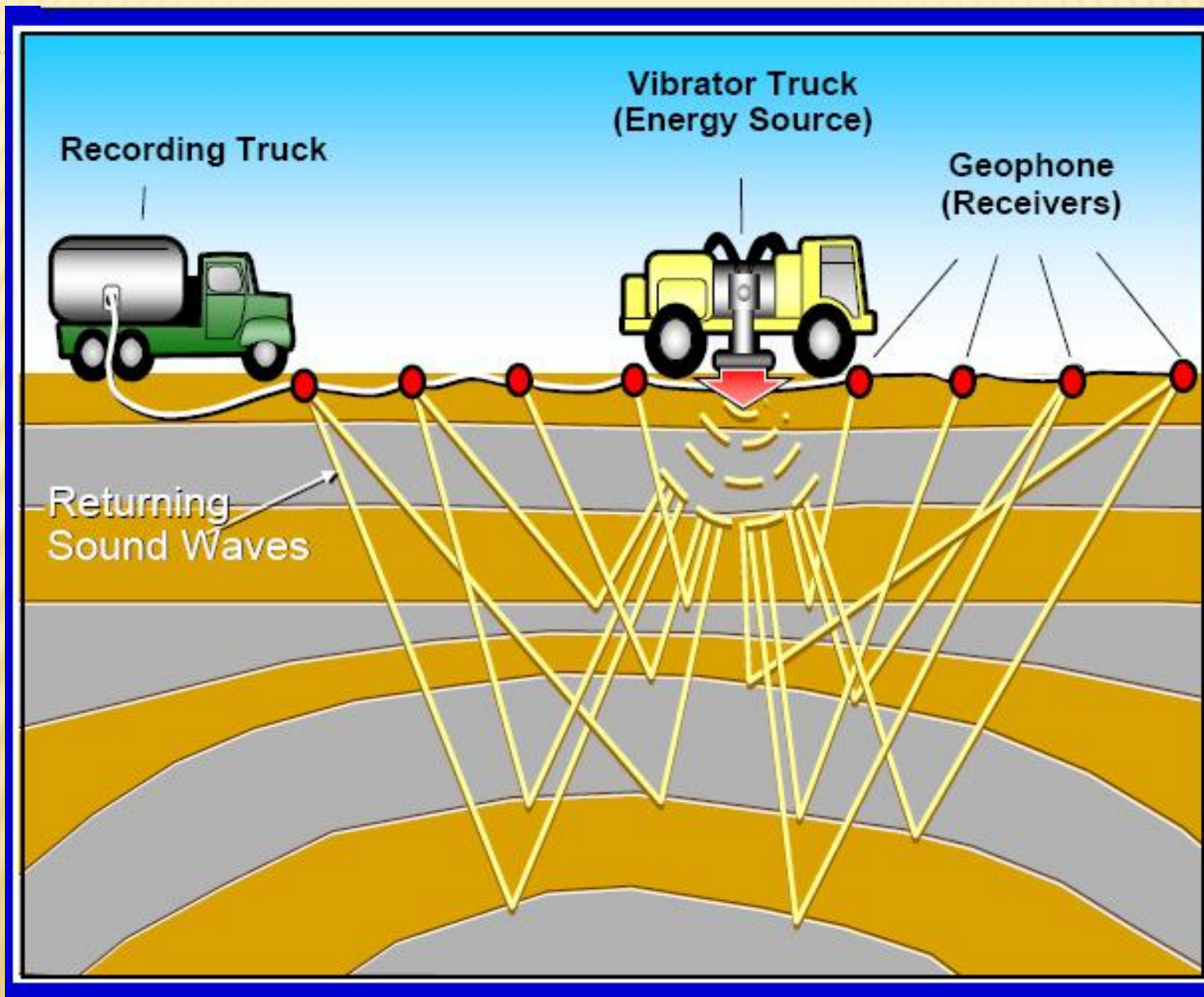
# FENCE DIAGRAM

---

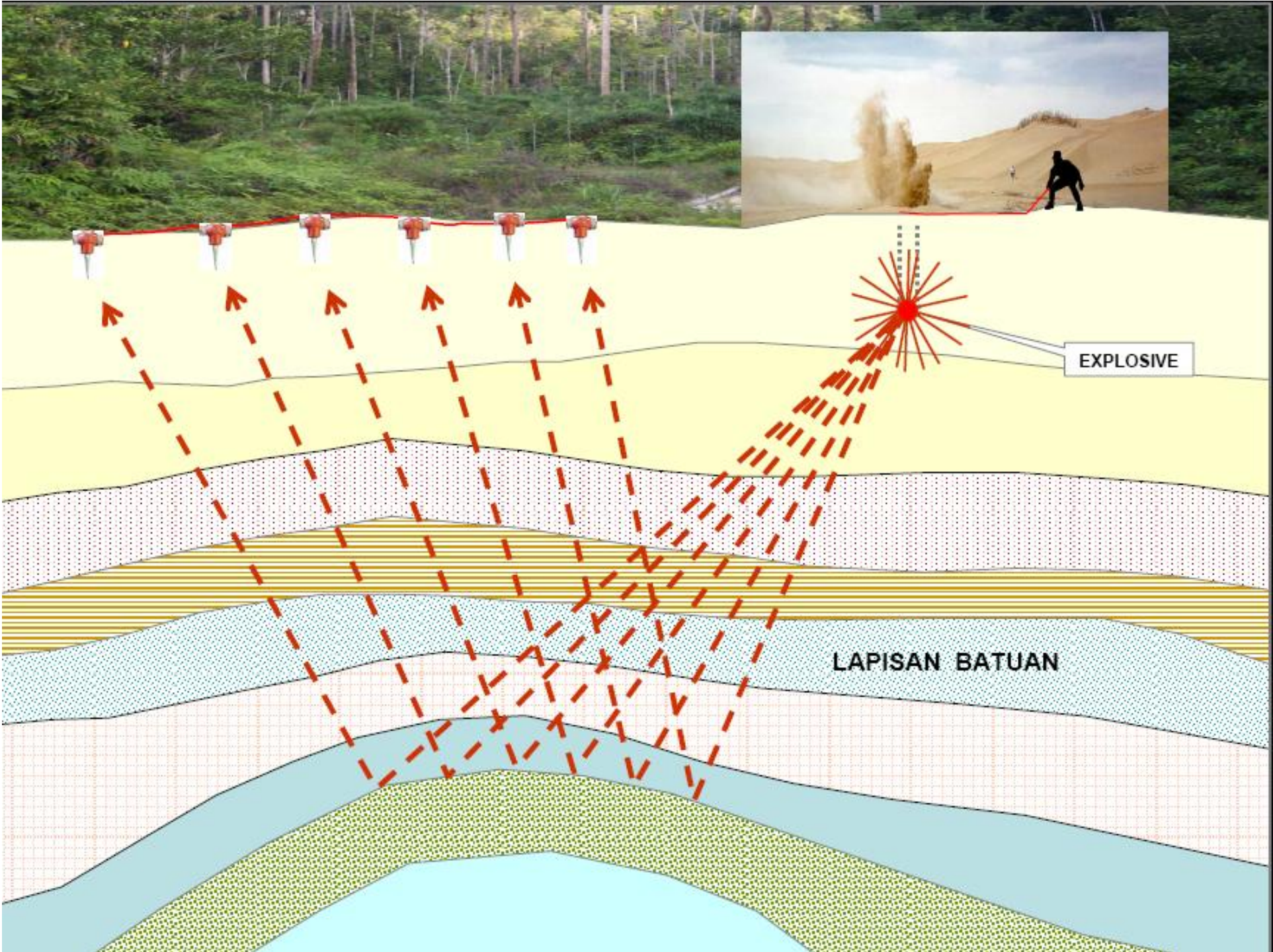




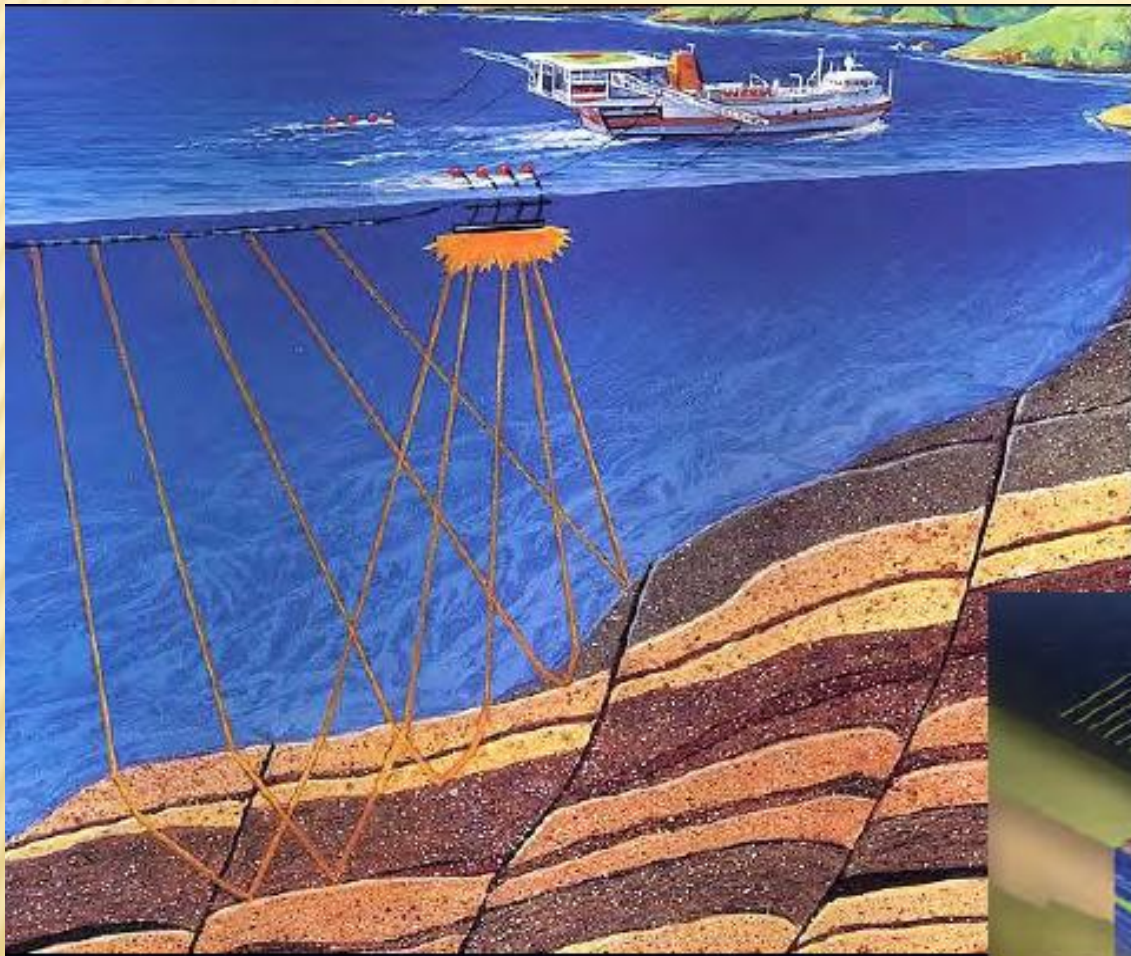






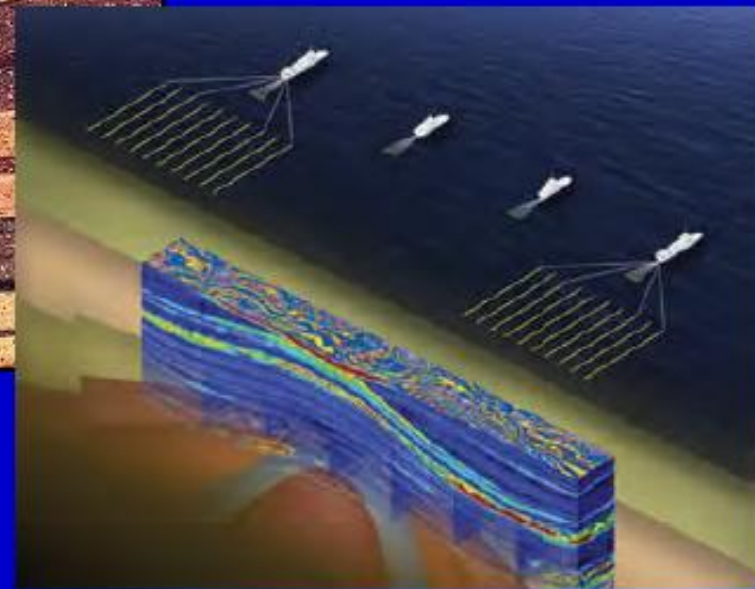






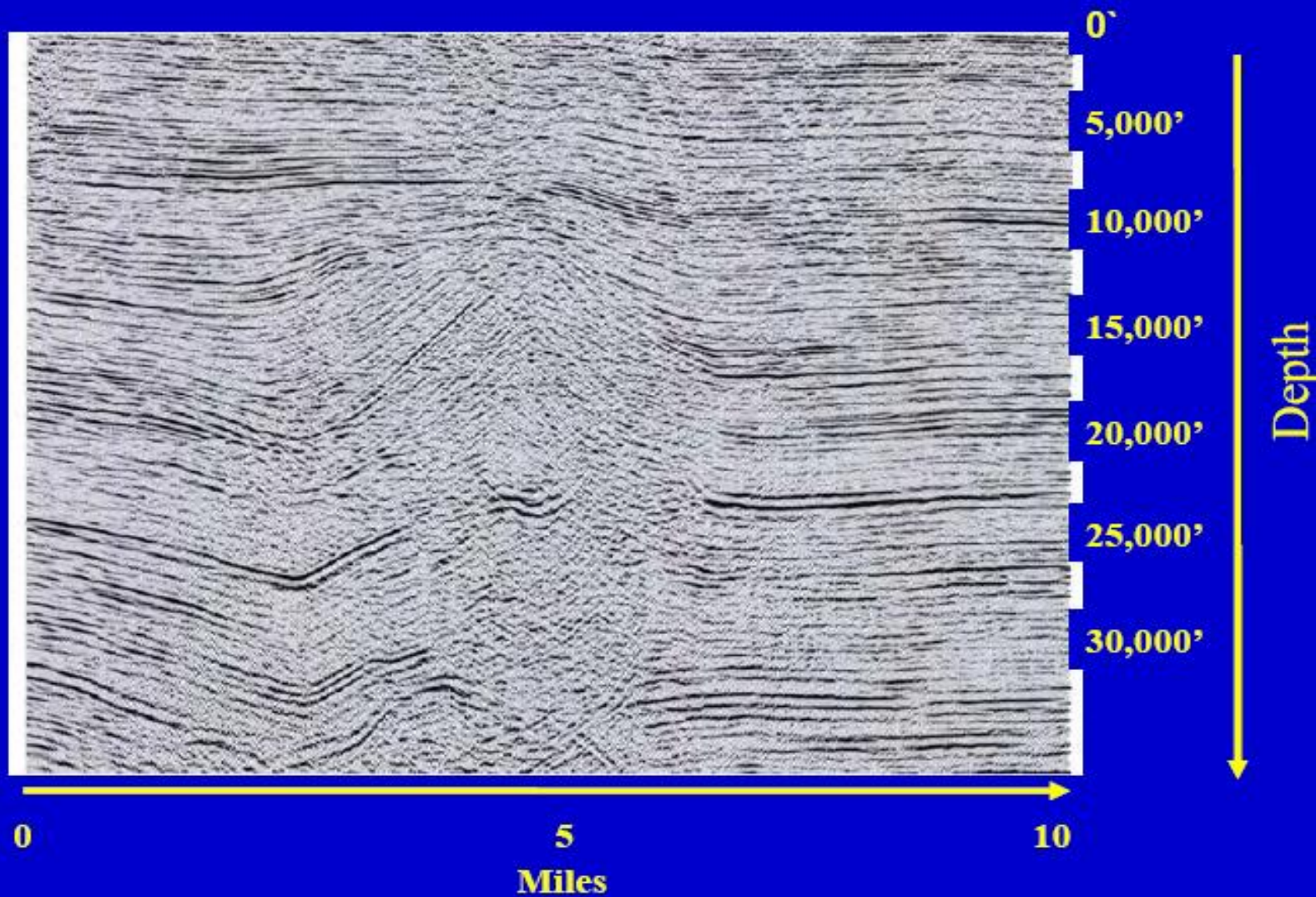
- *Source*

- *Receivers*



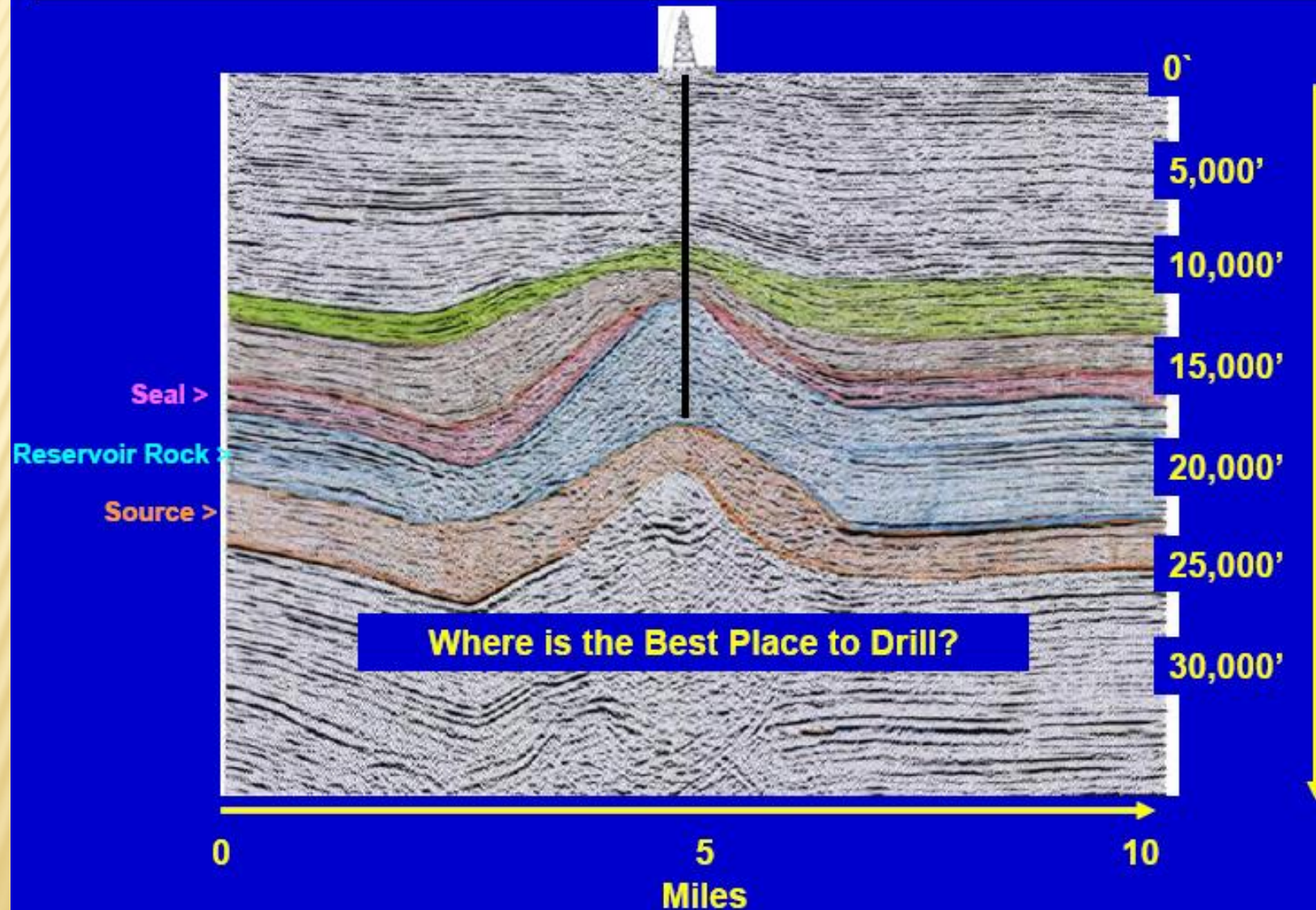


# Interpretation: 2-D Seismic

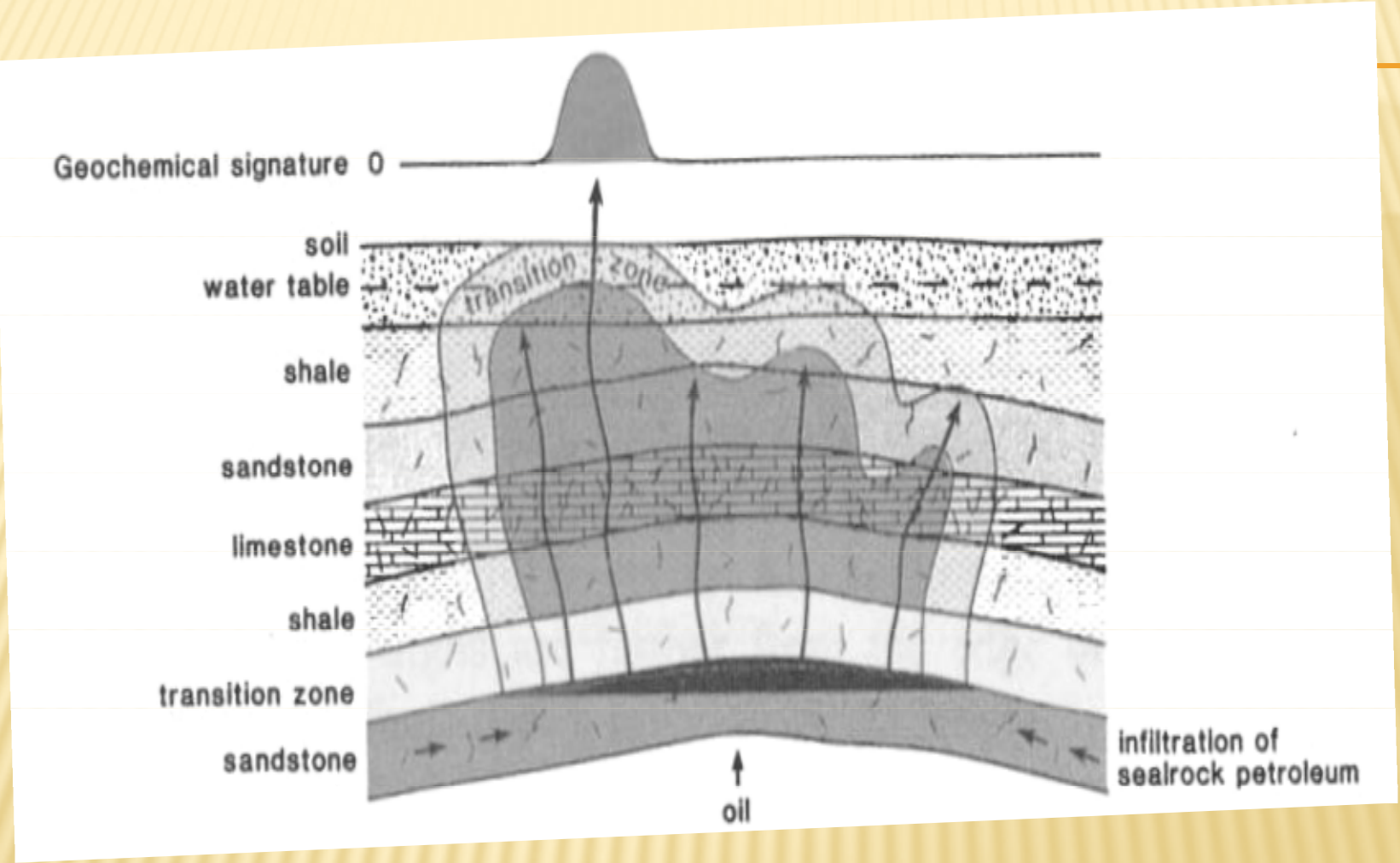




# Interpretation: Structures

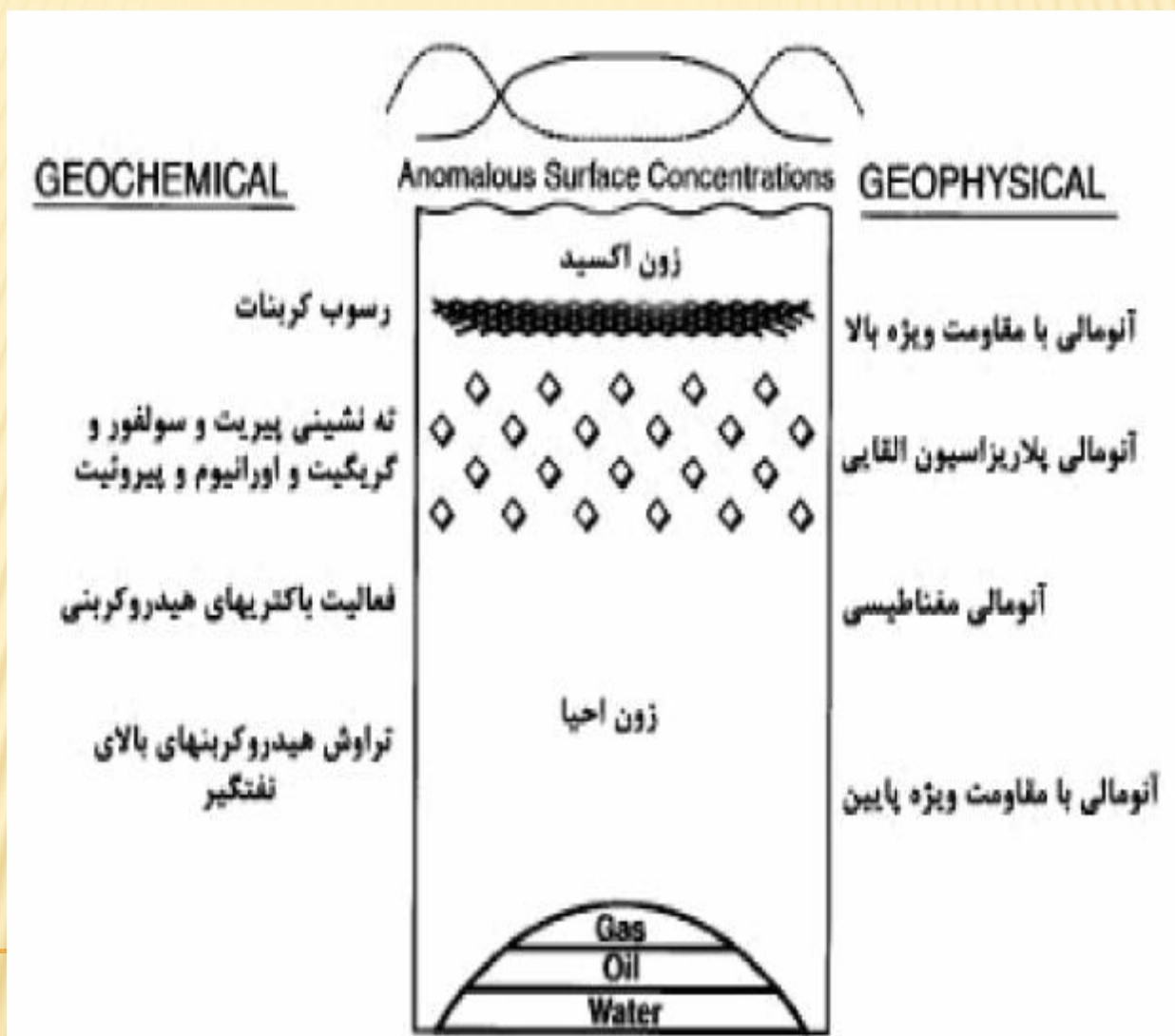






حرکت هیدرو کربن به سطح و تشکیل تدریجی آنومالی های ژئوشیمی سطحی

- 1- ایجاد آنومالی در یک نوع خاص از باکتری مصرف کننده ی هیدروکربن
- 2- آنومالی در PH و EH خاک منطقه.
- 3- ایجاد تغییراتی در میزان عناصر فلزات کمیاب ،کانیهای آهندار، هالوژنها در لایه های مختلف و در بالای نهشته های هیدروکربنی و مکانهای ذخیره سازی گاز.
- 4- تجمع کانی های رسی آهن و منگنزدار به دلیل ترکیب با اسیدهای آلی در لایه های بالایی مخازن.
- 5- افزایش گازهای هیدروکربنی بلافاصله از بالای مخزن تا سطح زمین
- 6- ایجاد لایه های سیمانی شده در بین مخزن و سطح.
- 7- افت میزان ترکیب ایزوتوپی کربن  $\delta^{13}C$  در خاک به دلیل واکنش بین کلسیت با کربن مشتق شده از مواد هیدروکربنی
- 8- ایجاد تغییرات در پوشش گیاهی در سطح.
- 9- تغییرات در خواص آب های زیر زمینی



تمرکز های آنومالی ژئوشیمیایی و ژئوفیزیکی در بالای یک مخزن نفتی، ناشی از نشت هیدروکربن به سطح



---

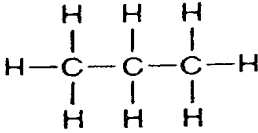
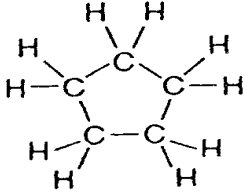
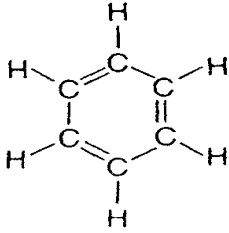
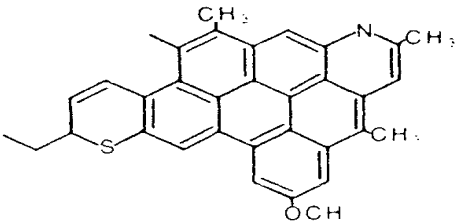
*BASIC HYDROCARBON  
SERIES IN PETROLEUM*

# ترکیب شیمیایی نفت خام

---

◦ نفت خامهای مخلوطی از هیدروکربنهای پارافینی (Paraffins) یا آلکانها (Alkanes)، سیکلوپارافینی (Cycloparaffin) یا نفتن ها (Naphthene)، معطر یا آروماتیک (Aromatic) و به مقدار بسیار کم اولفینی (Olefins) یا آلکین ها (Alkenes) می باشند.

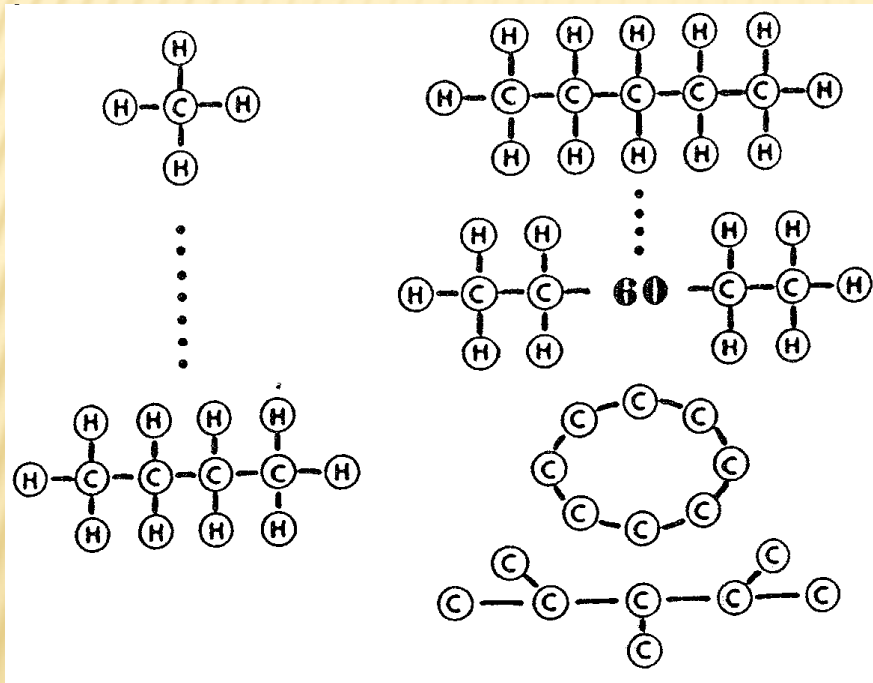
# THE FOUR MAJOR HYDROCARBON SERIES IN PETROLEUM

<p>Paraffins <math>C_nH_{2n+2}</math></p>	 <p>straight and branched chains</p>
<p>Naphthenes <math>C_nH_{2n}</math></p>	 <p>closed ring structures</p>
<p>Aromatics <math>C_nH_{2n-6}</math></p>	 <p>basic hexagonal ring structure</p>
<p>Resins and Asphaltenes</p>	 <p>fused aromatic rings; NSO impurities</p>



# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Natural Gas



## Crude Oil

Natural gas is composed of molecules from 1 to 4 carbons in length.

Crude oil is a mixture of molecules from 5 to over 60 carbons in length, forming straight chains, chains with branches and circles.

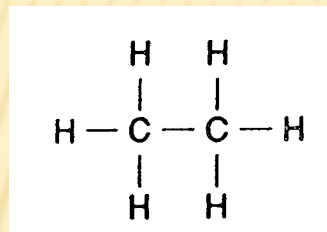
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

Element	Crude Oil, % by weight	Natural Gas, % by weight
C	82-87	65-80
H	12-15	1-25
