

A photograph of an oil field with several pumpjacks in the foreground and background. The pumpjacks are dark green and black, set against a dry, hilly landscape with sparse vegetation. A white pipeline runs across the foreground. A grey rectangular box with a black border is superimposed over the top center of the image, containing the title text.

GEOLOGIE DES RESSOURCES FOSSILES

François Fournier
Laboratoire de Géologie des Systèmes et Réservoirs Carbonatés
Université de Provence

CHAPITRE I
Charbon et pétrole:
Définitions

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

Définitions

Le **charbon** est une roche sédimentaire contenant plus de 50% (en masse) de matière organique cogénétique (c'est-à-dire déposée en même temps que le reste du sédiment), le plus souvent dérivée de débris de végétaux terrestres.

Une **roche-mère** est une roche sédimentaire contenant de la matière organique (typiquement plus de 1% en masse) susceptible de générer des hydrocarbure par maturation thermique.

Un **hydrocarbure** est un composé organique contenant exclusivement des atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H).

Ils possèdent en conséquence une formule brute de type : C_nH_m , où n et m sont deux entiers naturels.

Le **pétrole** est un fluide naturel constitué principalement d'un mélange d'hydrocarbures sous forme liquide (**huile**) ou sous forme gazeuse (**gaz naturel**):

pétrole = huile + gaz

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-1 Composition et classification des charbons

Charbons sapropéliques: charbons d'origine lacustre ou marine (zooplanctons et/ou phytoplanctons);

Charbons humiques: charbons d'origine continentale (végétaux vasculaires terrestre)

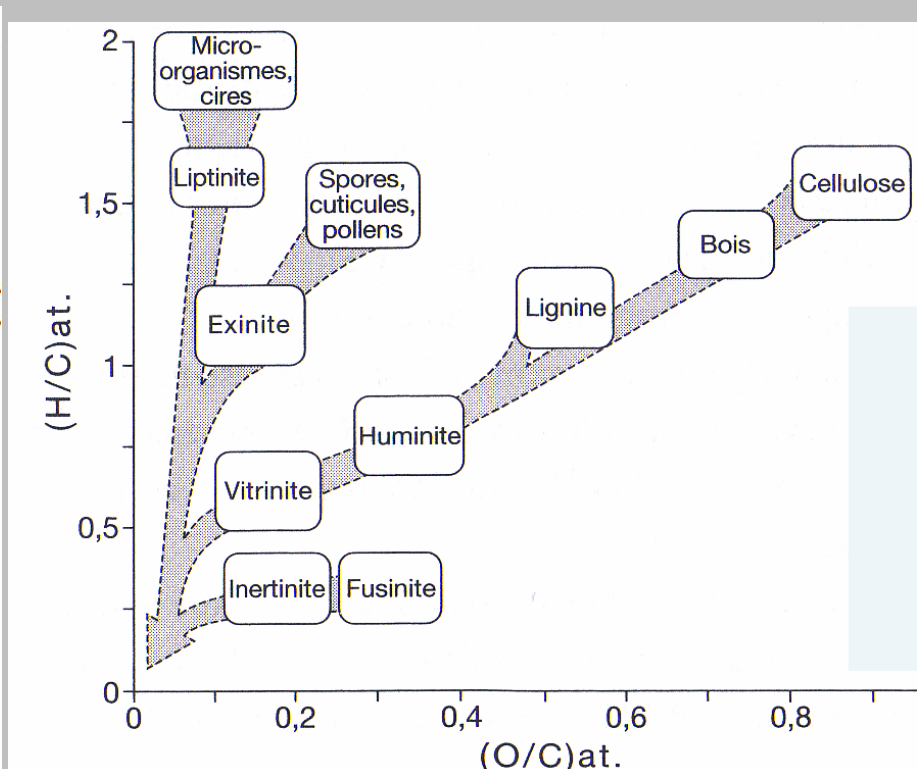
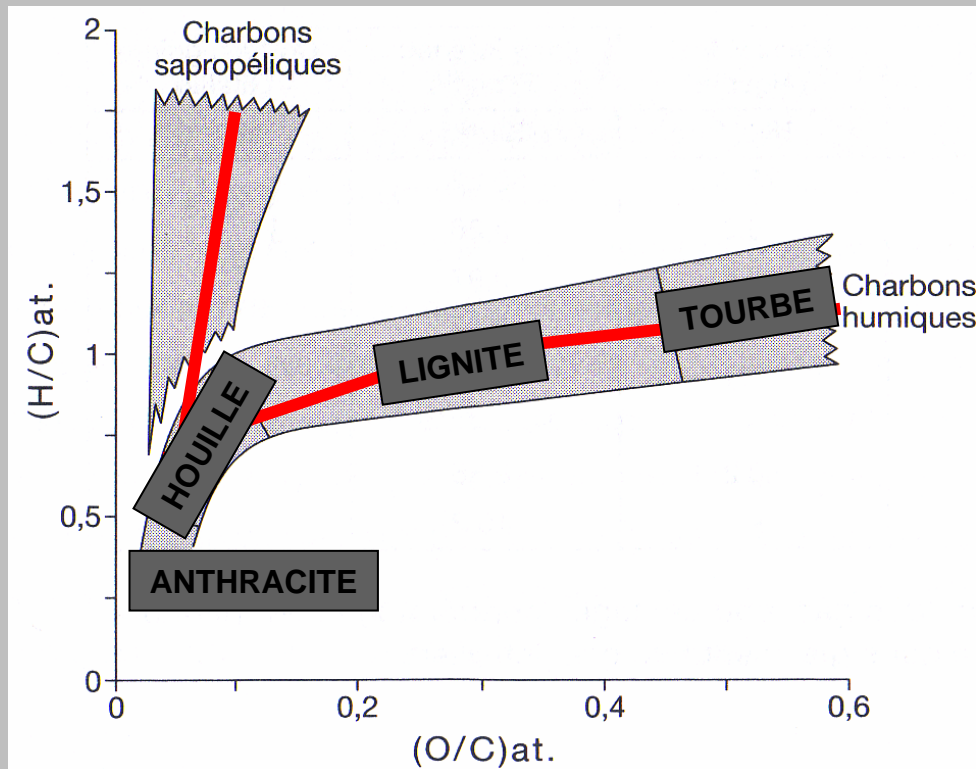
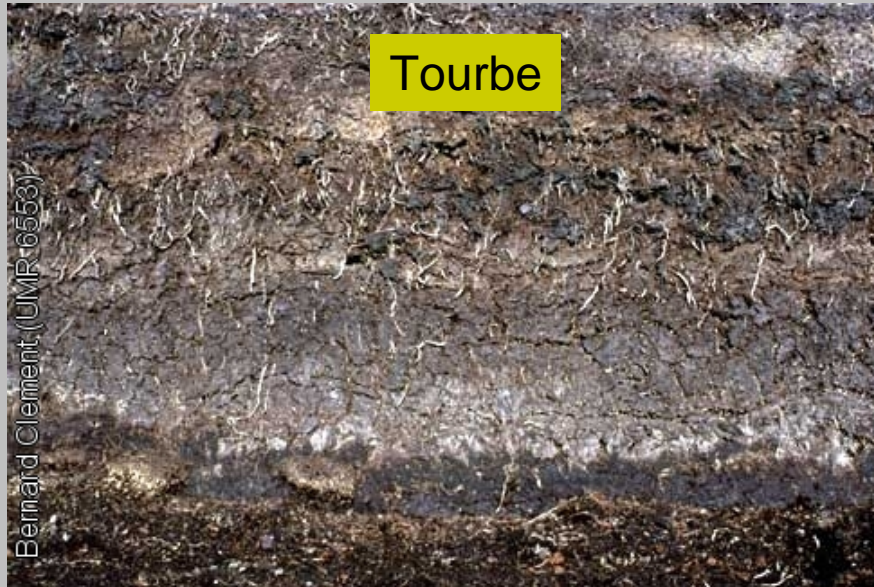