S	0.1-5.5	0-0.2
N	0.1-1.5	1-15
O	0.1-4.5	-

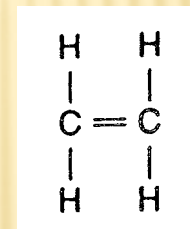
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Molecular structures of the paraffin molecules

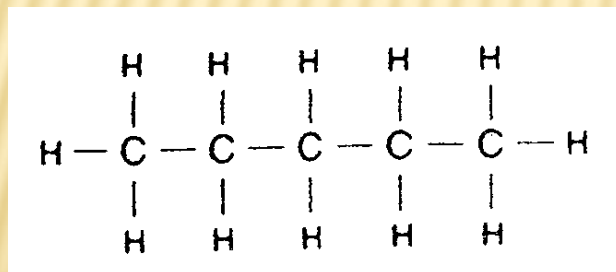
Saturated ethane



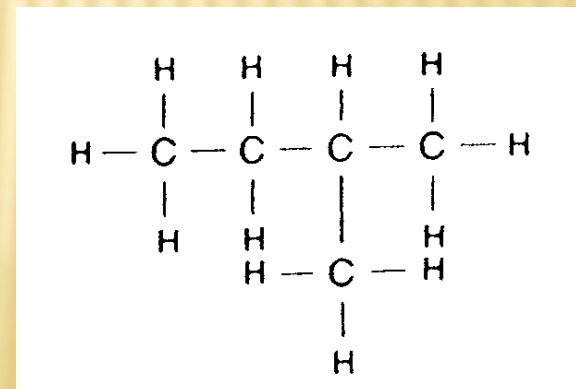
Unsaturated ethylene



Straight-chained Pentane



Branch-chained Isopentane





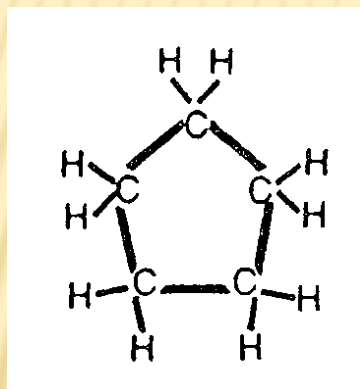
# هیدروکربنهای پارافینی

○ هیدروکربنهای پارافینی، هیدروکربنهای زنجیری اشباع شده هستند که به صورت زنجیر ساده (Normal)، یا شاخه دار (Iso) به فرمول کلی  $C_nH_{2n+2}$  می‌باشند. هیدروکربنهای سبک این گروه در تمام نفت خامها وجود داشته و گازهای طبیعی تنها از این هیدروکربنها تشکیل شده اند. پنتان نرمال با نقطه جوش ۳۶ درجه سانتیگراد و ایزوپنتان با نقطه جوش ۲۸ درجه سانتیگراد از این گروه می‌باشند.

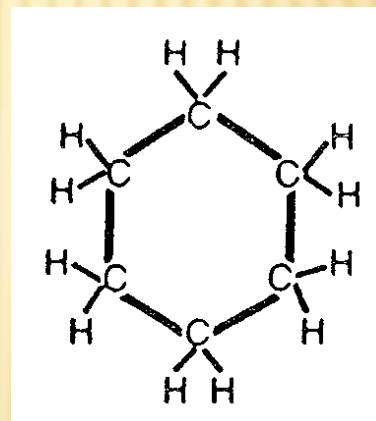
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Molecular structures of the naphthene molecules

Cyclopentane  $C_5H_{10}$



Cyclohexane  $C_6H_{12}$



# سیکلو پارافینها

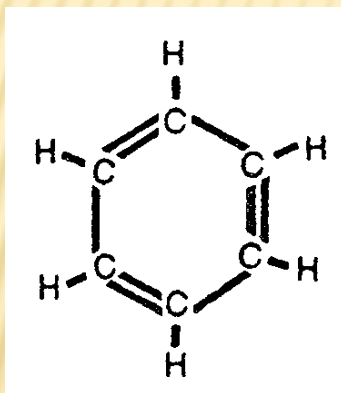
○ هیدروکربنهای سیکلو پارافینی یا نفتنی که سیکلو آلکان هم نامیده می‌شوند هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده به فرمول کلی  $C_nH_{2n-(2c-2)}$  می‌باشند. در این فرمول C تعداد حلقه های مولکول است. مانند سیکلو پروپان با نقطه جوش  $34^\circ$  درجه سانتیگراد و سیکلوپنتان با نقطه جوش  $5/49^\circ$  درجه سانتیگراد.



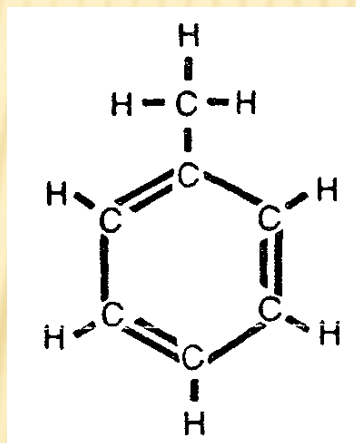
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Molecular structures of the aromatic molecules

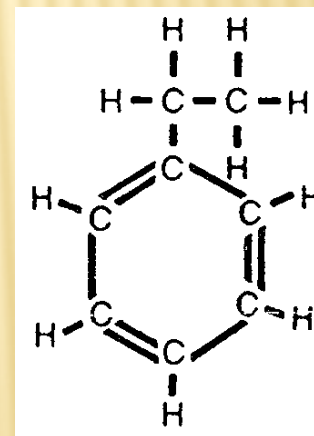
Benzene  $C_6H_6$



Toluene  $C_7H_8$



Ethylbenzene  $C_8H_{10}$



*Alkylbenzene series of the aromatic group*

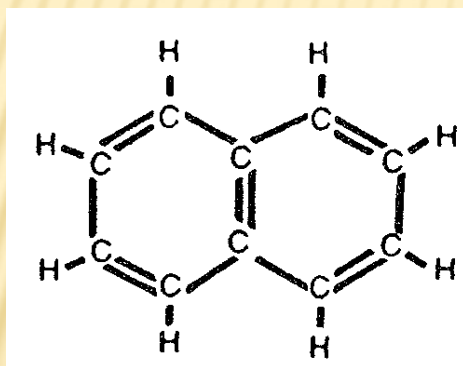
# آروماتیکها

○ هیدروکربنهای معطر یا آروماتیک، هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده به فرمول کلی  $C_nH_{2n-6}$  میباشند. در این فرمول  $C$  تعداد حلقه های مولکول است. بنزن با نقطه جوش  $80^\circ$  درجه سانتیگراد یکی از هیدروکربنهای این گروه است.

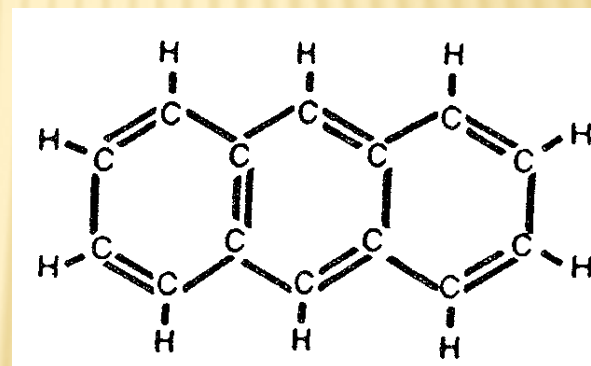
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Molecular structures of the aromatic molecules

Naphthalene  $C_{10}H_8$



Anthracene  $C_{14}H_{10}$

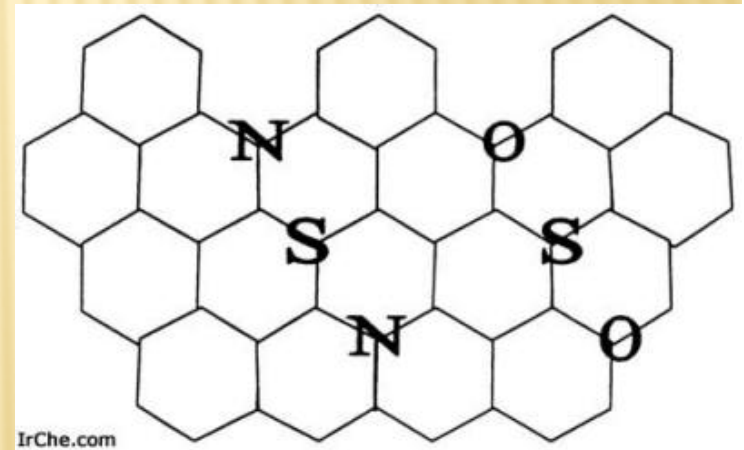
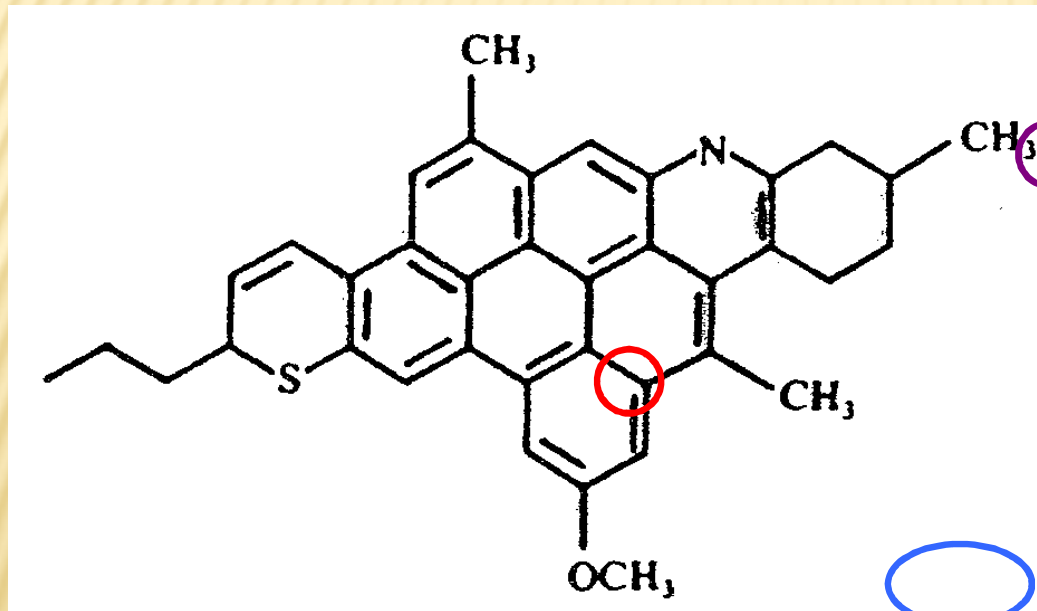




✘ هیدروکربنهای اولفینی یا آلکینی دارای یک باند اشباع نشده می‌باشند. باندهای اشباع نشده نسبتاً ناپایدار می‌باشند. از این رو در نفتهای خام بسیار کم دیده می‌شوند. مقدار بسیار کمی از هگزن نرمال (Normal Hexene)، هپتن نرمال (Normal Hepten) و اکتن نرمال (Normal Octene) در نفت خام پنسیلوانیا تشخیص داده شده است. فرمول کلی این هیدروکربنها  $C_nH_{2n}$  است.

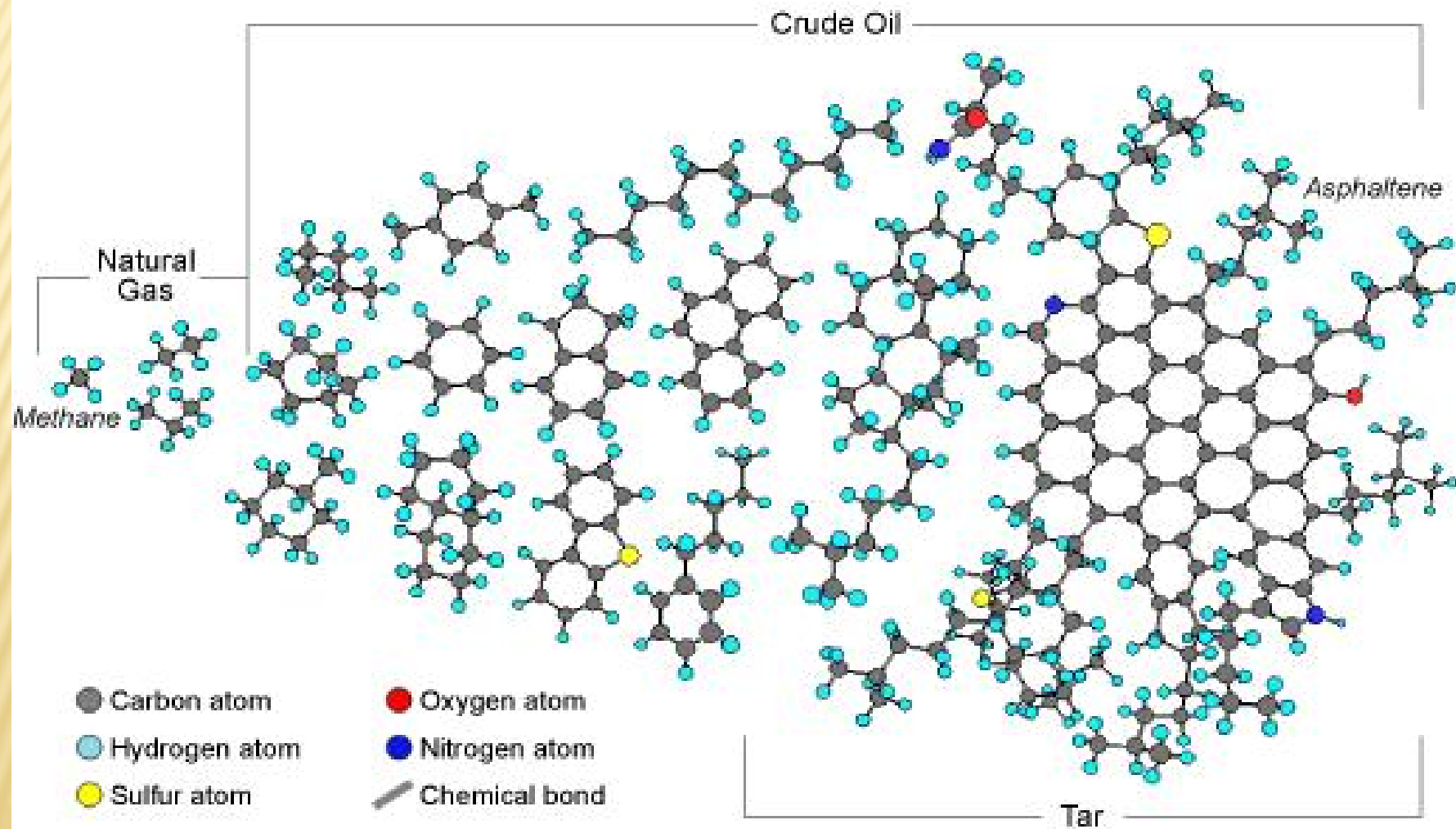
# CHEMICAL COMPOSITION OF CRUDE OIL AND NATURAL GAS

## Molecular structure of a typical asphaltine



*NSO impurities*

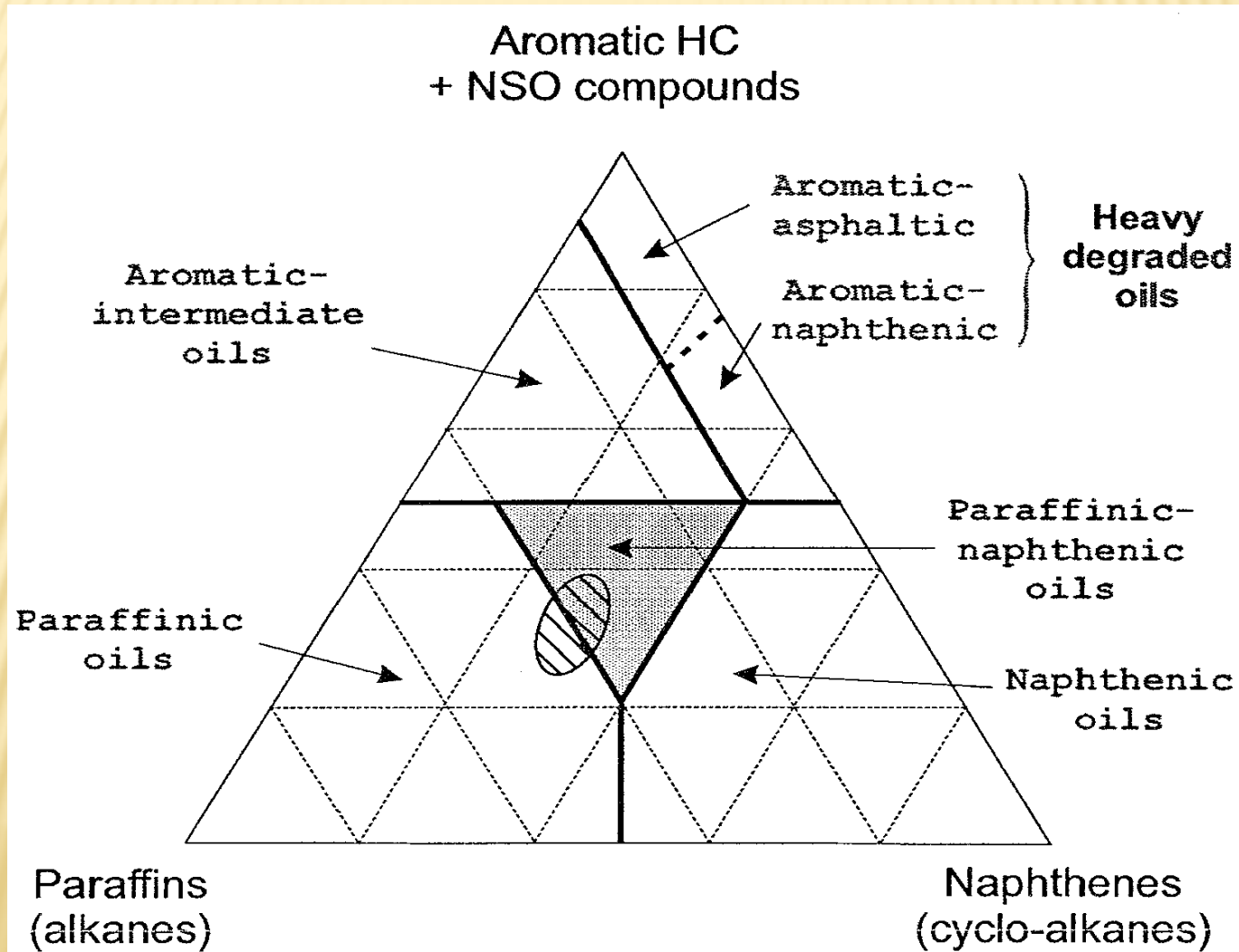
# Examples of Some Organic Compounds in Petroleum





# CLASSIFICATION OF OILS

(AFTER TISSOT AND WELTE, 1978)



# Composition of Natural Gas and Crude Oil

Average molecular composition of crude oil

Molecular Type	% by Weight
Paraffin	30
Naphthene	49
Aromatic	15
Asphaltic	6

Natural gas composition

Molecule	% by Weight
Methane (CH <sub>4</sub> )	88
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	5
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2
Butane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1

- گوگرد در ترکیب با مولکولهای هیدروکربن در بیشتر نفت خامها دیده می‌شود و در نفتهای سنگین و متوسط به صورت سومین عنصر پس از کربن و هیدروژن وجود دارد. مقدار متوسط گوگرد در نفت خامها
- ۶ / ۰٪ وزنی است. نفت خامهایی که کمتر از ۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند، «نفت خامهای کم گوگرد» (Low sulfur crude oils) و نفت خامهایی که بیش از ۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند «نفت خامهای پرگوگرد» (High sulfur crude oils) نامیده می‌شوند.



○ ازت نیز در نفت خامها وجود دارد ولي مقدار آن بسيار کمتر از گوگرد است. بيش از ۹۰% نفت خامها داراي ازتي کمتر از ۲ / ۰ وزني مي باشند. متوسط وزني ازت در نفتهاي خام در حدود ۰ / ۰۹۴ % وزني است. نفت خامهاي با بيش از ۲۵% / ۰ وزني ازت «نفت خامهاي پر ازت» (High nitrogen crude oils) و کمتر از آن «نفت خامهاي کم ازت» ناميده شوند.

---

ò اکسیژن در نفت‌های خام بیشتر در ترکیبات اسیدی آلی و در نفت خام‌های جوان با درجه بلوغ کم دیده می‌شود .

○ فلز نیز در نفت خامها وجود داد به ویژه وانادیم و نیکل. مقدار این فلزها از کمتر از یک ppm تا ۱۲۰۰ ppm وانادیم و ۱۵۰ ppm نیکل تغییر می کند. فلزات دیگری مانند آهن، روی، مس، سرب، آرسنیک، مولیبدن، کبالت، منگنز و کرم نیز از برخی از نفتهای خام گزارش شده اند ولی آمار قابل قبولی از این فلزات در دست نیست. وانادیم و نیکل فراوان ترین فلزات موجود در نفتهای خام می باشند.



## انواع نفت خامها

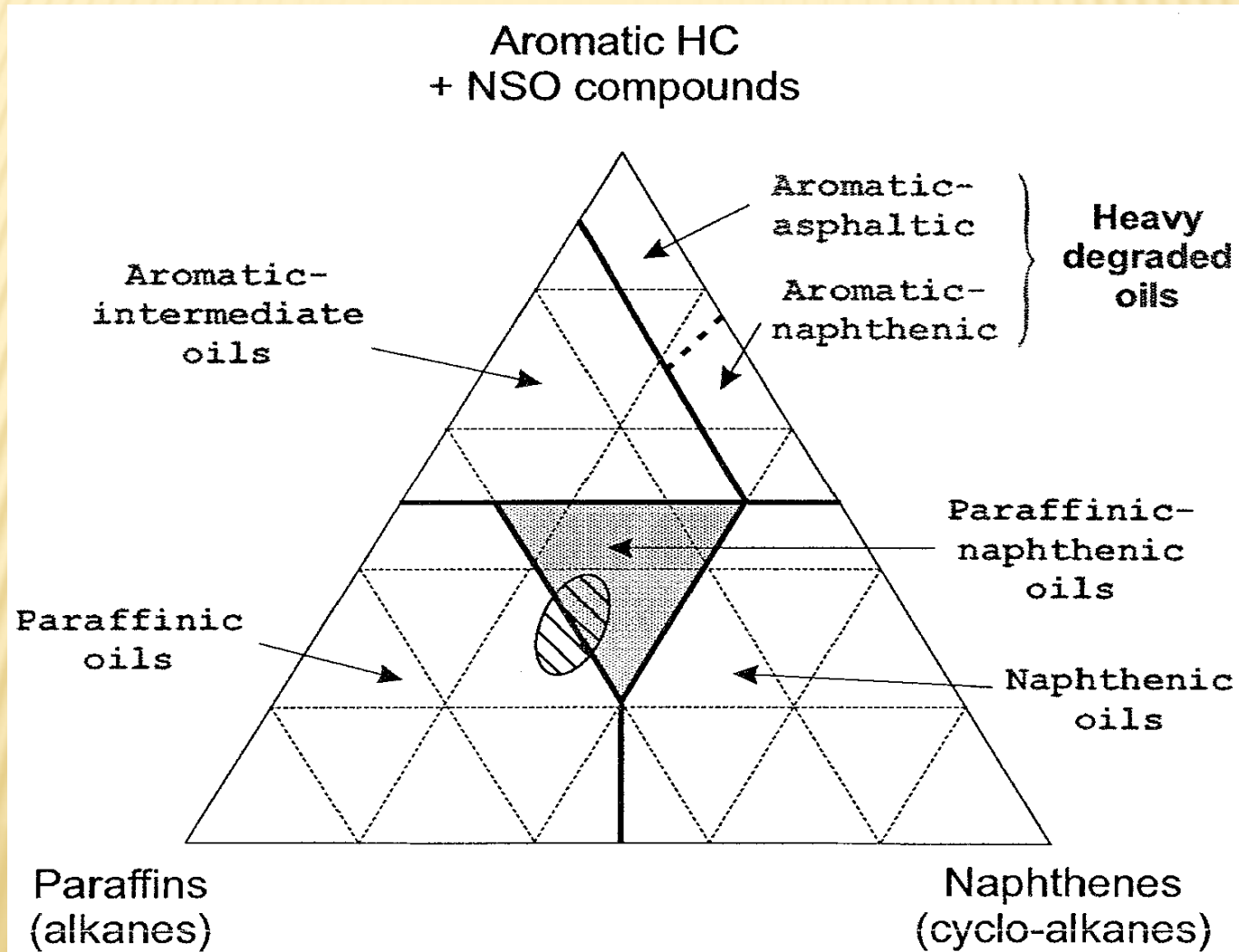
---

○ طبقه بندی نفت خامها به صورتهای مختلف انجام گرفته است. پالایشگران بر اساس فرآورده های حاصل از تقطیر مستقیم و ژئوشیمیست ها و زمین شناسان نفت بر پایه رابطه نفت خام و سنگ مادر و تکامل نفت این طبقه بندی را انجام داده اند.

• در سالهاي اخير طبقه بندي بر پايه ساختمان مولكولي هيدروكربنهاي موجود در نفت خام (هيدروكربنهاي پارافيني، نفتني، آروماتيک) و مقدار عناصر گوگرد، ازت و اكسيژن تعيين مي‌شود. رزينها (Resins) و آسفالتها (Asphalts) مولكولهاي بزرگ داراي اتمهاي گوگرد، ازت و اكسيژن مي‌باشند.

# CLASSIFICATION OF OILS

(AFTER TISSOT AND WELTE, 1978)





◦ در این نمودار سه رأس مثلث نمایانگر سه گروه عمده از هیدروکربنهای نفتی است. در يك رأس این مثلث هیدروکربنهای آروماتیک و مولکولهای سنگین دارای گوگرد، ازت و اکسیژن و در دو رأس دیگر هیدروکربنهای پارافینی و نفتنی قرار گرفته اند. در این نمودار مثلثی هر نفت خامی بر پایه درصد این سه گروه هیدروکربن به صورت نقطه ای نشان داده شده است. در این نمودار به طوریکه دیده می شود نفت خامها به شش گروه به شرح زیر تقسیم شده اند:

○ **گروه ۱-** نفت‌های خام پارافینی (Paraffinic crude oils) که دارای بیش از ۶۰-۵۰٪ هیدروکربن‌های پارافینی، کمتر از ۵۰-۴۰٪ هیدروکربن‌های نفتنی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربن‌های آروماتیک می‌باشند.

○ **گروه ۲-** نفت‌های خام نفتنی (Naphthenic crude oils) که دارای بیش از ۶۰-۵۰٪ هیدروکربن‌های نفتنی، کمتر از ۵۰-۴۰٪ هیدروکربن‌های پارافینی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربن‌های آروماتیک می‌باشند.

○ **گروه ۳-** نفت‌های خام پارافینی - نفتنی (Paraffinic Naphthenic crude oils) که دارای کمتر از ۶۰٪ هیدروکربن‌های پارافینی، کمتر از ۶۰٪ هیدروکربن‌های نفتنی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربن‌های آروماتیک می‌باشند.

---

○ **گروه ۴-** نفتهاي آروماتيک متوسط که داراي بيش از ۵۰% هيدروکربنهاي آروماتيک و بيش از ۱۰% هيدروکربنهاي پارافيني و کمتر از ۴۰% از هيدروکربنهاي نفتني مي باشند.

○ **گروه ۵-** نفتهاي سنگين آروماتيک نفتني که داراي ۵۰ تا ۷۵% هيدروکربنهاي آروماتيک، ۲۵ تا ۵۰% هيدروکربنهاي نفتني و کمتر از ۱۰% هيدروکربنهاي پارافيني مي باشند.



---

○ **گروه ۶** - نفتهاي سنگين آروماتيك آسفالتي كه داراي بيش از ۷۵٪ هيدروكربنهاي آروماتيك، کمتر از ۲۵٪ هيدروكربنهاي نفتني و کمتر از ۱۰٪ هيدروكربنهاي پارافيني مي باشند.

# خواص فیزیکی نفت

# خواص فیزیکی نفت خام

○ رنگ :

○ نفت به رنگ های مختلف از جمله زرد، سبز، قهوه ای، قهوه ای تیره و یا سیاه دیده می شود. نفت های پارافینی معمولاً دارای رنگ روشن تا قهوه ای در نور عبوری و به رنگ سبز در نور انعکاسی اند. نفت های آسفالتیک غالباً قهوه ای تا سیاه هستند که به عنوان نفت سیاه (black oil) شناخته می شوند.

○ هیدروکربن ها وقتی در معرض تابش اشعه ماوراء بنفش قرار گیرند تحریک می شوند و از خود خاصیت فلورسانس نشان می دهند. رنگ فلورسانس ساطع شده با نوع نفت تغییر می کند.



## فلورسانس (FLUORECENCE)

تمام نفت خامها کم و بیش دارای خاصیت فلورسانس می‌باشند. نفت‌های آروماتیک بیشتر دارای این خاصیت می‌باشند. رنگ این پدیده از زرد تا سبز و آبی تغییر می‌کند. این خاصیت در چاه‌ها اکتشافی در حال حفر برای تشخیص وجود نفت در تراشه‌ها و مغزه‌ها استفاده می‌شود. با قرار دادن مستقیم نمونه در زیر نور ماوراء بنفش و یا پودر کردن نمونه و ریختن پودر در داخل کلروفورم و گرفتن محلول در زیر نور ماوراء بنفش به وجود نفت پی می‌برند.

## چگالی و درجه سبکی نفت خام

○ چگالی نفت خامها معمولاً بین ۰/۷۵ تا ۰/۹۵ تغییر می‌کند ولی گاه نفت‌های خیلی سنگین (Very heavy oil) با چگالی بیش از یک نیز دیده می‌شود. سبکترین نفت خام ایران از میدان نفت شهر استخراج می‌شود که چگالی آن ۰/۷۷۲ است و سنگین‌ترین نفت در مخزن سوسنگرد کشف شده است که چگالی آن ۰/۹۴ است. در این ارقام چگالی نفت خام‌های میدان‌های دریائی و نفت‌های بسیار سنگین منظور نشده است.

◦ علاوه بر چگالی درجه سبکی یا درجه API نیز در صنعت نفت به کار می‌رود. این درجه را چون انستیتوی نفت آمریکا (American Petroleum Institute) معرفی نموده به درجه API معروف شده است. رابطه بین چگالی و درجه سبکی API طبق فرمول زیر است:

$$^{\circ} \text{API} = \frac{141.5}{\lambda} - 131.5$$

$$^{\circ} \text{API} = \text{API gravity}$$
$$\lambda = \text{specific gravity}$$

◦ در این فرمول Sp.Gr چگالی (Specific gravity) نفت در ۶۰ درجه فارنهایت و فشار اتمسفری است. بر پایه این فرمول درجه API آب خالص ۱۰ است.



---

◦ درجه API این نفتها (نفت شهر و سوسنگرد) به ترتیب ۵۷ و ۱۷ درجه است که دامنه تغییرات آن برابر ۴۰ است. گرچه دامنه تغییرات درجه API اکثر نفتها بین ۱۵ تا ۵۷ درجه API است ولی نفتهایی با درجه API کمتر از ۱۰ یعنی سنگین تر از آب و نفتهای سبکی با ۶۰ درجه API نیز دیده شده است.