Diagramme de Van Krevelen

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-1 Composition et classification des charbons

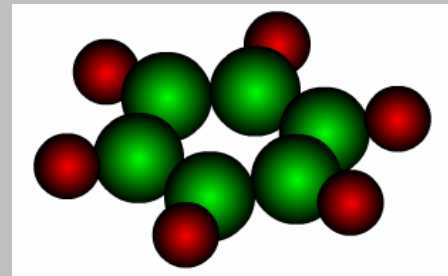
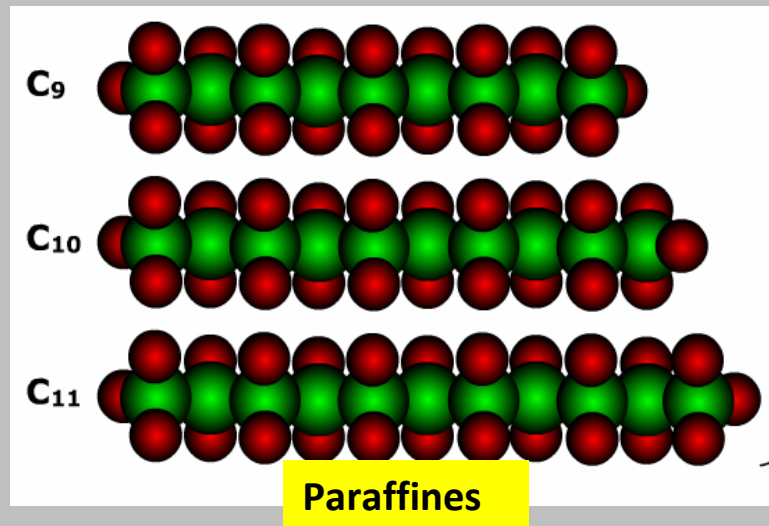


CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

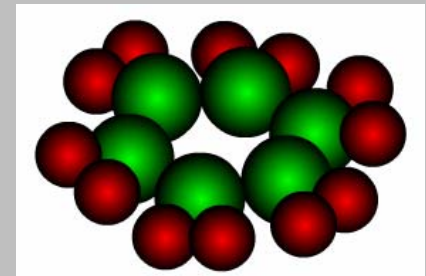
I-2 Composition de l'huile

Le pétrole liquide (ou huile) est un mélange complexe constitué principalement d'hydrocarbures appartenant aux 3 familles suivantes:

- paraffines (hydrocarbures saturés C_nH_{2n+2} = alcanes à chaîne ouverte);
- cyclo-alcanes = naphtènes (alcanes à molécule cyclique)
- composés aromatiques (à noyau benzenique)



Benzène C6H6

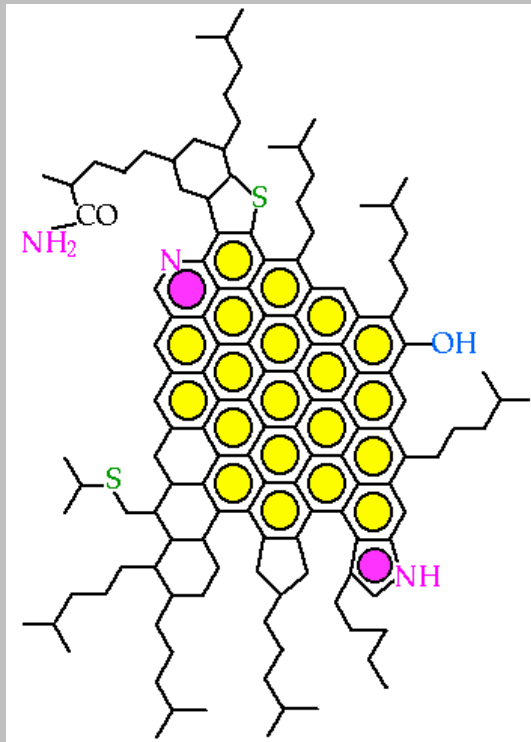


Cyclohexane C6H12

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-2 Composition de l'huile

Autres constituants de l'huile



Résines et asphaltènes: molécules organiques complexes contenant l'élément soufre, de l'azote, de l'oxygène.