◦ بنا به تعریف نفت خامهایی با درجه API کمتر از ۲۱ نفت سنگین، بین ۲۱ تا ۳۱ درجه API نفت متوسط و بیشتر از ۳۱ نفت سبک نامیده می‌شوند.

## گرمای ویژه نفتهای خام

○ گرمای ویژه نفتهای خام گوناگون و از ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم تا ۱۷۰۰۰ کالری بر گرم تغییر میکند. گرمای ویژه نفت خام به نوع هیدروکربنهای تشکیل دهنده آن بستگی دارد ولی به طور کلی هرچه نفت خام سبک تر باشد ارزش حرارتی بیشتری دارد. گرمای ویژه نفت خام با چگالی ۷۰/۰ یا درجه API ۷۰ برابر ۱۱۷۰۰ کالری بر گرم است. گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۹۵/۰ یا درجه API ۱۷ برابر ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم است.

## فرآورده های تقطیر

---

• یکی از ویژگیهای نفتهای خام درصد فرآورده هایی است که از تقطیر ساده به دست می آید. در تقطیر ساده تقریباً در درجه حرارتهای زیر برش های تقطیر به صورت فرآورده معینی جدا می شوند:



- 
- درصد فرآورده هایی که از نفت خام میدان نفتی آغاچاری با تقطیر ساده به دست می‌آید به شرح زیر است:
  - بنزین و حلال های نفتی ۳۲/۶%
  - نفت سفید ۱۱/۵%
  - گازوئیل ۱۹/۹%
  - روغن ۱۳/۷%
  - نفت کوره و باقی مانده تقطیر ۲۰/۸%
  - گم شده تقطیر ۱/۵%

# لزجت (VISCOSITY) نفت های خام

○ لزجت يك سيال مقاومت آن در برابر جريان است. هرچه مقدار لزجت بيشتر باشد سيال سخت تر جاري خواهد شد. لزجت نفتهاي خام متفاوت است در حالي كه نفتهاي سبك بسيار سيالند نفتهاي سنگين اغلب لزج بوده و آسان جريان نمي يابند. واحد اندازه گيري لزجت در سيستم C.G.S پواز (Poise) است.

○ ويسكوزيته ( viscosity يا گرانروي، اصطكاك دروني يك سيال است كه در مقابل جريان يافتن آن سيال مقاومت مي كند. گرانروي پارامتر مهمي است كه براي پيش بيني جريان سيال در مخزن و در سطح نياز است. گرانروي نفت به دانسيته يا تعداد اتم هاي كربن و همچنين به گازهاي حل شده در آن بستگي دارد. هر چه تعداد اتم هاي كربن نفت زيادتر شود، گرانروي آن بالاتر مي رود و هر چه ميزان گاز حل شده در نفت بيشتر شود گرانروي آن كمتر مي شود. گرانروي نفت، دامنه بسيار وسيعي دارد و به طور معمول بين ۲/۰ تا ۵۰ سانتي پواز است. بعضي از نفت هاي خام با گرانروي بسيار بالا قادر نيستند كه در خطوط لوله پمپاژ شوند (مثل نفت خام Boscan در ونزوئلا).

○ نفت خام در سطح زمين گرانروي بالاتري نسبت به وقتي كه در زير زمين است ، نشان مي دهد. برخلاف گازها، گرانروي مايع با افزايش حرارت، کاهش مي يابد به صورتي كه مولكول ها بيشتر به صورت مجزا حركت مي كنند و اصطكاك دروني شان کاهش مي يابد . مانند گازها، گرانروي نفت با افزايش فشار تا رسيدن به نقطه جوش، افزايش مي يابد. زير نقطه جوش، موقعي كه گاز محلول آزاد مي شود، گرانروي نفت افزايش مي يابد چون گاز از نفت جدا مي شود.

○ ازدیاد گاز محلول در نفت سبب کاهش لزجت می‌گردد. بنابراین کاهش فشار و ازدیاد حرارت که سبب خروج گاز محلول از نفت می‌گردند سبب افزایش لزجت نفت خام می‌شوند. نفت خام اشباع از گاز دارای کمترین لزجت خود در هر درجه حرارت و فشار می‌باشد. وجود پارافین که در درجه حرارت کم منجمد می‌شود نیز بر لزجت نفت های دارای پارافین می‌افزاید. حرکت نفت خام‌های پارافین دار در هوای سرد در لوله ها مشکل می‌گردد.



## نقطه ابر (CLOUD POINT) و نقطه ریزش (POUR POINT)

LOOK POINT

CLOUD POINT

- تعیین اثر سرما بر نفت خام و فرآورده های نفتی از نظر حمل و نقل و ایجاد تاسیسات نفتی اهمیت دارد. به این منظور دو درجه حرارت به نام نقطه ابر و نقطه ریزش تعریف شده است.
- نقطه ابر درجه حرارتی است که در آن ابری در داخل نفت به علت انجماد ذرات پارافین به وجود می آید و اگر سرما بیشتر شود نفت سیالیت خود را از دست داده و جاری نمی شود این درجه حرارت نقطه ریزش نامیده می شود.

نقطه ریزش : (pour point)

- نقطه ریزش يك راهنمائي خوب براي تعيين گرانيروي است. نقطه ریزش يك نفت کمترین دمایی است که نفت می تواند تحت شرایط استاندارد جریان پیدا کند. نقطه ریزش برای نفت خام با محتویات واکسی پارافینیک بالا در حدود  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  است. نقطه ریزش برای نفت های سبک خاورمیانه و آفریقا به  $26\text{ }^{\circ}\text{C}$  هم می رسد که پمپاژ آن را حتی در شرایط سرد قطبی نیز امکان پذیر می کند.
- نفت های خام با نقطه ریزش بالا به علت محتوی واکس زیاد ظاهری درخشنده دارند. این نوع نفت ها ممکن است محتوای واکس خود را در طی مهاجرت رسوب دهند و به تدریج سبک تر شوند.

---

• برای اندازه گیری نقطه ابر و نقطه ریزش در حدود ۳۵ سانتیمتر مکعب نفت خام را در بشری ریخته و آنرا در داخل حمام یخ قرار داده و حرارت سنجی در داخل نفت نهاده و کاهش درجه حرارت را اندازه می‌گیرند. درجه حرارتی که نفت در آن ابری می‌شود مشخص می‌گردد. معمولا درجه حرارت نقطه ریزش در حدود ۲ تا ۵ درجه فارنهایت کمتر نقطه ابر است.



## نقطه شعله (FLASH POINT) و نقطه اشعال (BURNING POINT)

○ نقطه شعله درجه حرارتي است که در آن گازهاي متصاعد از نفت خام به قدری می‌رسد که با جرقه‌اي که از فاصله معین و ثابتی زده می‌شود شعله بسیار مدتی می‌زند و خاموش می‌شود. اگر نفت بیشتر گرم شود شعله خاموش نشده و یکنواخت خواهد سوخت. این درجه حرارت نقطه اشتعال نامیده می‌شود. اندازه‌گیری نقطه شعله و نقطه اشتعال برای رعایت اصول ایمنی و دوری از خطر در حمل و نقل و انبار کردن نفت خام و فرآورده‌های نفتی لازم است.

## واحد های اندازه گیری نفت خام

- نفت خام با بشکه و یا تن متريك اندازه گيري مي شود. هر بشکه معادل ۹ / ۱۵۹ لیتر و ۴۲ گالن آمریکایی است. در اندازه گیری با بشکه چون حجم سنجیده می شود وزن مخصوص نفت نقشی ندارد.
- يك تن متريك نفت خام با درجه API ۲۰ یا چگالی ۹۳۴ / ۰ ، ۶ / ۷۵ بشکه حجم دارد.
- يك تن متريك نفت خام با درجه API ۵۰ یا چگالی ۷۷۹ / ۰ ، ۸ / ۰۹ بشکه حجم دارد.
- در محاسبات تقریبی يك تن نفت معادل ۷ بشکه در نظر گرفته می شود. حجم يك تن نفت با درجه API ۲۷ و یا چگالی ۸۹۳ / ۰ برابر با هفت بشکه است.

## محاسبه مقدار ذخیره کانسار های نفت

« ذخیره نفتی» (Oil reserve) به ذخیره کشف شده قابل استحصال گفته می‌شود ولی برای روشن شدن کامل مطلب اغلب تحت عنوان « ذخیره قابل استحصال نهایی» (Ultimately recoverable reserve) بیان می‌شود و آن مقدار نفتی است که در نهایت با تکنولوژی موجود و بهره برداری اولیه می‌توان از مخزن استخراج نمود. این مقدار در فشار و حرارت سطح زمین به بشکه و یا تن محاسبه می‌شود.

**نفت درجا** نشان دهنده حجم سیال مخزن در زمان کشف و قبل از بهره برداری است. به بخشی از سیال مخزن که با دانش فنی و وضعیت اقتصادی فعلی قابل بازیافت باشد، **ذخایر اثبات شده** گفته می‌شود. **ذخایر محتمل** نیز بر حجمی از نفت درجا دلالت دارد که با روش های متداول بهبود برداشت، قابل استخراج است.



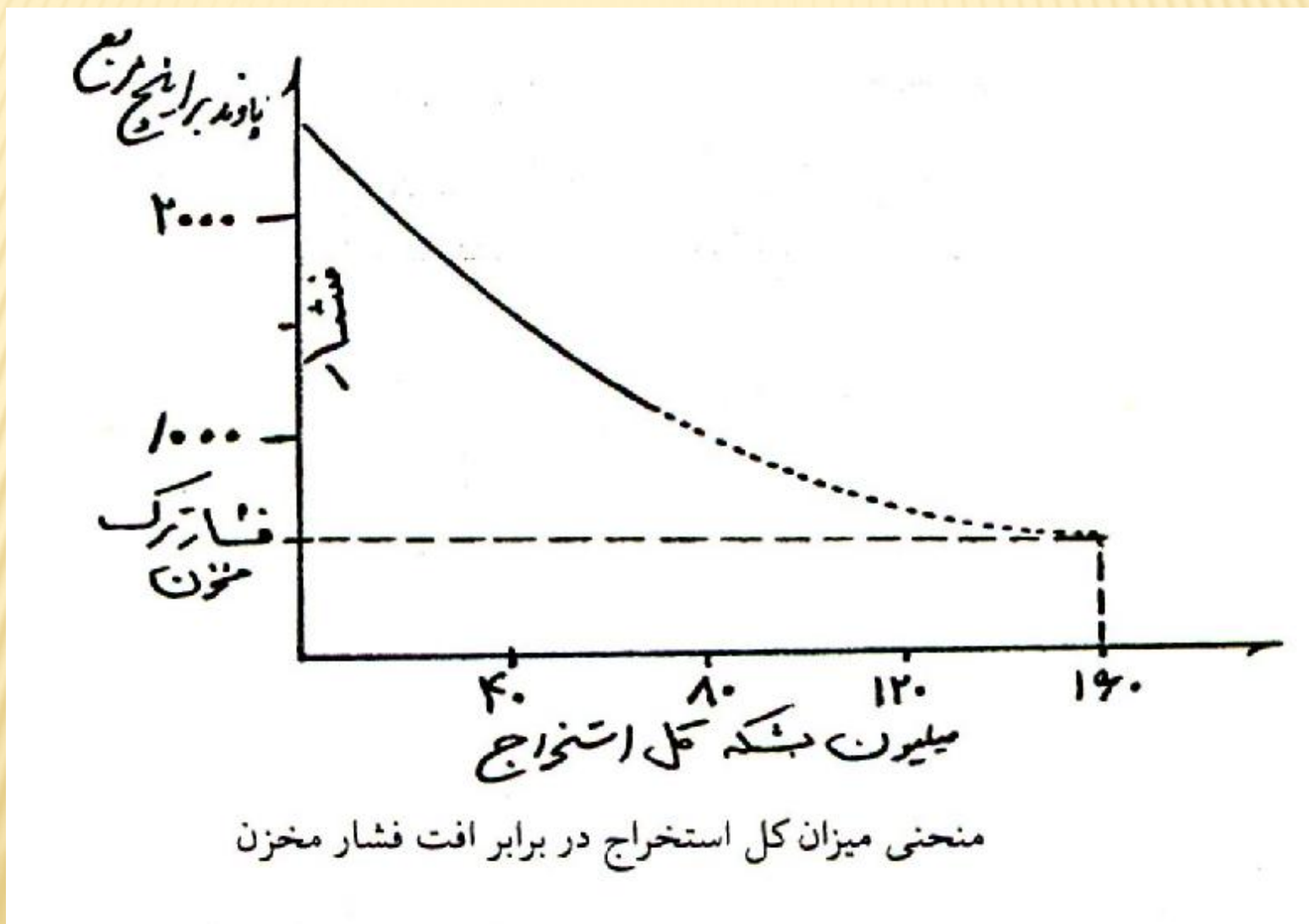
○ مقدار ذخیره درجا از فرمول  $Q=V.P.S_0$  به دست می‌آید که در آن  $Q$  ذخیره درجا،  $V$  حجم بخشی از سنگ مخزن که دارای نفت است.  $P$  تخلخل و  $S_0$  اشباع نسبی نفت می‌باشد. ذخیره قابل استحصال نهایی بخش ثابتی از ذخیره درجا نبوده و به عواملی نظیر وزن مخصوص، لزجت سیال، نوع و شکل خلل و فرج، جنس سنگ مخزن، مکانیسم رانش مخزن، فشار و درجه حرارت مخزن و فشار ترك نمودن میدان بستگی دارد. از ذخیره درجا تنها يك پنجم تا يك چهارم قابل استحصال با بهره برداری اولیه است.

◦ ذخیره قابل استحصال نهایی از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$q = Q \cdot R \cdot K_{sh} \quad \circ$$

◦ در این رابطه  $q$  ذخیره قابل استحصال نهایی،  $Q$  ذخیره درجا، و  $R$  ضریب استحصال (Recovery factor) است که به وزن مخصوص، لزجت و غیره بستگی دارد.  $K_{sh}$  ضریب افت حجم (Volume shrinkage factor) است.

منحنی نقطه چین پیش بینی روند منحنی در آینده است.





---

◦ عامل مهم و تعیین کننده خروج گاز محلول است که کاهش حجم قابل ملاحظه ای را در پی دارد. مقدار این کاهش با ضریب افت حجم مشخص می‌گردد. ضریب افت حجم برای مخازن مختلف تغییر می‌کند

---

○ اگر از مخزن مدتی بهره برداری شده باشد با ترسیم منحنی مقدار کل استخراج در برابر افت فشار و ادامه روند (Extrapolate) منحنی تا فشار ترك مخزن می‌توان ذخیره قابل استحصال نهایی را به صورت تقریبی به دست آورد .

◦ در روش دیگر برای برآورد تقریبی ذخیره قابل استحصال نهایی از کاهش ضخامت ستون نفت مخزن در اثر استخراج نفت استفاده می‌شود. اگر با استخراج  $A$  بشکه نفت یک متر از ضخامت ستون کم شده و این ضخامت در آغاز بهره برداری  $h$  متر بوده باشد ذخیره قابل استحصال نهایی را می‌توان به تقریب  $q=A.h$  بشکه تخمین زد.

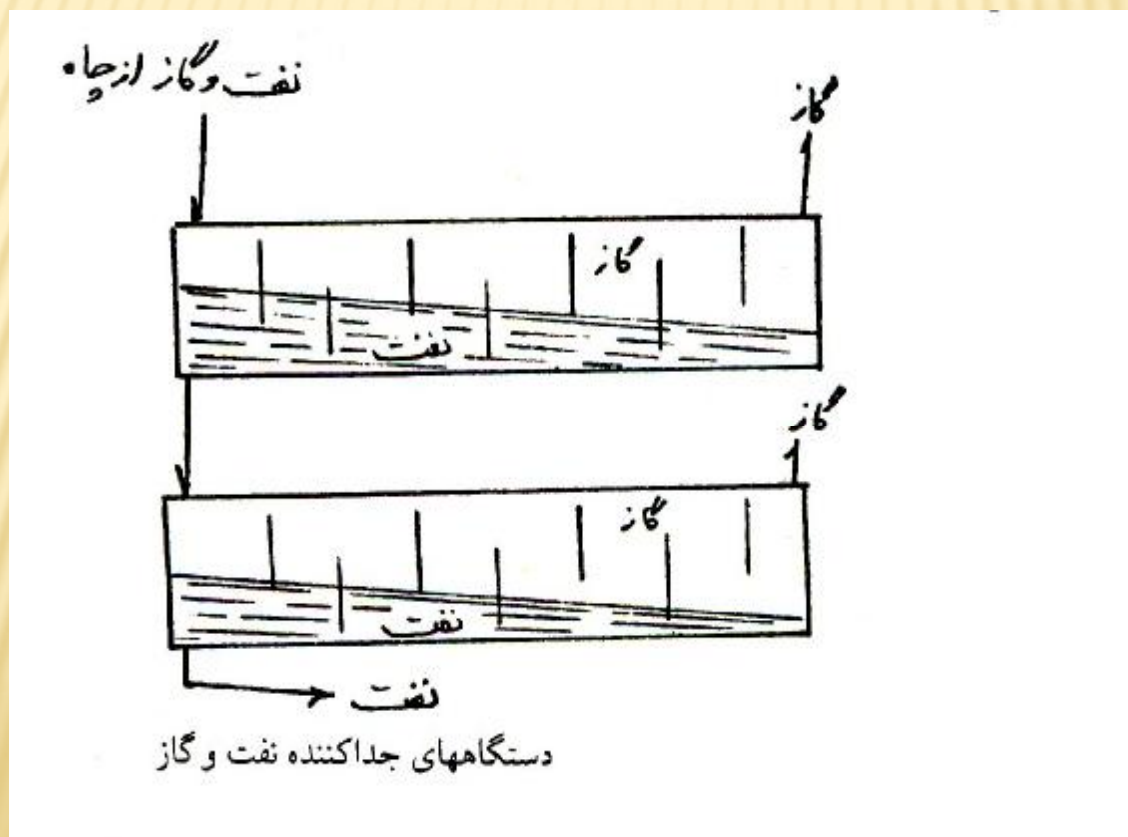


## نسبت گاز به نفت (GAS OIL RATIO)

نسبت گاز به نفت مقدار گاز متصاعد به پای مکعب از یک بشکه نفت است که از مخزن به سطح زمین آورده شده و فشار آن به فشار سطح کاهش یافته باشد. آشکار است که مقدار گاز حل شده در نفت به فشار و درجه حرارت مخزن بستگی دارد. با استخراج نفت فشار مخزن کاهش می‌یابد و بخشی از گاز محلول در نفت در داخل مخزن از نفت جدا می‌شود.

○ جداسازی گاز از نفت در سطح زمین در چندین مرحله و به تدریج انجام می‌گیرد. در هر مرحله فشار نسبت به مرحله قبل کم می‌شود. اگر کاهش فشار به یکبار اعمال شود مقدار قابل توجهی نفت به صورت ذرات ریز همراه گاز از فاز مایع جدا خواهد شد. اگر گاز به آتشگاه (Flare) رود نفت همراه آن نیز خواهد سوخت و اگر برای مصارف شهری به خطوط لوله انتقال یابد از فاز گازی جدا شده و در انتقال گاز مانع ایجاد خواهد کرد.

○ جداسازی گاز از فاز مایع در دستگاههایی انجام می‌گیرد که «جداکننده» گاز (Gas separator) نامیده می‌شوند. دستگاه جداکننده گاز استوانه‌ای فلزی است که می‌تواند فشارهای زیاد را تحمل کند. دستگاه با شیب کم بر روی پایه‌ها قرار می‌گیرد.





## گاز

---

○ گازهای هیدروکربنی که در مخازن نفتی وجود دارد گاز طبیعی (Natural gas) نامیده می‌شود. این گاز ممکن است در مخزن همراه نفت باشد و یا بدون نفت، مخزن گازی مستقلی را تشکیل دهد. در حالت نخست گاز همراه (Associated gas) و در حالت بعدی گاز ناهمراه (Non associated gas) نامیده می‌شود.

○ گاز همراه یا به صورت گاز آزاد، گنبد گاز نفتگیر را تشکیل می‌دهد و یا در نفت مخزن حل شده و گاز محلول (Dissolved gas) نامیده می‌شود. حجم گاز محلول در نفت در شرایط مخزن از چندپای مکعب تا حدود هزار پای مکعب در یک بشکه نفت تغییر می‌کند. گاز محلول هنگام استخراج نفت با آن از مخزن خارج می‌شود و پس از عبور از دستگاه‌های جدا کننده اگر برای آن مصرفی وجود نداشته باشد در آتشگاه سوزانده می‌شود.

○ گانسارهاي نفتي که فاقد گنبد گاز مي باشند ميدانهاي نفتي اشباع نشده (Undersaturated Pool) و کانسارهايي که داراي گنبد گازند ميدان نفتي اشباع شده (Saturated Pool) ناميده مي شوند. گاز طبيعي در آب نيز حل مي شود و گاه تا ۲۰ پاي مکعب گاز در يك بشکه آب کانسار حل مي گردد. آب در حدود ۰/۰۶ نفت توان حل گاز را دارد.



- گازی که از چاه استخراج می‌شود بنا بر مقدار مایع سبکی که همراه دارد گاز خشک و یا گاز تر خوانده می‌شود. گاز خشک کمتر از
- ۱ / ۰ گالن (۴۵ / ۰ لیتر) مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز تر بیش از ۳ / ۰ گالن (۳۵ / ۱ لیتر) مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز بین این دو را گاز لاغر (Lean gas) می‌نامند.