Asphaltène d'une huile vénézuélienne

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-3 Composition du gaz naturel (=pétrole gazeux)

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés composé essentiellement:

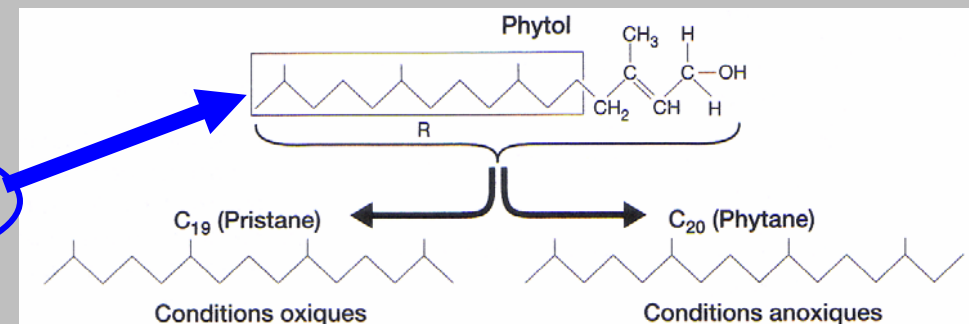
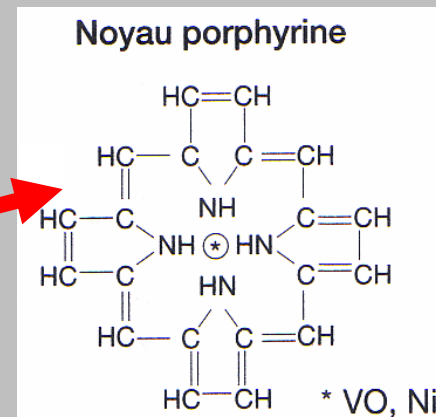
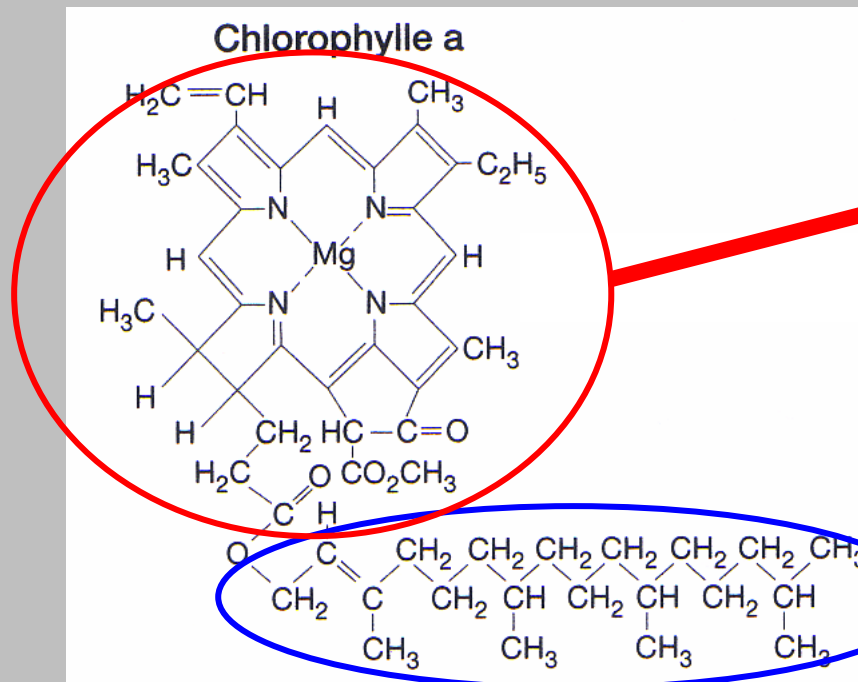
- de méthane (70 à 95 %),
- d'autres alcanes (éthane, propane, butane, ...),
- des gaz inorganiques (N₂, CO₂, H₂S)

CHAPITRE I- *Charbon et pétrole: définitions et importance économique*

I-4 L'origine organique des hydrocarbures naturels

Les biomarqueurs

Biomarqueur: molécule dont la structure reflète celle de son précurseur biologique (= fossile géochimique)

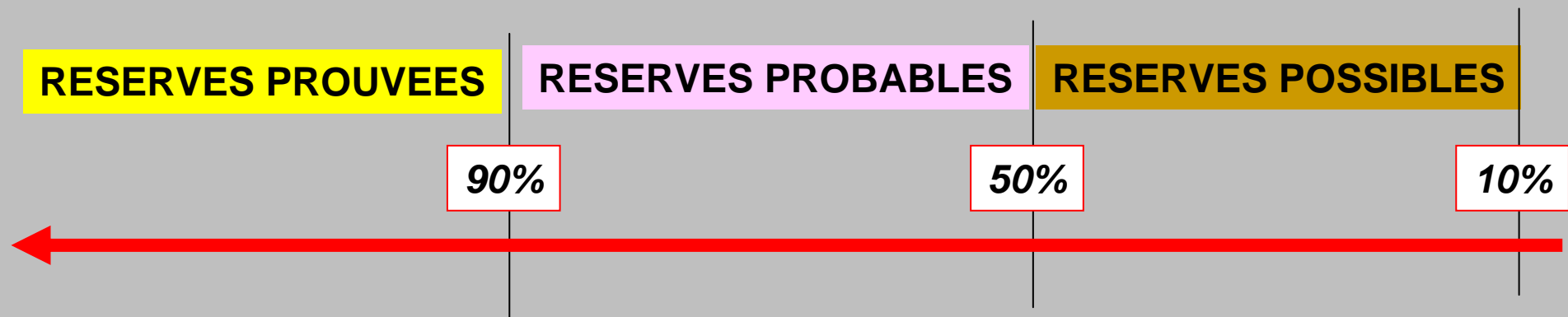


La présence de biomarqueurs dans les huiles a permis de démontrer l'origine organique du pétrole, à l'encontre des théories inorganiques de Porfiriev.