○ چگالی گازهای طبیعی نسبت به هوا از ۰/۶۵ تا ۰/۹۵ تغییر می‌کند. چگالی متان که سبکترین هیدروکربن گازهای طبیعی است نسبت به هوا ۰/۵۵۴ می‌باشد. متان گازی بیرنگ، بی بو و به شدت قابل اشتعال است که در درجه حرارت و فشار مخازن نفتی همیشه به صورت گاز است. دیگر هیدروکربنهای گازی در شرایط مخازن ممکن است به صورت فاز گاز یا مایع وجود داشته باشند.

◦ «گاز نفتي مایع شده» (Liquified petroleum gas) که به اختصار L.P.G نامیده می‌شود از هیدروکربنهای پروپان، بوتان و مقدار کمی پنتان و ایزوپنتان تشکیل شده که در فشار اتمسفری و درجه حرارت‌های بالای صفر به حالت گاز است. در شرایط معمولی، پروپان در  $1/42$  - درجه سانتیگراد و بوتان نرمال در  $5/0$  - درجه سانتیگراد، به گاز تبدیل می‌گردند. درجه حرارت جوش پنتان  $36$  درجه سانتیگراد است. چگالی گاز مایع شده در حدود نصف چگالی آب است. گاز نفتي مایع شده خاصیت چرب کنندگی ندارد و در پمپ کردن آن باید به این امر توجه شود. برای مایع کردن آن باید فشار را زیاد کرد و یا درجه حرارت را پایین آورد.



# «گاز طبیعی مایع شده» (LIQUIFIED NATURAL GAS)

• که به اختصار L.N.G نامیده می‌شود متان و اتان مایع شده است. با توجه به نقطه جوش این هیدروکربنها به مخازنی تحت فشار زیاد و با توان سردکنندگی بسیار، برای مایع کردن گاز، نیاز خواهد بود. نقطه جوش متان در فشار اتمسفری ۱۶۱- درجه سانتیگراد و از آن اتان ۸۹- درجه سانتیگراد است. روش انتقال و ساخت کشتی های مخصوص برای حمل گاز طبیعی مایع شده در دست مطالعه است.

# ترکیب شیمیایی گاز طبیعی

○ بیشترین بخش گازهای طبیعی را متان که پایدارترین هیدروکربن نفتی است تشکیل می‌دهد. بخش کمتر شامل هیدروکربنهای سبک پارافینی مانند اتان، پروپان، بوتان و به مقدار کمی پنتان و هگزان می‌باشد. در مواردی نادر مقدار بسیار کمی هپتان نیز در گاز طبیعی وجود دارد. ترکیب گازی سه میدان نفت و گاز باکو در آذربایجان به شرح زیر است:

◦ ناخالصي گازهاي طبيعي اغلب گازکربنيك، ازت، هيدروژن سولفور و در برخي موارد هليوم است. اين ناخالصي ها بجز هيدروژن سولفور تنها از ارزش حرارتي گزي مي کاهند. گاز هليوم ارزش اقتصادي دارد و اگر مقدار آن قابل توجه باشد آنرا از گاز طبيعي جدا مي سازند. بعضي از ميدانهاي گزي ايالات متحده آمريکا به طور استثنايي داراي هليوم مي باشند. گاز طبيعي اين ميدانها داراي ۱ تا ۸ درصد حتمي هليوم است.



○ هیدروژن سولفور ه بسیار خورنده بوده و در لوله ها و تاسیسات خوردگی ایجاد می کند. در گازهای طبیعی اگر علاوه بر هیدروژن سولفور گاز کربنیک نیز وجود داشته باشد خاصیت خوردگی تشدید می گردد. در این موارد از لوله ها و وسایل مقاوم در برابر خوردگی باید استفاده نمود که هزینه عملیات را افزایش می دهد. هیدروژن سولفور گازی سمی است، بنابراین باید از گاز مصرفی حذف گردد. گازی که دارای هیدروژن سولفور است گاز ترش (Sour gas) و گاز طبیعی بدون هیدروژن سولفور و یا دارای مقدار بسیار کم آن گاز شیرین (Sweet gas) نامیده می شود.

## واحد اندازه گیری و ارزش حرارتی گاز طبیعی

○ اندازه گیریهای گاز حجمی است و چون تغییر درجه حرارت و فشار در تغییر حجم گاز تاثیر دارد اندازه گیری باید در درجه حرارت و فشار معینی انجام گیرد که شرایط استاندارد نامیده می شود. در این شرایط فشار اتمسفری و درجه حرارت ۲۰ درجه سانتیگراد است. هر هزارپای مکعب گاز در شرایط استاندارد يك واحد در نظر گرفته می شود و به علامت اختصاری MCF نشان داده می شود. MMCF نمایانگر يك میلیون پای مکعب گاز است. واحد دیگر متر مکعب است که معادل ۳۵/۳۱۹ پای مکعب است.

---

• توان حرارتي گاز طبيعي در حدود ۲۵۰ تا ۳۰۰ کيلوکالري براي هر پاي مکعب مي باشد. بر اساس ارزش حرارتي هر ۵۰۰۰ پاي مکعب و يا ۱۴۲ متر مکعب گاز طبيعي تقريباً معادل يك بشکه نفت خام است.



## بخش هفتم

# شرایط مخزن ( RESERVOIR ) CONDITIONS )، فشار ، درجه حرارت، مکانیسم مخزن و مهاجرت نفت

○ دو عامل متغیری که بر هر مخزن نفتی اثر می‌گذارد فشار و درجه حرارت است که هر یک انرژی ذخیره شده ای برای مخزن محسوب می‌گردند. اگر یکی از این دو عامل و یا هر دو تغییر کند حجم سیال داخل مخزن تغییر خواهد کرد. مهندسان نفت آزمایش‌هایی بر مبنای تغییر فشار، درجه حرارت و حجم در آزمایشگاه انجام می‌دهند که به اختصار آزمایش‌های P.V.T نامیده می‌شود. بدیهی است که تغییر حجم گازها در اثر فشار و درجه حرارت بسیار بیشتر از مایعات است.

## فشار

---

○ فشار مخزن و فشار لایه های زیرزمینی نقش مهمی در برنامه ریزی حفاریهای اکتشافی و روش های بهره برداری از مخازن دارد. فشار لایه های زیر زمینی و مخزن اگر در زمان حفاری از کنترل خارج شود مسائل دشوار فنی، صدمات مالی و حتی جانی به بار می آورد. در دوره بهره برداری از مخزن توجه به فشار و سعی در حفظ آن نقش عمده در میزان بهره دهی و طول عمر مخزن دارد.

---

◦ فشار موجود در لایه ها در طول زمان زمین شناسی به تعادل رسیده است. حفر چاه این ثبات را بر هم میزند. برای ایجاد تعادل شناخت علل بی ثباتی ضروری است.

◦ فشارهای موجود و مؤثر در لایه های زیرزمینی را در دو گروه عمده می توان بررسی نمود. فشاری که مایعات موجود در روزنه های سنگ بر پایه قانون ظروف مرتبط ایجاد می نمایند که فشار ایستابی (Hydrostatic pressure) نامیده می شود. فشار دیگر فشاری می باشد که وزن لایه ها و سیال درون آن به لایه های زیرین وارد می آورند که فشار زمین ایستایی (Overburden pressure or Geostatic) یا ژئواستاتیک نامیده می شود.



## فشار ایستابی

○ فشار ایستابی ناشی از وزن ستون مایع است و بستگی به ارتفاع ستون مایع و وزن مخصوص آن دارد. برای آسانی محاسبات مربوط به فشار ایستابی از **ضریب ستون سیال** استفاده می‌شود. ضریب ستون یک سیال فشاری است که واحد طول ستون آن سیال به قاعده خود وارد می‌کند. در سیستم متریک وزن ستون آبی به طول یک متر و به قاعده یک سانتیمتر مربع در حرارت ۴ درجه سانتیگراد و فشار اتمسفری ۱/۰ کیلوگرم است. بنابراین در سیستم متریک ضریب ستون آب ۱/۰ کیلوگرم بر سانتیمتر مربع بر متر است.

# فشار زمین ایستایی

---

- فشار زمین ایستایی وزن تمام سنگها و آب موجود در تخلخل آنهاست که بر روی لایه مفروضی قرار داشته و وزن خود را بر آن لایه وارد می‌کنند.
- $\text{وزن آب درون سنگ} + \text{وزن سنگ} = \text{فشار زمین ایستایی سطح}$

○ اگر هنگام حفر چاه گل حفاری به قدری سنگین باشد که فشار ایستایی ایجاد شده بیش از فشار زمین ایستایی شود ممکن است لایه‌های ته چاه را بشکند. شکستن لایه‌ها سبب برهم خوردن تعادل فشار در چاه و هرز رفتن گل حفاری می‌شود و ممکن است فوران ناخواسته چاه را سبب شود. گاه از این پدیده برای بهبود تراوایی سنگ مخزن استفاده می‌شود و با ایجاد فشاری ایستایی بیش از فشار زمین ایستایی در لایه‌های سنگ مخزن شکاف ایجاد می‌گردد.



○ اگر مخزن نفت و گاز دارای فشار بسته باشد فرسایش لایه های سطحی و کم عمق شدن مخزن در طول زمانهای زمین شناسی سبب کاهش فشار زمین ایستایی بر روی این مخازن می شود. این کاهش ممکن است به حدی برسد که لایه های روی مخزن قادر به تحمل فشار مخزن نبوده و شکاف بر دارند. این امر باعث راه یافتن نفت و گاز به خارج از مخزن می گردد. اگر مخزن دارای سنگ پوششی از سنگهای نمک و گچ باشد ممکن است پس از کاهش فشار مخزن و کمتر شدن آن از فشار زمین ایستایی شکافها ترمیم و باقی مانده نفت و گاز حفظ شود ولی اگر سنگ پوشش شکننده باشد ممکن است خروج نفت و گاز به صورت چشمه تا خالی شدن مخزن ادامه یابد .

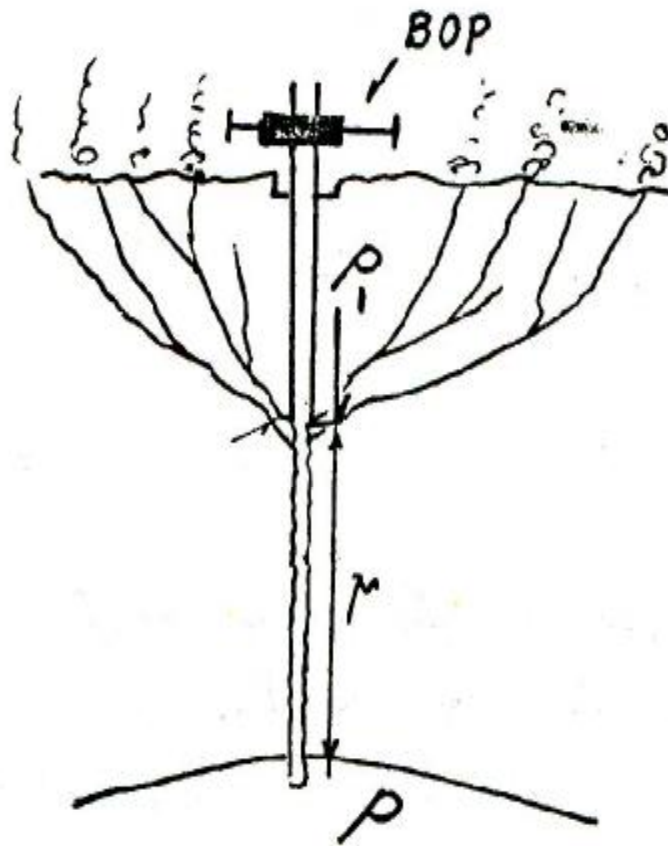
---

○ محاسبه و توجه به مقدار فشار زمین ایستایی در پاشنه آخرین لوله جداری ضروری است. چون اگر عمق زیادی از چاه بدون لوله جداری باشد و به هر دلیل چاه فوران نماید بستن شیرهای طغیان شکن (Blow out preventer) سرچاه فشار مخزن را به طبقات بدون پوشش زیر لوله جداری منتقل می‌نماید. ضعیف ترین این لایه ها از نظر فشار زمین ایستایی لایه های زیر پاشنه لوله جداری می‌باشند.

○ اگر فشار مخزن در پاشنه لوله جداری بیش از فشار زمین ایستایی در این نقطه باشد لایه ها را شکافته و از اطراف دهانه چاه گاز و یا نفت فوران خواهد نمود. فاصله این شکافها از دهانه چاه ممکن است به چندین کیلومتر نیز برسد. به طوری که در شکل دیده می شود اگر چاه وارد مخزنی با فشار  $P$  شود و به علت هرز رفتن گل حفاری در مخزن و یا به هر دلیل دیگری چاه فوران نماید برای جلوگیری از فوران ناخواسته چاه شیرهای طغیان شکن را که به اختصار B.O.P نامیده می شوند می بندند.



○ در بخش فوقانی چاه که لوله جداری وجود دارد فشاری به لایه ها وارد نمی‌آید ولی در بخش بدون پوشش لایه ها تحت فشار مخزن قرار می‌گیرند. ضعیف ترین بخش لایه های بدون پوشش کم عمق ترین آنها یعنی لایه هایی می‌باشند که بدون فاصله در زیر پاشنه لوله جداری قرار گرفته اند. اگر فشار مخزن  $P$  و فشار ستون سیال از ته چاه تا زیر پاشنه جداری  $r$  باشد فشاری که به پاشنه لوله جداری وارد می‌شود  $P-r$  خواهد بود.



شکاف برداشتن لایه هادر صورتیکه  $p_1 \leq p_2$  باشد. تنها بخشی از چاه دارای لوله جداری و بقیه چاه بدون پوشش است.

ò اگر فشار زمین ایستایی در این نقطه  $P_1$  و باشد امکان شکاف برداشتن لایه های بین پاشنه لوله جداری و سطح زمین وجود دارد و اگر اختلاف زیاد باشد این پدیده رخ داده و سیال از اطراف دهانه چاه فوران خواهد نمود. کنترل این فوران مشکل تر از کنترل فوران از دهانه چاه است. چنین فورانی در مخازن گازی بیشتر رخ می دهد چون به علت وزن مخصوص کم گاز و کم بودن فشار ایستایی ستون گاز، تقریباً نزدیک به تمام فشار مخزن به لایه های زیر پاشنه لوله جداری وارد می آید.



# فشار سازند (FORMATION PRESSURE)

FORMATION PRESSURE

○ فشار سیالهای موجود در روزنه های سنگها مانند آب، گاز و نفت فشار سازند نامیده می شود. این فشار در سنگ مخزن نفت و گاز فشار مخزن را تشکیل می دهد. فشار سازند در بیشتر موارد معادل یا نزدیک به فشار ایستابی و همیشه کمتر از فشار زمین ایستابی است. چون اگر بیشتر از فشار زمین ایستابی و یا برابر آن باشد سبب شکاف برداشتن لایه ها و خروج سیال می گردد.

○ مخزن نفت اگر فشاری در حد فشار ایستابی داشته باشد گویند دارای فشار طبیعی (Normal pressure) است. اگر فشار آن کمتر و یا بیشتر از فشار ایستابی باشد دارای فشار غیر طبیعی (Abnormal Pressure) است. فشاری بیش از فشار ایستابی ممکن است در اثر تراکم در مخازن مسدود ایجاد گردد و یا سنگ مخزن در نزدیک نفتگیر در کوههای بلند رخنمون داشته و نفوذ آبهای سطحی در سنگ مخزن سبب ازدیاد ارتفاع ستون آب مجاور مخزن و در نتیجه ازدیاد فشار ایستابی شود.

○ فشار غیر طبیعی کم ممکن است به علت فرار گازهای سبک و یا کم شدن درجه حرارت مخزن و تبدیل بخشی از گاز مخزن به مایع در مخازن مسدود پیش آید. در حفاریهای اکتشافی فشار غیر طبیعی به سبب غیر قابل پیش بینی بودن بیشتر حادثه ساز است. فشار سازند را با وزن گل حفاری و قرار دادن لوله های جداری کنترل می نمایند. فشار سازند عامل اصلی برای حرکت سیال از مخزن به درون چاه و سطح زمین است و با بهره برداری از مخزن کاهش می یابد.



## درجه حرارت

◦ درجه حرارت از سطح زمین به سوی عمق افزایش می‌یابد. مقدار افزایش برای واحد عمق، ضریب زمین گرمایی (Geothermal gradient) یا شیب زمین گرمایی نامیده می‌شود. ضریب زمین گرمایی تا عمق ۲۰ تا ۱۵۰ متری تحت تأثیر جنس آبرفت، جریان آبهای سطحی و نفوذی کم عمق و تغییرات درجه حرارت محیط و غیره قرار می‌گیرد ولی معمولاً پس از آن ثابت می‌ماند.

---

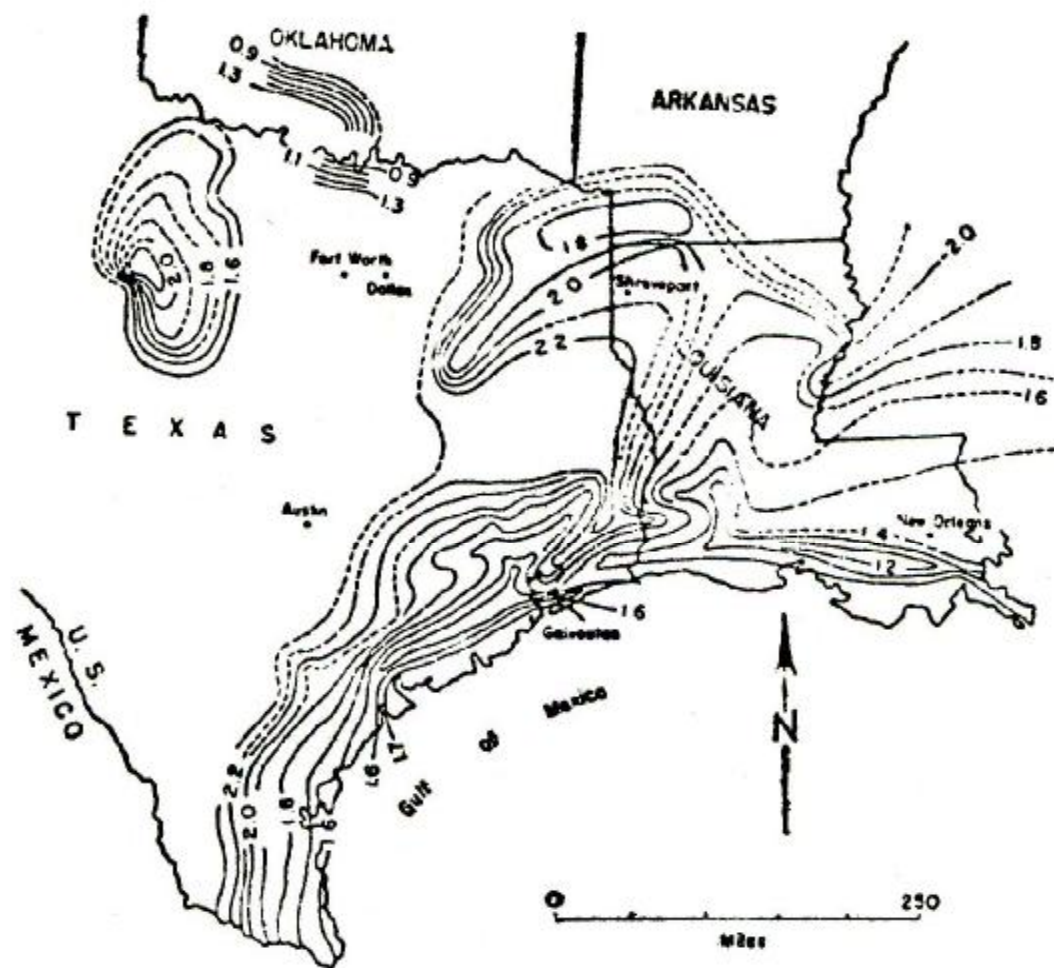
◦ ضریب زمین گرمایی برای هر ۳۰ متر عمق یک درجه سانتیگراد است که معادل یک درجه فارنهایت برای هر ۵۵ پا عمق می‌باشد ولی در نواحی مختلف به علت فعالیت‌های آذرین، وجود گنبد‌های نمک و تفاوت توان هدایت حرارتی لایه‌ها ممکن است تغییر کند. ضریب زمین گرمایی برای هر ناحیه از رابطه:

◦ درجه حرارت متوسط سالانه سطح - درجه حرارت طبقه =

◦ عمق

◦ ضریب زمین گرمایی عمق به دست می‌آید.

---



نقشه خطوط هم‌ضریب گرمایی در بخشی از تکزاس و لوئیزیانا ضریب زمین گرمایی به درجه فارنهایت برای هر ۱۰۰ پا عمق است



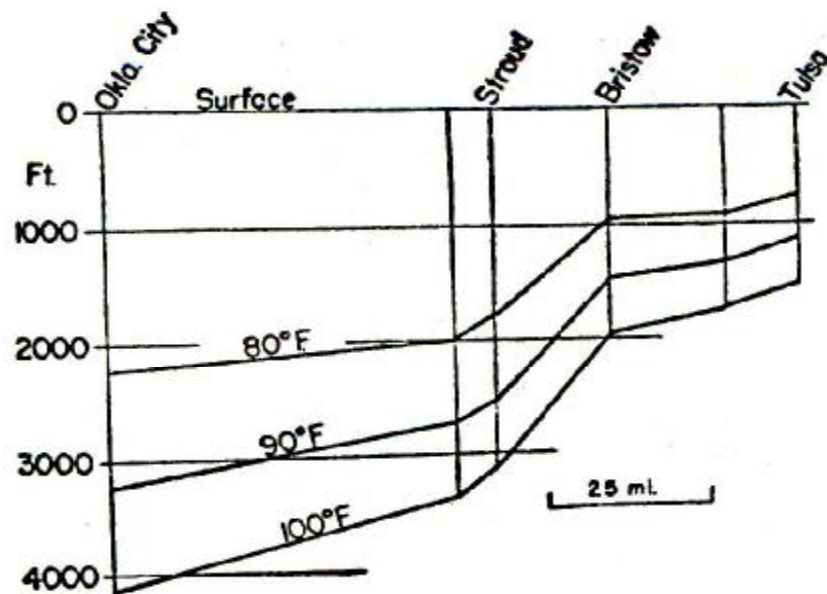
---

○ تغییرات ضریب زمین گرمایی در مناطق مورد نظر ممکن است به صورت خطوط هم ضریب (Isograd) ترسیم گردد. مانند نقشه خطوط هم ضریب زمین گرمایی بخشهایی از تکزاس و لویزیانا که در شکل فوق نشان داده شده است.

---

◦ درجه حرارت در هر نقطه از نقشه و در هر عمقی را می‌توان با ضرب عمق در ضریب زمین گرمایی آن نقطه و تقسیم بر صد و افزودن درجه حرارت متوسط سطح به دست آورد. سطوح هم حرارت نیز در برش‌ها به صورت خطوط هم حرارت نشان داده می‌شود که کاربردهای مختلف دارد؛ مانند تشخیص درجه بلوغ کروژن و هیدروکربنها در نواحی مختلف يك حوضه رسوبي و تشخیص فارهیدروکربنها.

○ شکل زیر یکی از برش های خطوط هم حرارت را بین شهرهای اکلاهما و تولسا نشان می‌دهد.



برش سطوح هم حرارت بین شهرهای اکلاهما و تولسا به فاصله تقریبی ۱۶۰ کیلومتر. در شرق توده گرانیتی به سن پرکامبرین وجود دارد که به سطح زمین نزدیک است.



# PETROLEUM GEOLOGY OF IRAN



- 1- Dash-e-mughan
- 2- Khangiran
- 3- Damir Dagh
- 4- Chem Chermal
- 5- Kirkuk
- 6- Bai Hassam
- 7- Qara Chauq
- 8- Khabbaz
- 9- Jambur
- 10- Al-hamrin
- 11- Saddam
- 12- Tikrit
- 13- Judaida
- 14- Injana
- 15- Kor Mor Al Anfal
- 16- Chia Surkh
- 17- Pulkhana
- 18- Gilabat
- 19- Balad
- 20- Naft Khaneh
- 21- Emmam Hassan
- 22- Tang Bijar

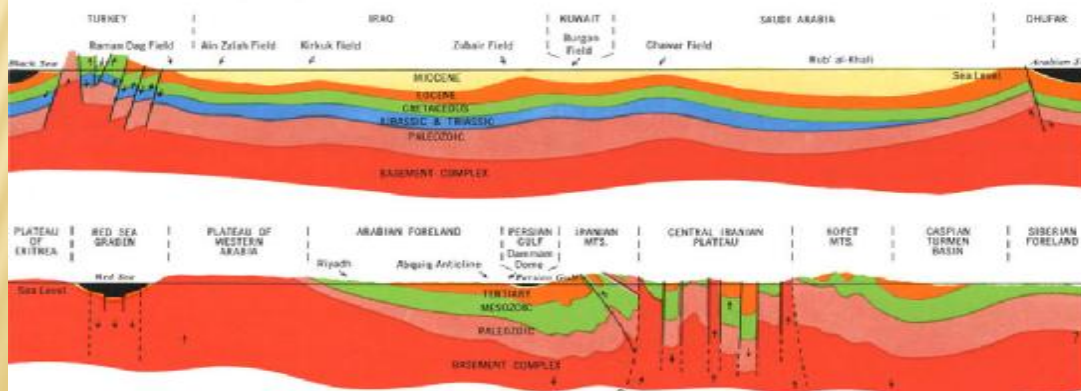
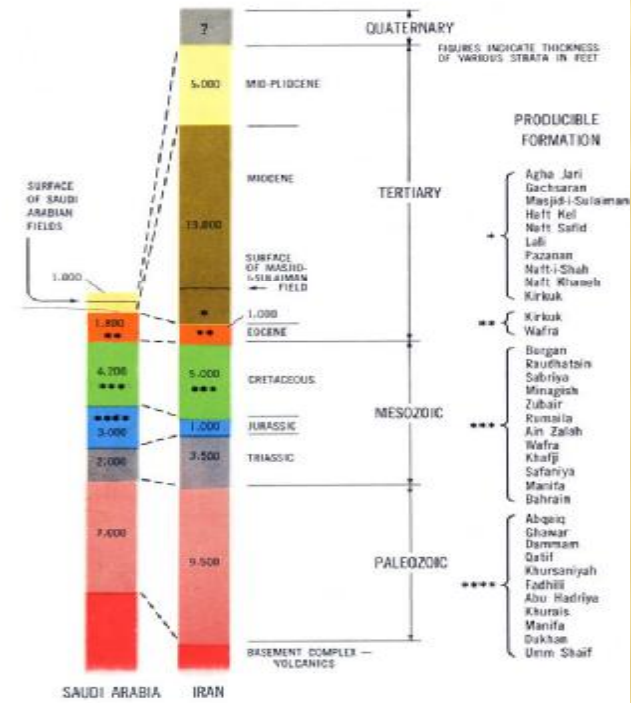
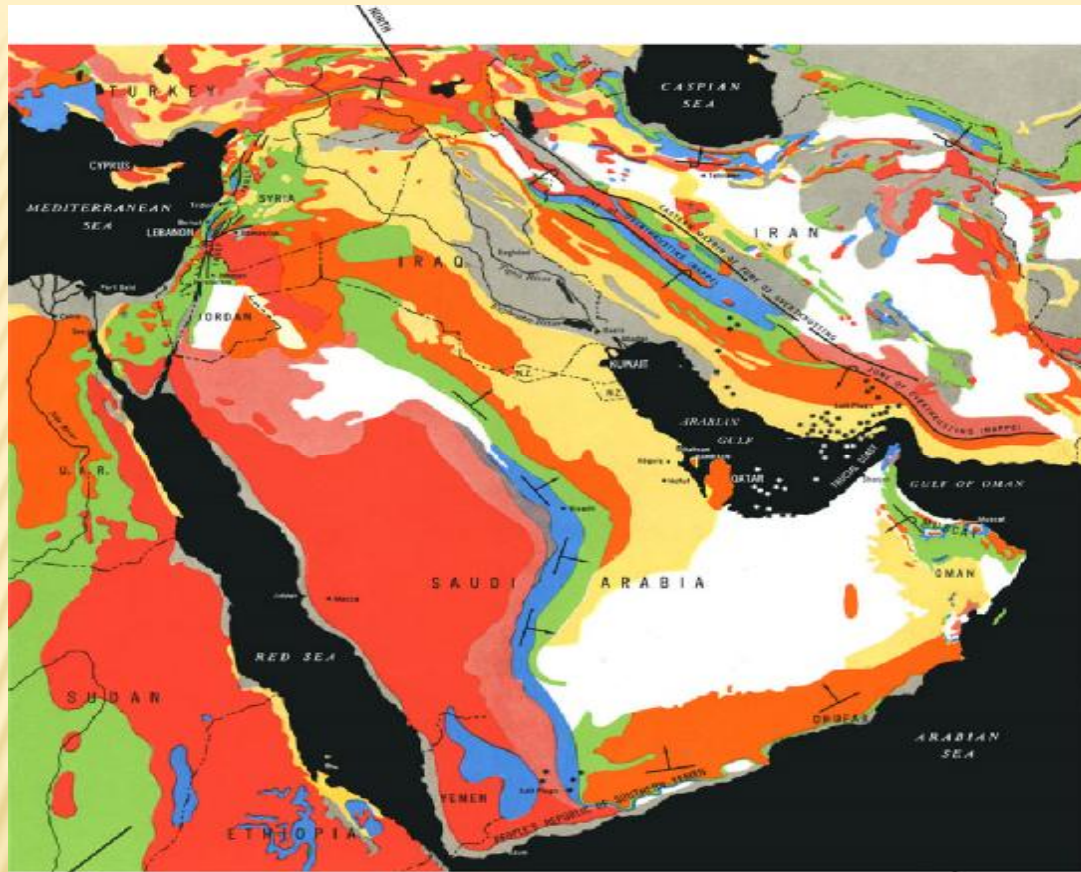
- 23- Baghdad E
- 24- Kabir Kuh
- 25- Veyzenhar
- 26- Sarkan
- 27- Maleh Kuh
- 28- Halush
- 29- Dehluran
- 30- Danan
- 31- Kabud
- 32- Qaleh Nar
- 33- Abu Ghuraib
- 34- Andab
- 35- Dujailah
- 36- Gharraf
- 37- Rafidain
- 38- Buzurgan
- 39- Nur
- 40- Al Halfaya
- 41- Jabal Faugui
- 42- Mushtagh
- 43- Paydar
- 45- Lab-e-safid

- 46- Palangan
- 47- Lali
- 48- Andakah
- 49- Karun
- 50- Masjed Soleyman
- 51- Par-e-siah
- 52- Naft-e-safid
- 53- Ramin
- 54- Ahvaz
- 44- Chashmeh Khus
- 55- Jufayr
- 56- Susangen
- 57- Majnoon
- 58- Azadegan
- 59- Ab Tevmur
- 60- Nahr Umr
- 61- Darquain
- 62- Mansuri
- 63- Shadegan
- 64- Ramshir
- 65- Rag-e-sefid
- 66- Haft kol

- 67- Marun
- 68- Khavizi
- 69- Paris
- 70- Kuh-e-Bangestan
- 71- Karang
- 73- Aghajari
- 73- Dudrou
- 74- Kuh-e-rig
- 75- Shurom
- 76- Gachsaran
- 77- Pazanan
- 78- Chillingar
- 79- Bibi hakimeh
- 80- Sularedar
- 81- Kilur karim
- 82- Gulkhari
- 83- Radak
- 84- Nargesi
- 85- Bushgan
- 86- Sarvestan
- 87- Kuh-e-mand
- 88- Dalan

- 89- Aghar
- 90- Bandubast
- 91- Varavi
- 92- Nar
- 93- Namaki
- 94- Gavarrzin
- 95- Salakh
- 96- Henjam
- 97- W Bukha
- 98- Saleh
- 99- Baih
- 100- Mubarrak
- 101- Sirri
- 102- Salman
- 103- Resalat
- 104- Reshadat
- 105- Balal
- 106- Bh
- 107- South Pars
- 108- Pars Structure
- 109- Assaluyeh
- 110- Kangan

- 111- North Pars
- 112- Fa
- 113- Foroozan
- 114- Bb
- 115- Bushehr
- 116- Esfandiar
- 117- Dorouti
- 118- Sorosh
- 119- Abuzar
- 120- Nowruz
- 121- Binak
- 122- Bahregansar
- 123- Hendijan
- 124- Sarajeh
- 125- Alborz



NOTE: QUATERNARY NOT SHOWN ON CROSS SECTIONS.



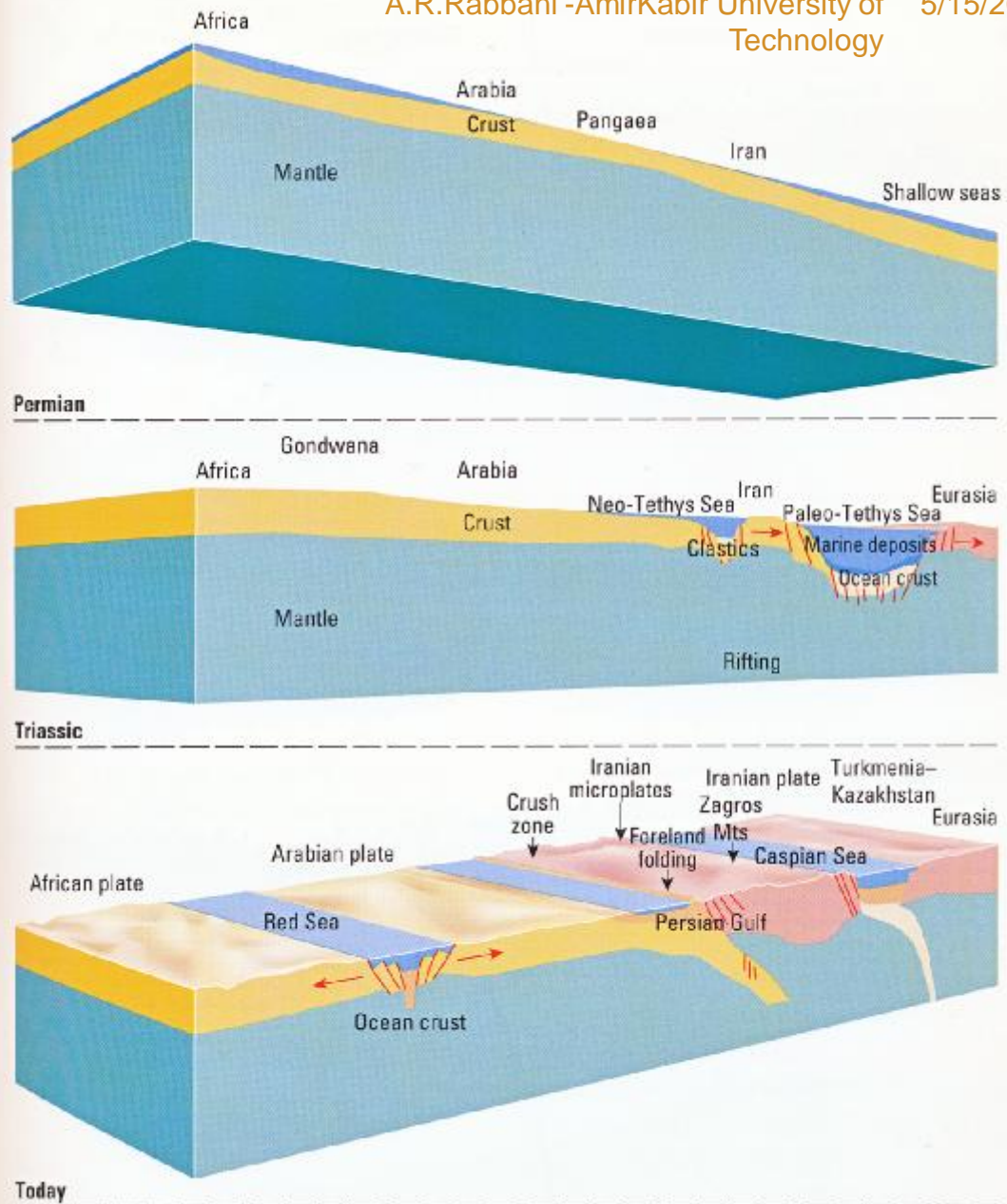
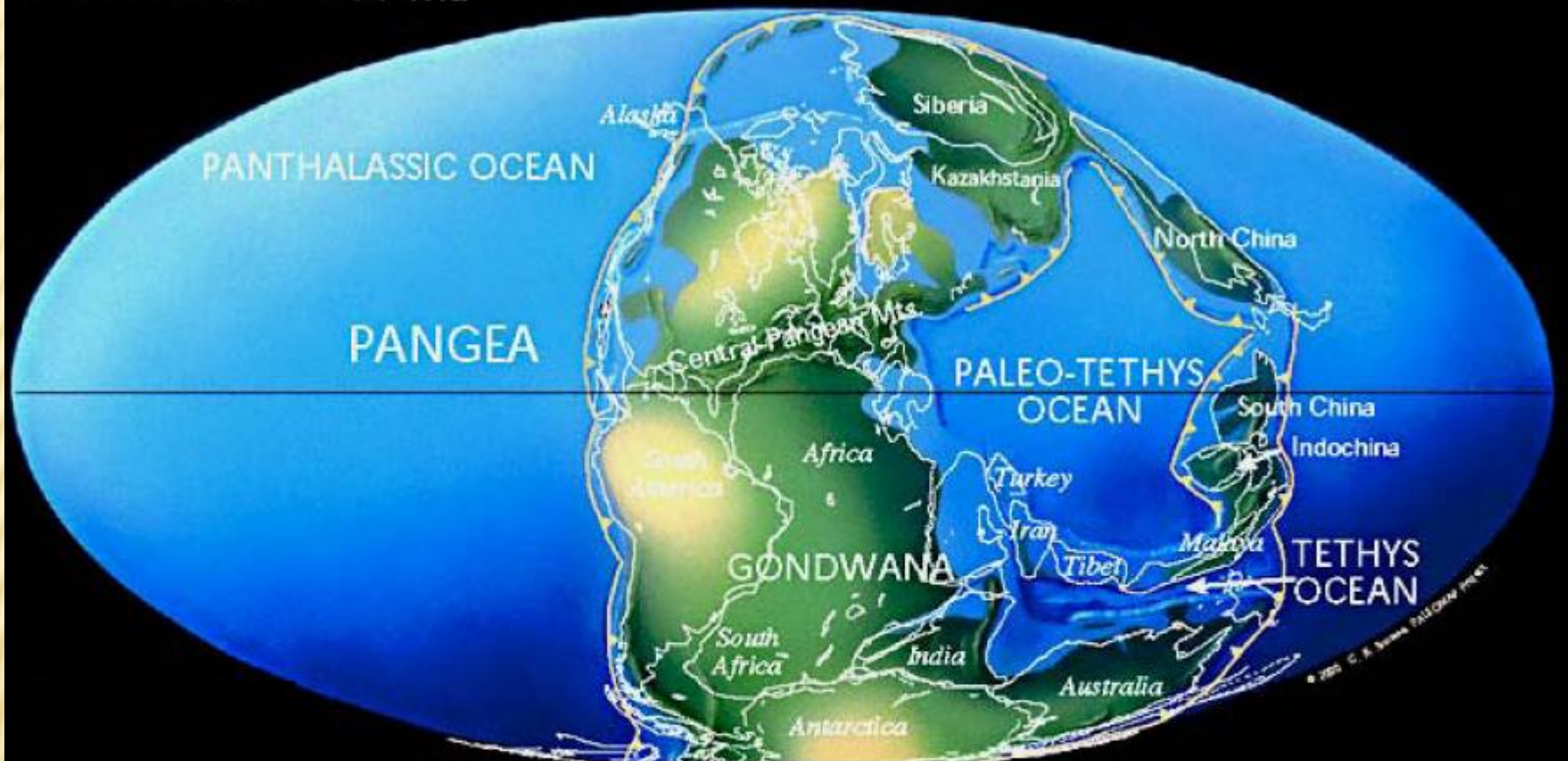


Figure 12: A simplified view of Iran's tectonic evolution



Late Permian 255 Ma






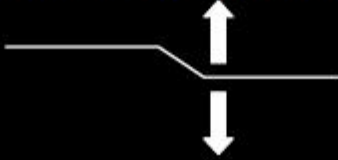
**Ancient Landmass**   
**Modern Landmass**   
**Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)**   
**Sea Floor Spreading Ridge** 

Diagram from Paleomap Project web site  
<http://www.scotese.com/earth.htm>

Late Jurassic 152 Ma

A.R.Rabbani -AmirKabir University of Technology 5/15/2011



Ancient Landmass



Modern Landmass



Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)



Sea Floor Spreading Ridge

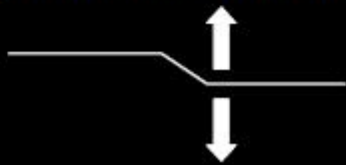


Diagram from Paleomap Project web site:


<http://www.scotese.com/earth.htm>



# Late Cretaceous 94 Ma



**Ancient Landmass**   
**Modern Landmass** 

**Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)** 

**Sea Floor Spreading Ridge** 

Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>



# Middle Miocene 14 Ma



Ancient Landmass



Modern Landmass



Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)



Sea Floor Spreading Ridge

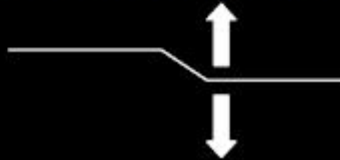


Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>



# Last Glacial Maximum 18,000 years ago






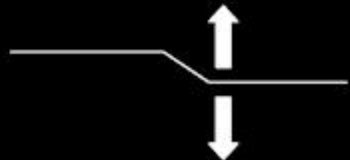

**Ancient Landmass**   
**Modern Landmass**   
**Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)**   
**Sea Floor Spreading Ridge** 


Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>




# Modern World



**Ancient Landmass** 

**Modern Landmass** 

**Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)** 

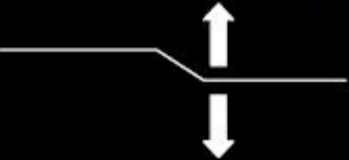
**Sea Floor Spreading Ridge** 

Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>



# Future World + 50 Ma



Ancient Landmass



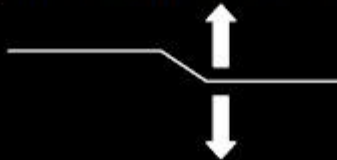
Modern Landmass



Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)