I-5 L'importance économique des énergies fossiles

LES NOTIONS DE RESERVES

RESERVES = volumes de pétrole/charbon récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en passe de l'être

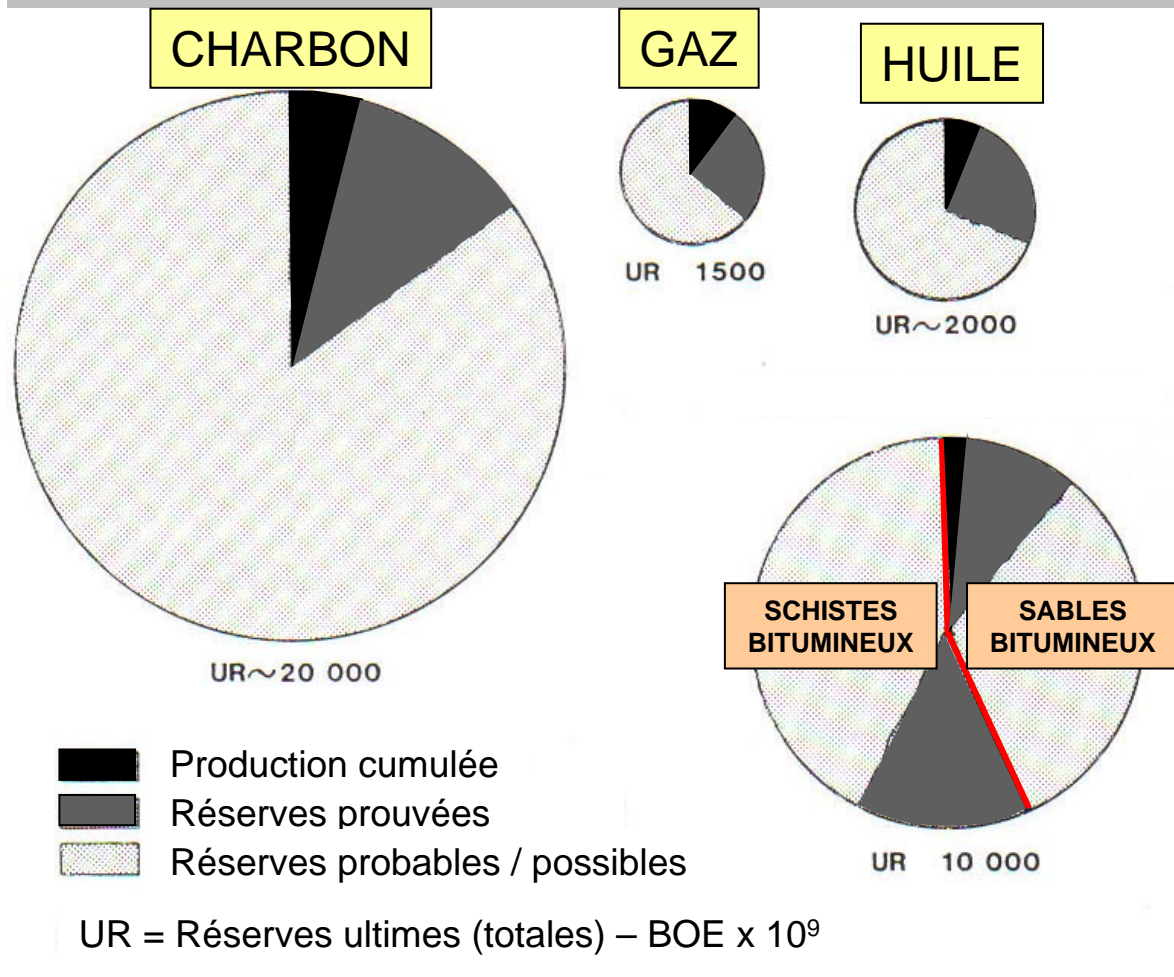


Probabilité de récupération compte tenu des données actuelles de la technique (état de l'exploration des bassins + méthodes d'exploitation) et de l'économie (cours du baril, coût de développement des exploitations...)

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-5 L'importance économique des énergies fossiles

LES RESERVES GLOBALES DE RESSOURCES FOSSILES



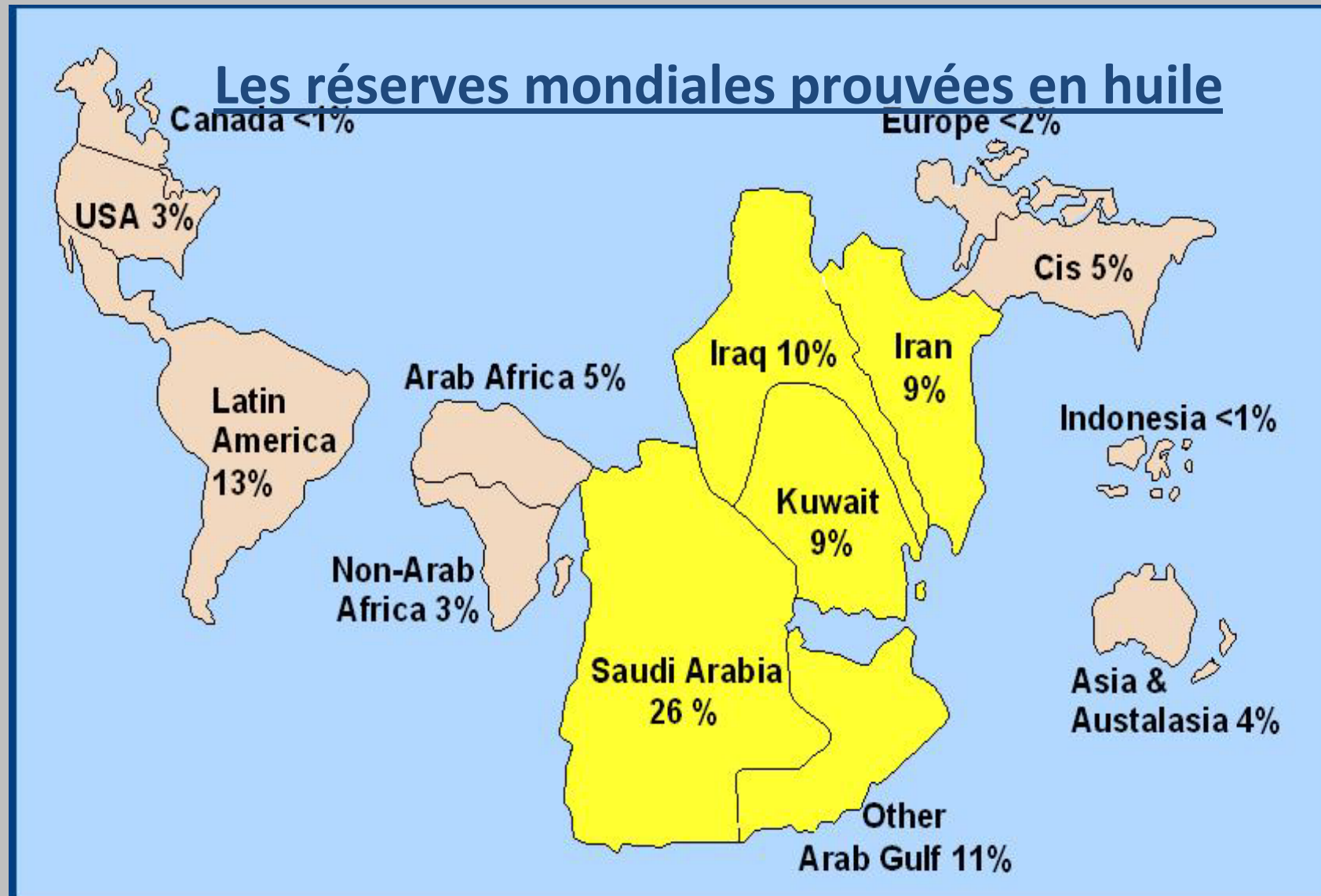
BOE=barils équivalent pétrole:
Énergie équivalente à celle
produite par 1 baril de pétrole

1 baril de pétrole = 160 litres

Source: d'après AAPG, 2000

CHAPITRE I- Charbon et pétrole: définitions et importance économique

I-5 L'importance économique des énergies fossiles



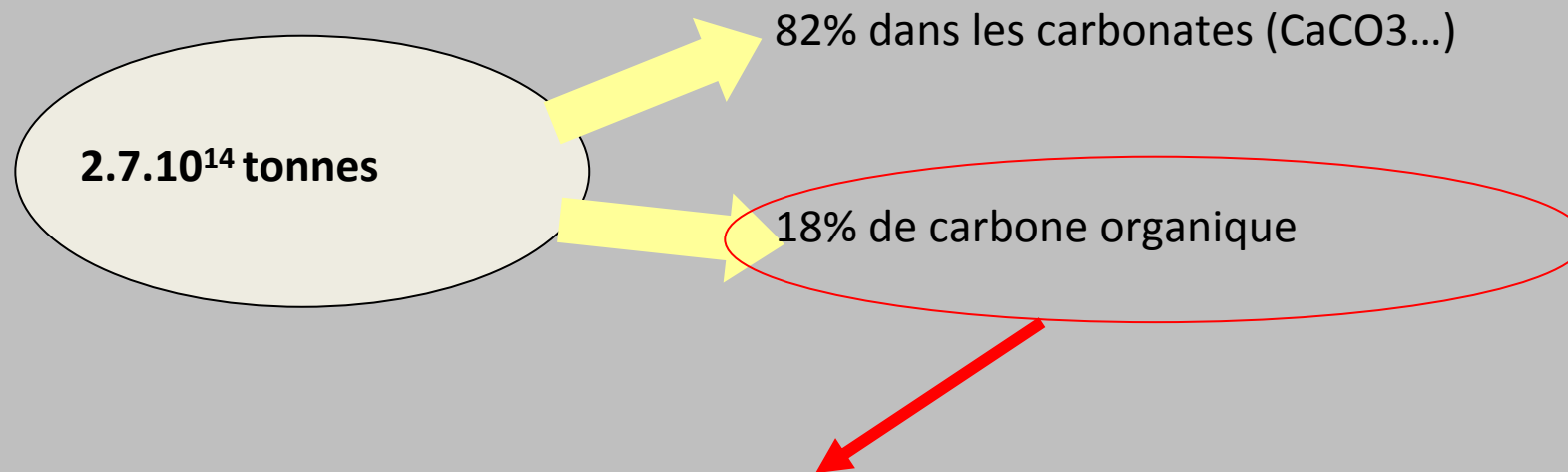
CHAPITRE II

La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-1 Le bilan du carbone terrestre