Sea Floor Spreading Ridge



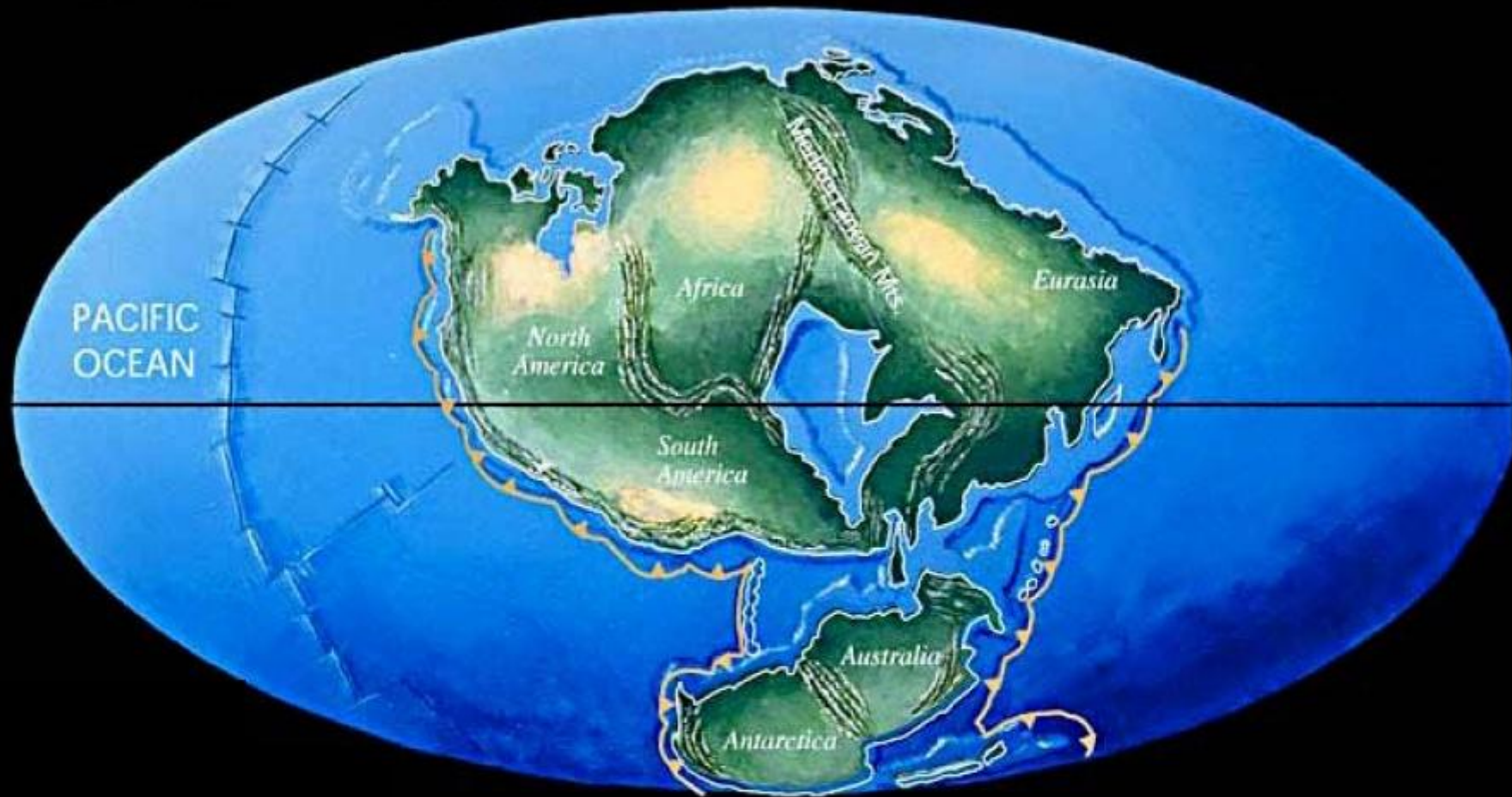
© 2000 C.R. Scotese

Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>



# Future World + 250 Ma

A.R.Rabbani -AmirKabir University of Technology 5/15/2011



Ancient Landmass



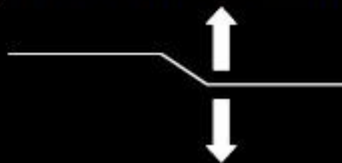
Modern Landmass



Subduction Zone (triangles point in the direction of subduction)