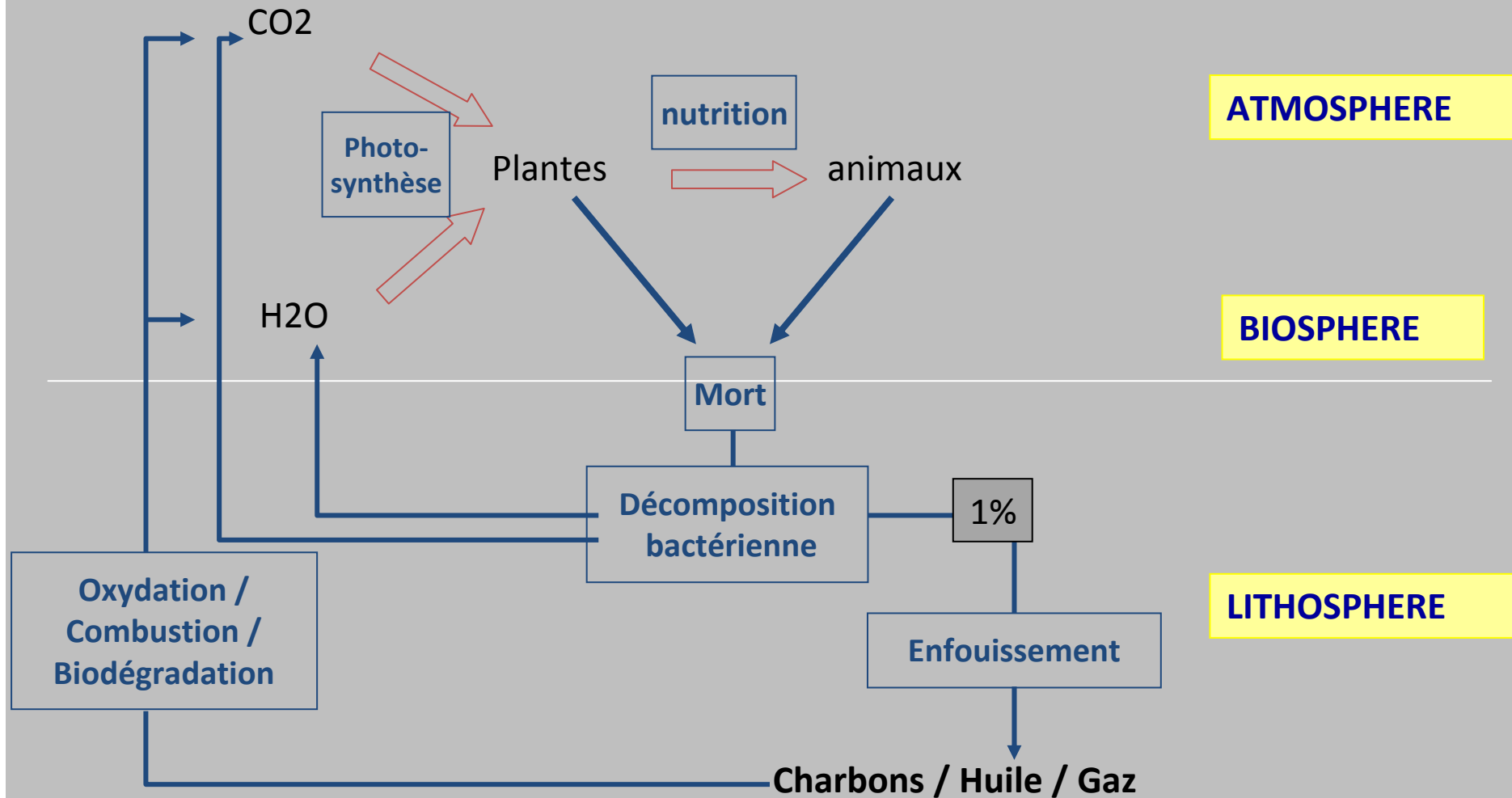
Le carbone dans la croûte continentale



- 1- Sédimentation et conservation de la matière organique (MO)
- 2- L'enfouissement de la MO
- 3- La maturation de la MO et la production des hydrocarbures

CHAPITRE II- *La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation*

II-1 Le bilan du carbone terrestre



CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-2 Kérogène et bitume : les 2 fractions de la matière organique

Les géochimistes utilisent des solvants organiques lipophile (ex: chloroforme, chlorure de méthylène...) pour séparer les 2 fractions de la matière organique: le kérogène et le bitume.

Définitions

Kérogène: la fraction de la matière organique insoluble dans les solvants lipophiles usuels.

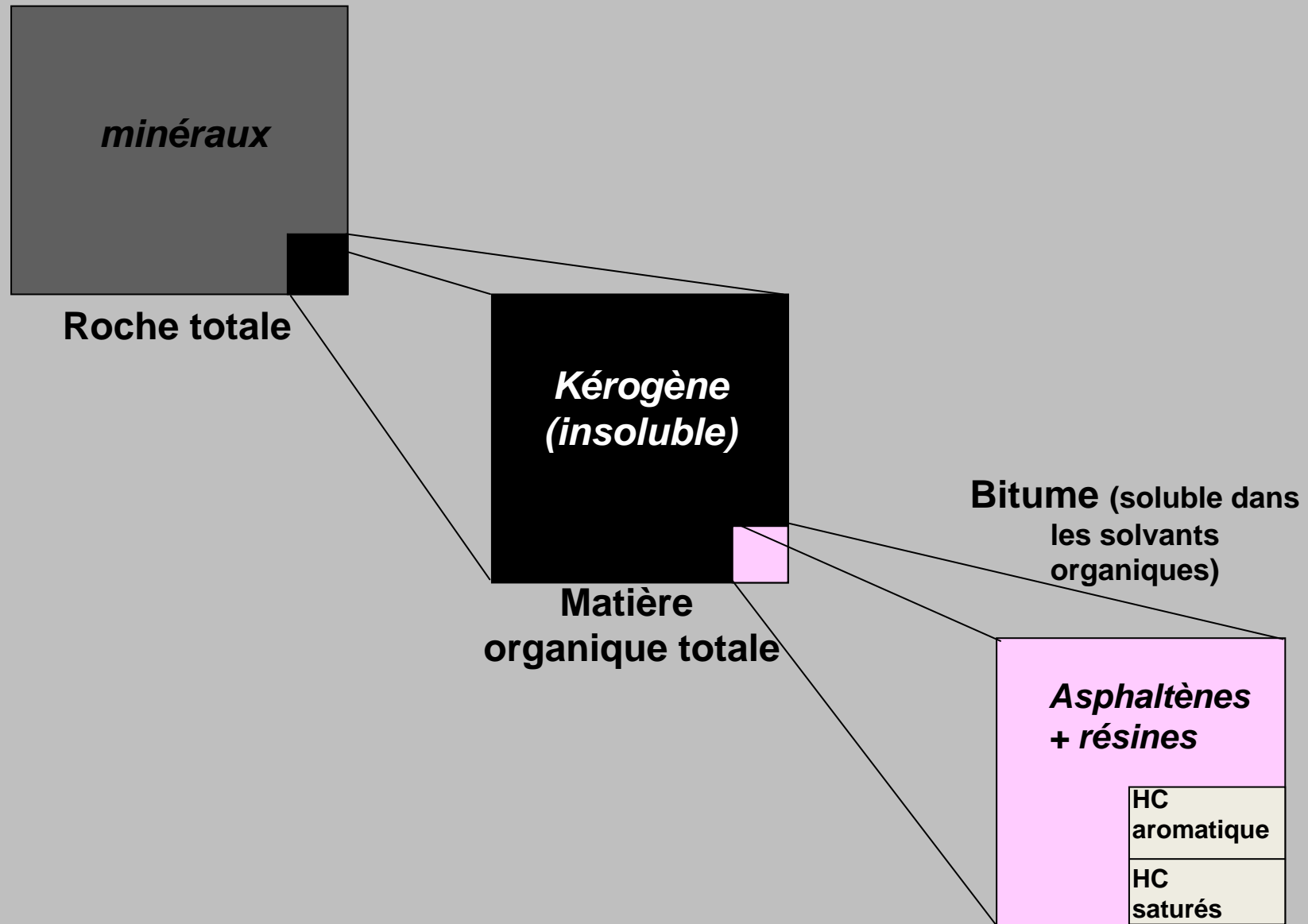
=> c'est la matière première de la formation de l'huile et du gaz

Bitume: la fraction de la matière organique soluble dans les solvants:

- asphaltènes + résines (grosses molécules contenant C, H, O, N, S)
- hydrocarbures (C, H) saturés et aromatiques

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-2 Kérogène et bitume : les 2 fractions de la matière organique

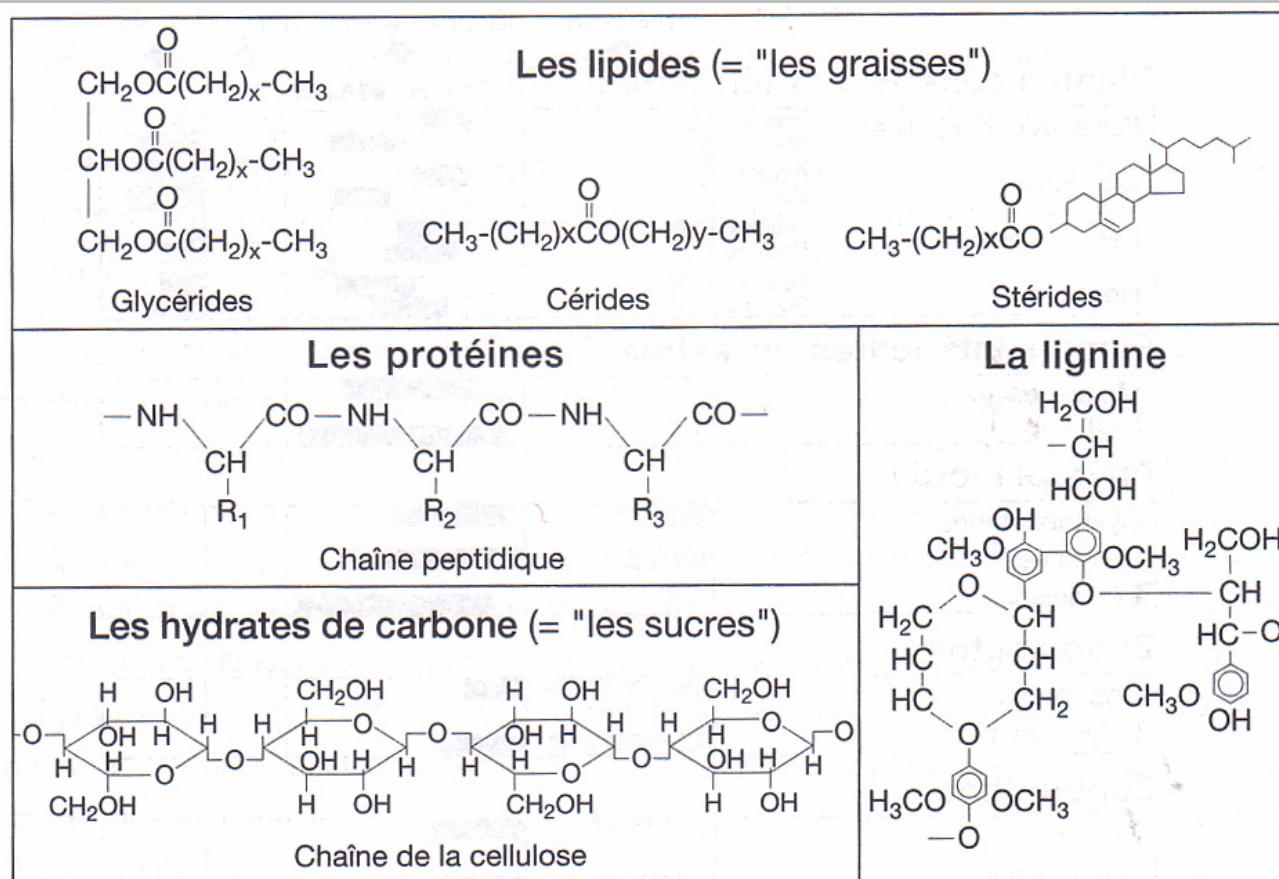


CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-3 Les types de kérogène

Chimiquement, la matière organique vivante est constituée principalement des 4 grandes catégories de molécules complexes:

- les lipides (les « graisses »)
- les protéines
- les hydrates de carbone (les « sucres »)
- la lignine



Lipides et protéines:

Riches en H (H/C élevé)

Pauvres en O (O/C faible)