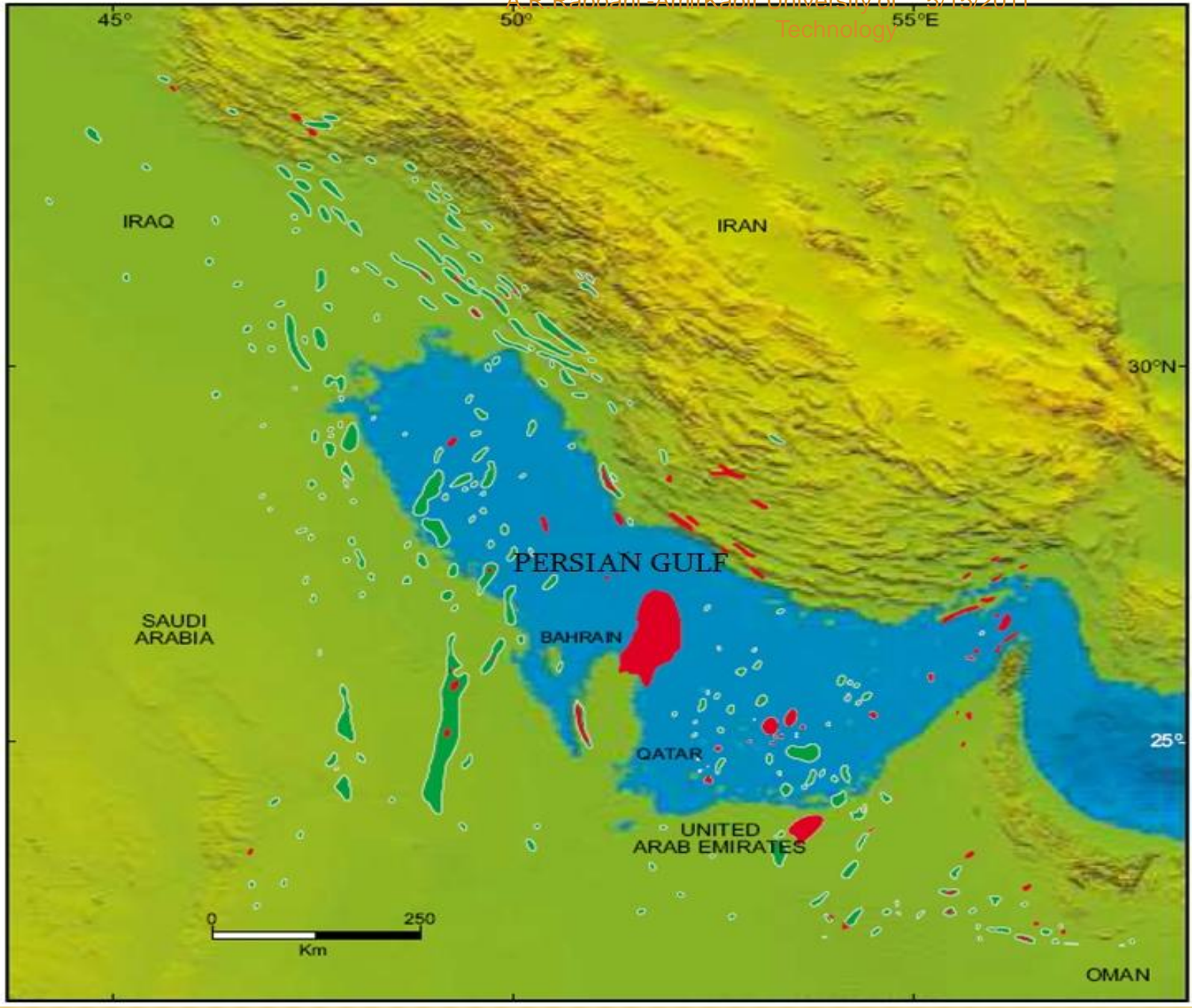


Sea Floor Spreading Ridge



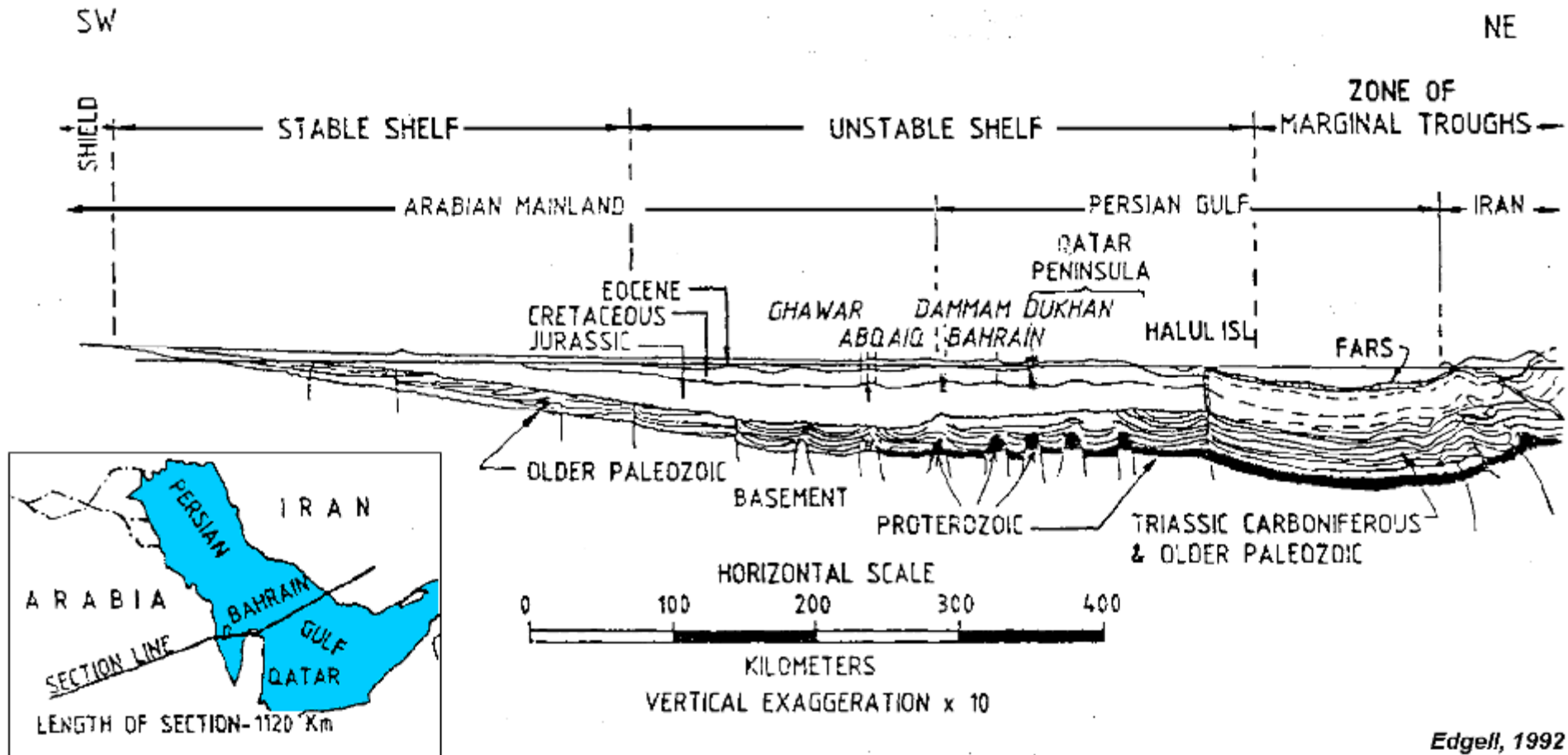
© 2000 C.R. Scotese

Diagram from Paleomap Project web site:  
<http://www.scotese.com/earth.htm>



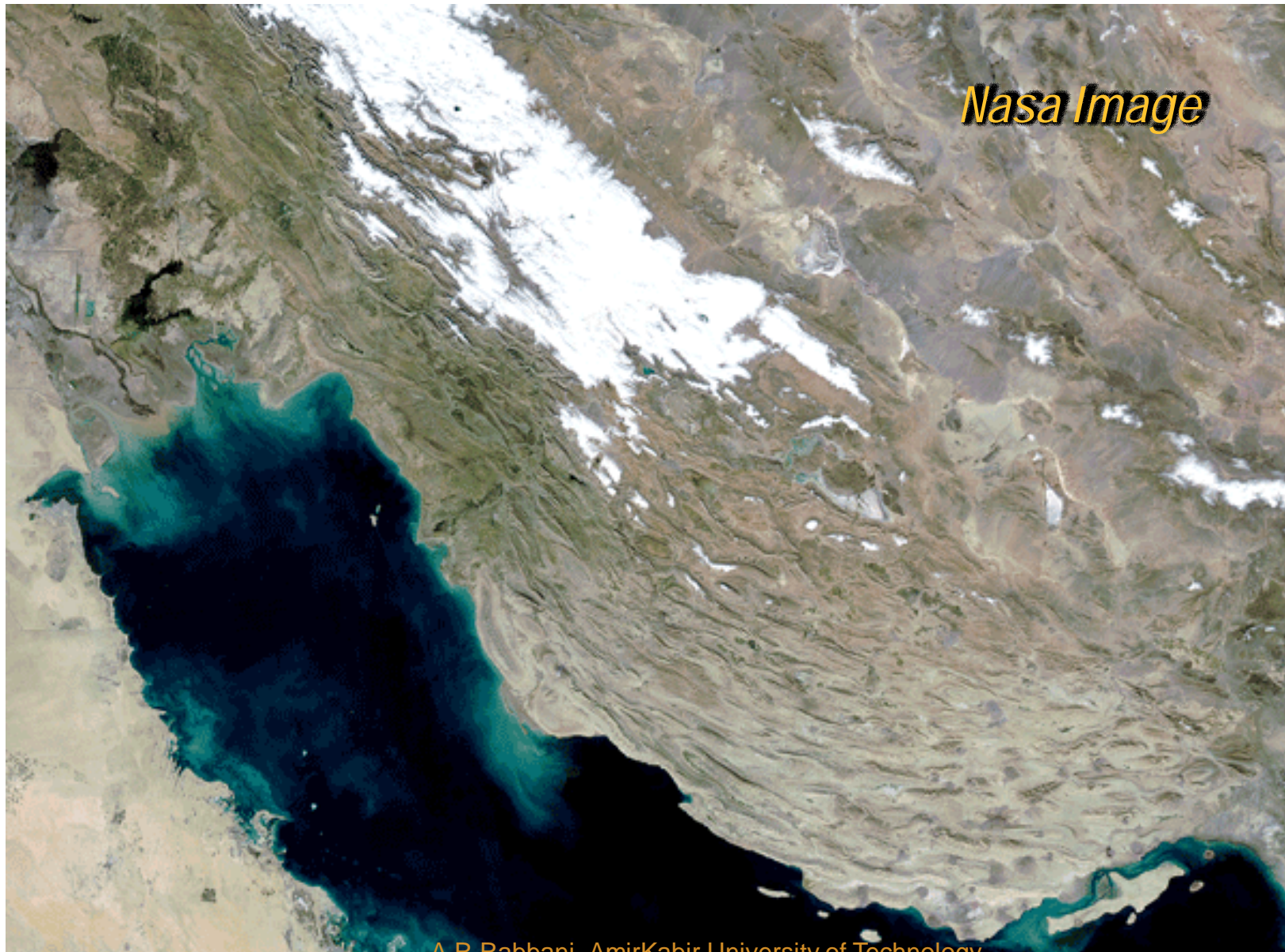


# Geologic Cross-Section - Persian Gulf



# Zagros Fold Mountains Iran

5/15/2011



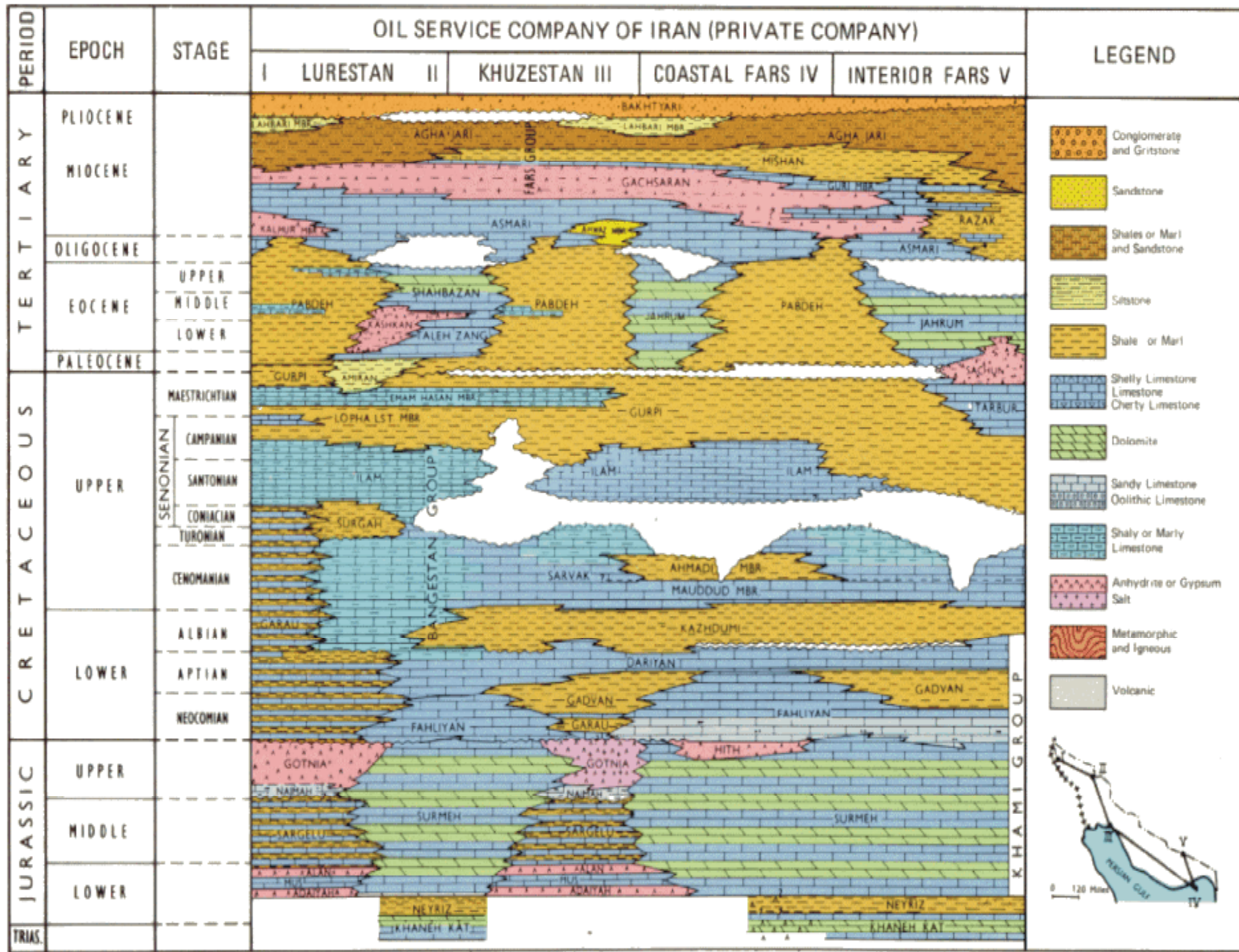
*Nasa Image*

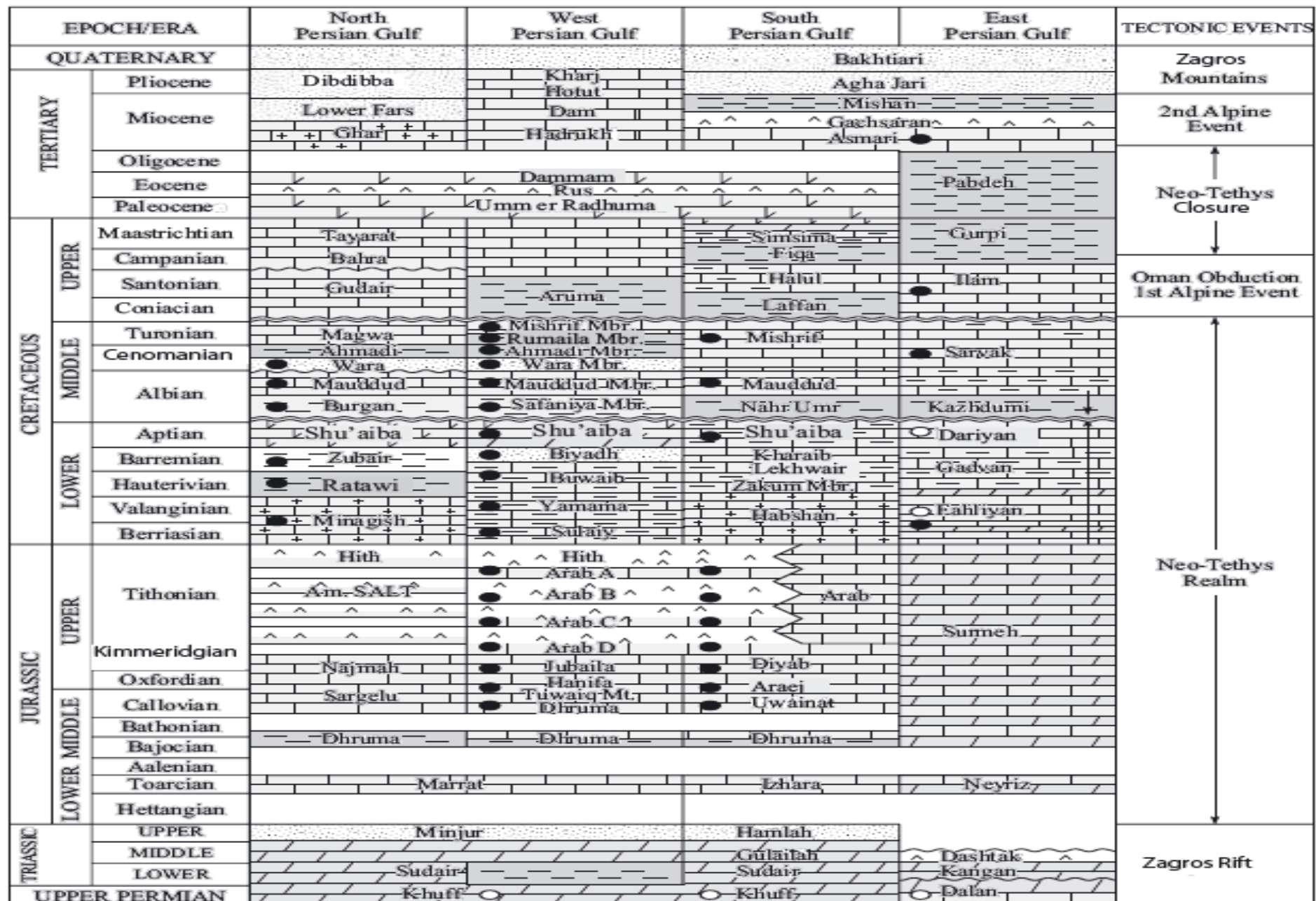


# Zagros Fold Mountains - Iran











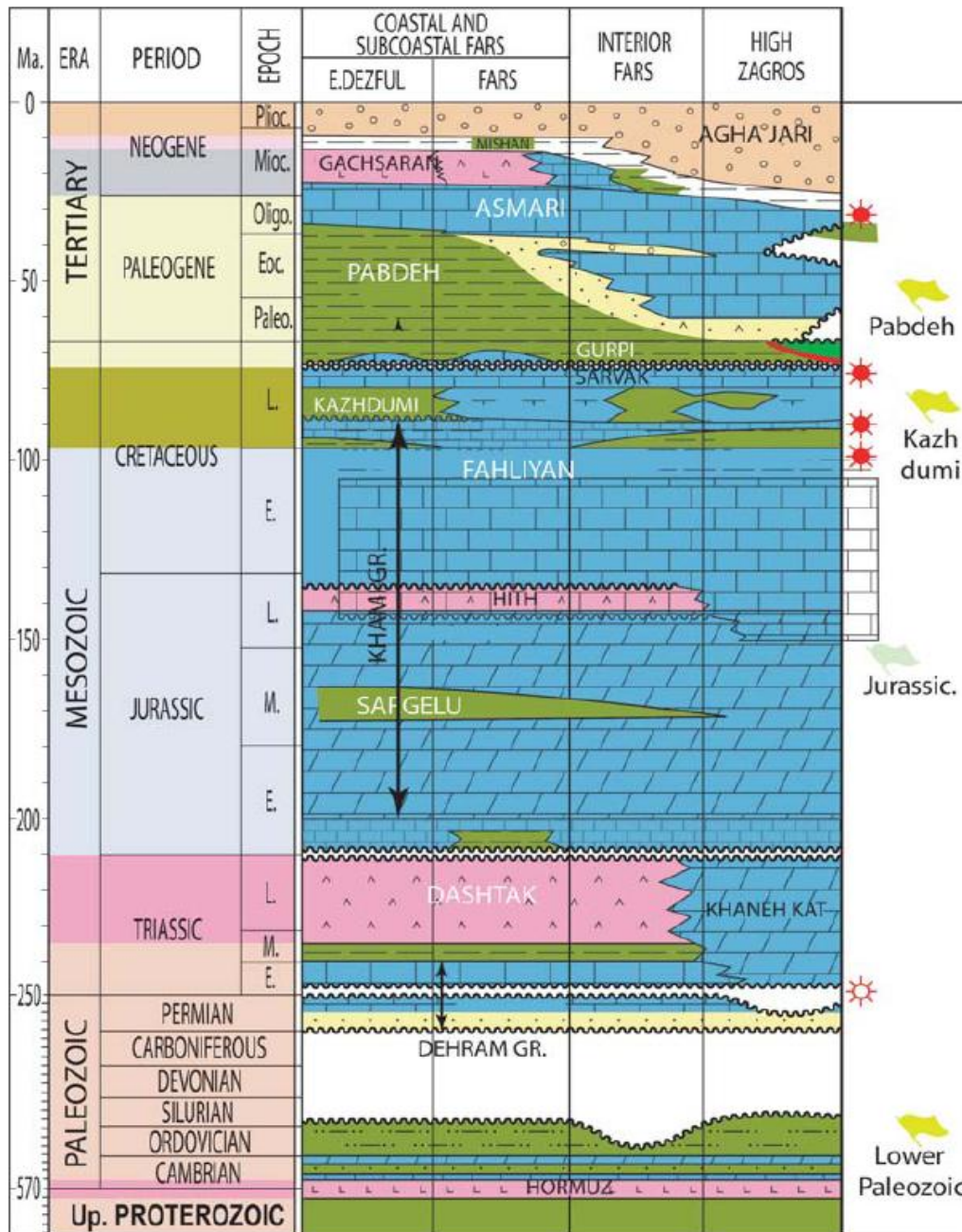
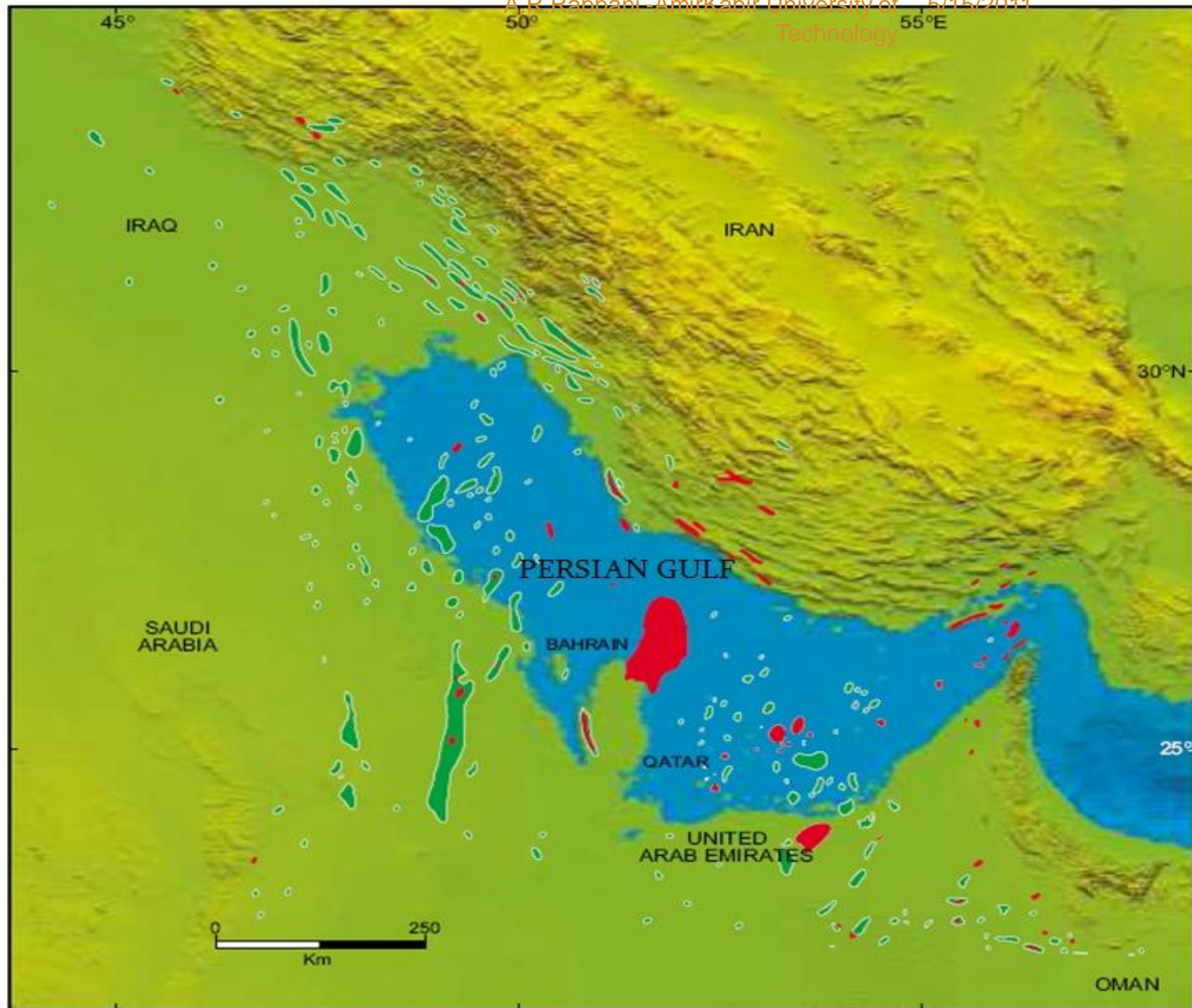


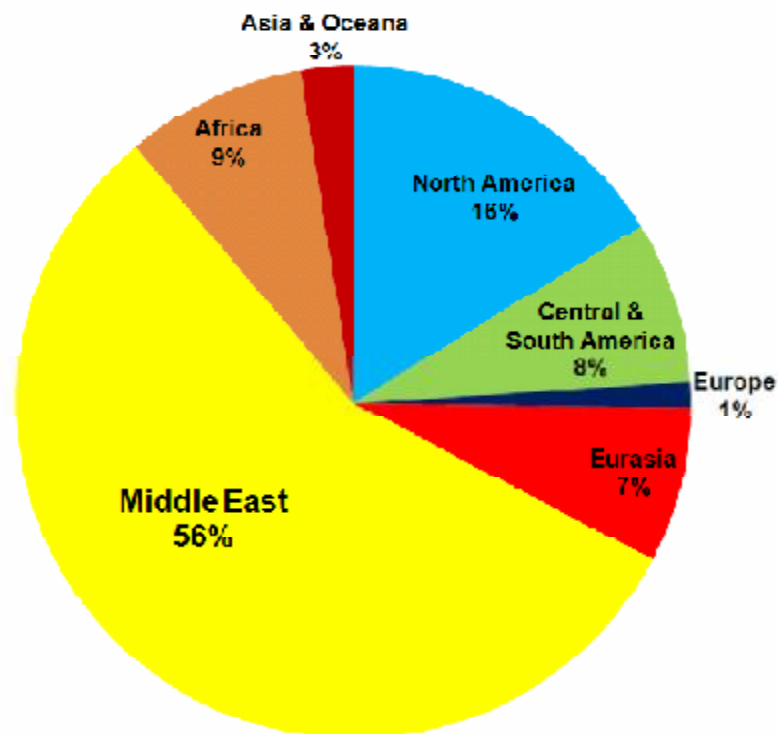
Fig. 3. Simplified stratigraphic chart, indicating the petroleum systems. Source-rocks are indicated with green shadowing, reservoirs with blue shadowing and seals with pink shadowing (modified after Bordenave and Burwood, 1995)



○ بر پایه گزارش سال 2010 شرکت BP کشورهای ، خاورمیانه شامل ایران، بحرین، عراق، کویت، عمان ، قطر، عربستان سعودی و امارات متحده عربی، 56 درصد مخازن قطعی نفت جهان و 41 درصد مخازن گاز طبیعی دنیا را در اختیار دارند ایران از نظر میزان ذخایر هیدروکربنی، یکی از کشورهای غنی دنیا به شمار می آید. بر اساس در سال گزارش انرژی شرکت BP 2010 ، ایران با بیش از 137 میلیارد بشکه نفت، پس از عربستان و ونزوئلا سومین کشور دارنده ذخایر نفتی جهان است. طبق گزارش اخیر وزارت نفت، این میزان ذخایر به بیش از 150 میلیارد بشکه افزایش یافته است.



## World Oil Reserves by Region

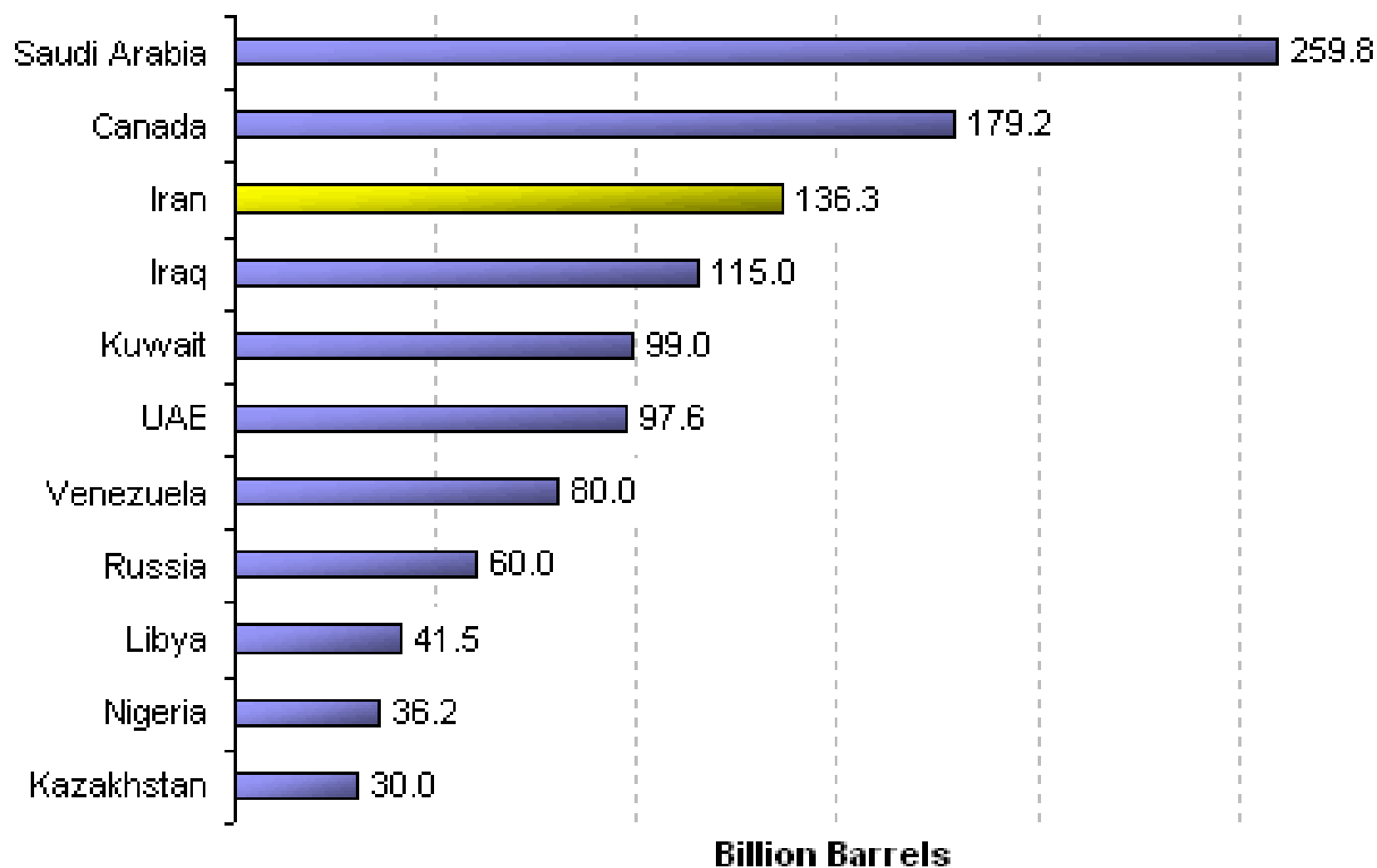


بالغ بر 56 درصد ذخایر نفت جهان منطقه خاورمیانه وجود دارد. کشور ایران از نظر میزان ذخائر نفت با 137 میلیارد بشکه نفت قابل برداشت در رتبه سوم جهانی قرار دارد. میزان ذخیره گاز کشور ایران معادل 974 تریلیون فوت مکعب است که پس از کشور روسیه دومین دارنده ذخایر گاز جهان می باشد.



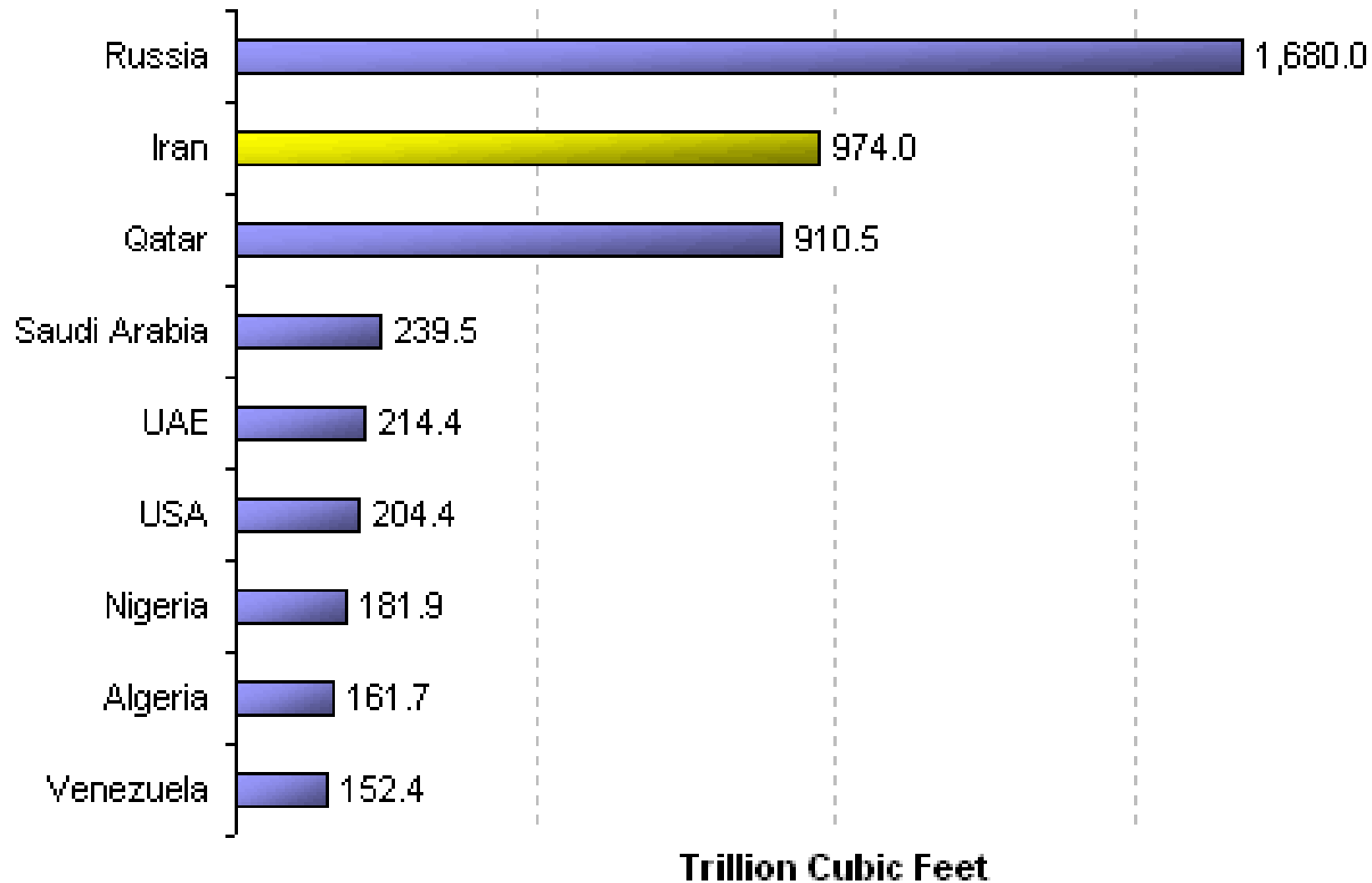
کشور	ذخیره نفت (میلیارد بشکه)
عربستان سعودی	۲۶۰
کانادا	۱۷۹
ایران	۱۳۷
عراق	۱۱۵
کویت	۱۰۱
امارت عربی	۹۸
ونزوئلا	۸۷
روسیه	۶۰
لیبی	۴۱
نیجریه	۳۶
قزاقستان	۳۰
چین	۲۴
آمریکا	۲۱

## Top Proven World Oil Reserves, January 1, 2007



Source: Oil & Gas Journal, Jan. 1, 2007

## World Natural Gas Reserves by Country, January 1, 2007



Source: Oil & Gas Journal, Jan. 1, 2007



# میادین نفتی حوضه رسوبی زاگرس

---

1- میادین فوق عظیم (ذخیره قابل استحصال آنها بالغ بر ده میلیارد بشکه نفت)

2- میادین عظیم (ذخیره قابل استحصال آنها بالغ بر پانصد میلیون بشکه نفت)

3- میادین معمولی

# میادین فوق عظیم

توضیحات	تولید روزانه (هزار بشکه در روز)	سال اکتشاف	ذخیره قابل برداشت گاز TCF	نفت درجای اولیه	ذخیره قابل برداشت نفت (میلیارد بشکه)	مخازن	نام میدان	
رتبه شش جهانی	945	1337	13	65/5	25/5	1-آسماری (ممبر ماسه سنگی اهواز) 2- گروه بنگستان (سروک - ایلام)	اهواز	-1
رتبه هشت جهانی	529	1343		47/6	21/9	1-آسماری 2- گروه بنگستان (سروک - ایلام)	مارون	2
رتبه نهم جهانی	560	1307	21	52/9	16/2	1-آسماری 2- گروه بنگستان (سروک - ایلام)	گچساران	-3
رتبه دهم جهانی	200	1315		30/2	17/4	1-آسماری 2- گروه بنگستان (سروک - ایلام)	آغاچاری	-4