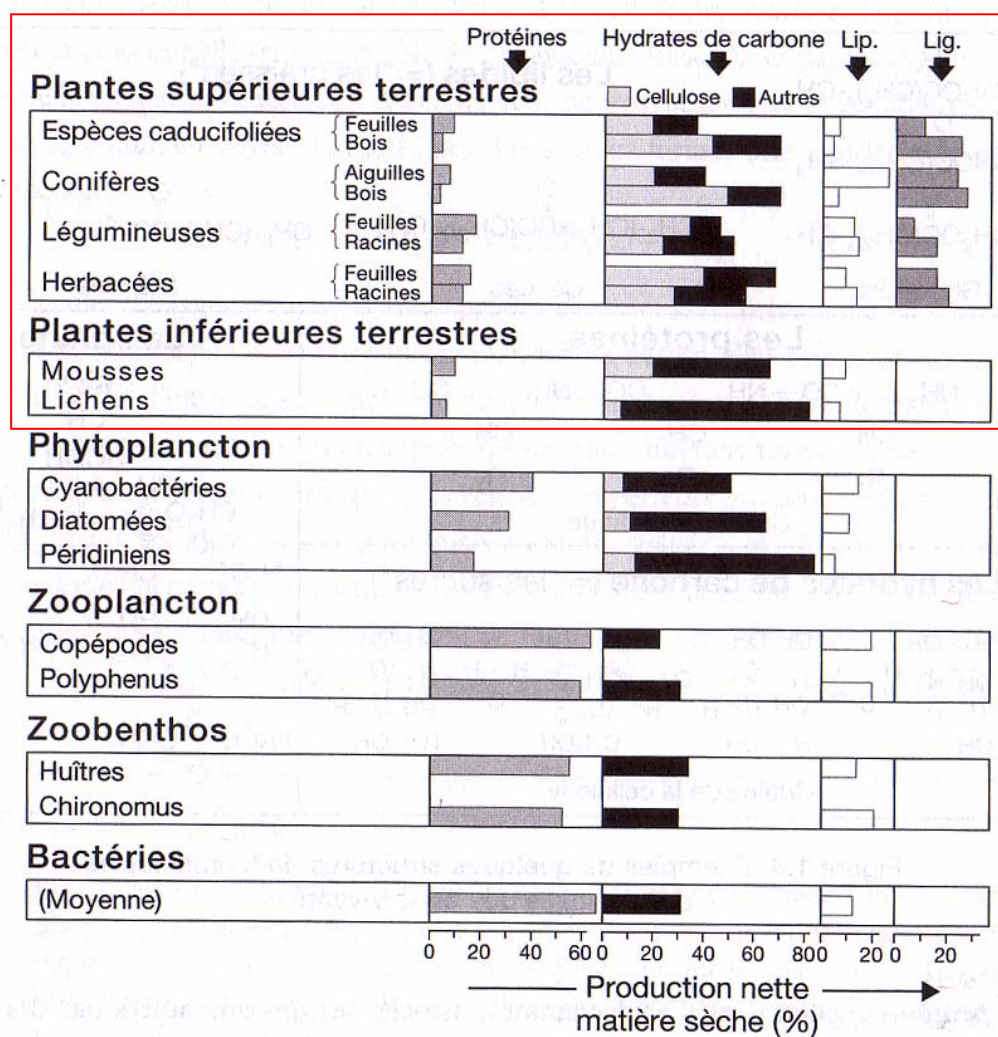
Hydrates de carbone et lignine:

Riches en O (O/C élevé)

Pauvres en H (H/C faible)

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-3 Les types de kérogène



MO terrestre

Les végétaux terrestres contiennent une plus forte proportion de lignine et de cellulose (carbohydrates) qui constituent leur tissu de soutien (bois)

=> Molécules riches en oxygène

La matière organique terrestre est riche en O, contrairement à la matière organique d'origine lacustre ou marine

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-3 Les types de kérogène

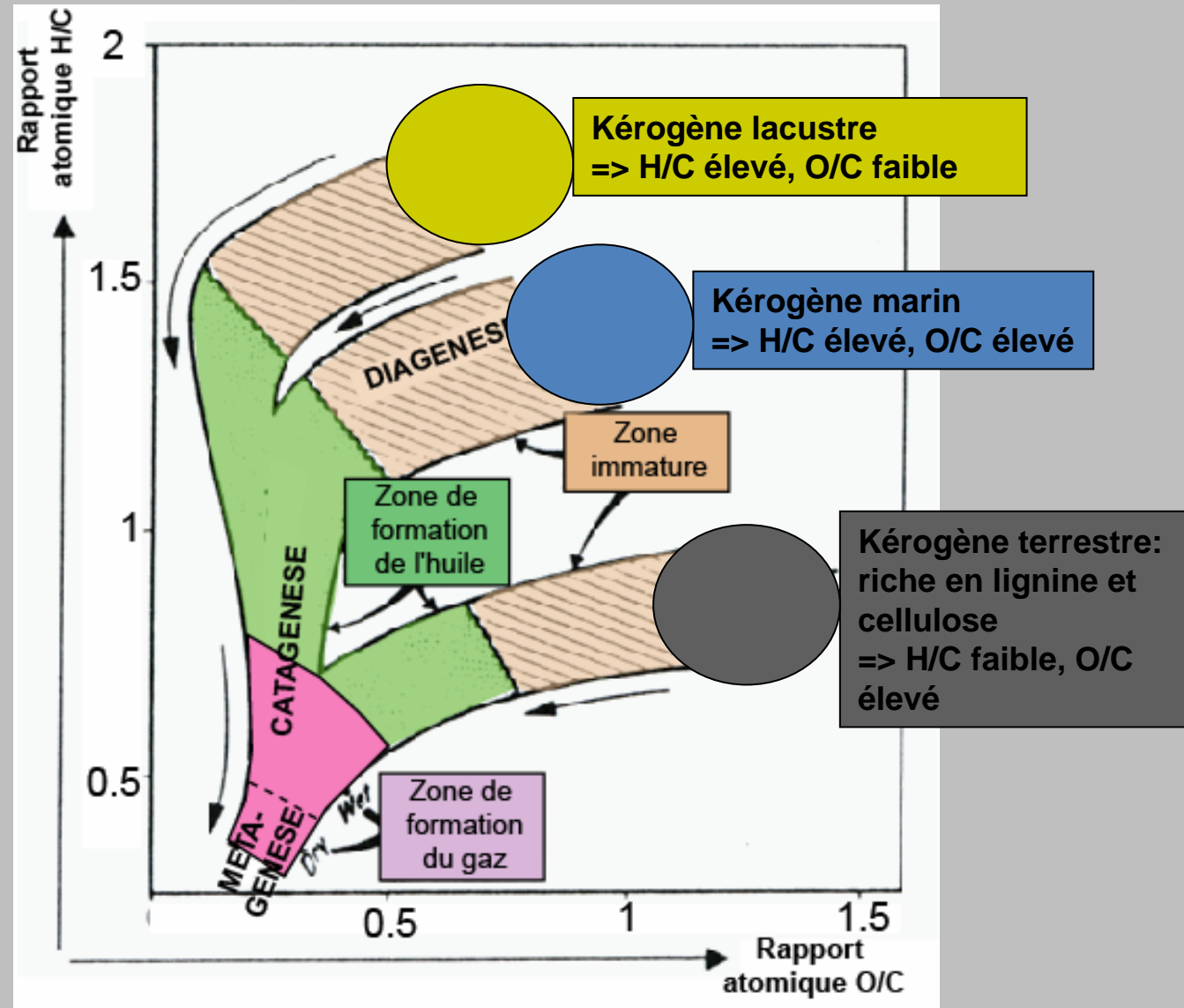
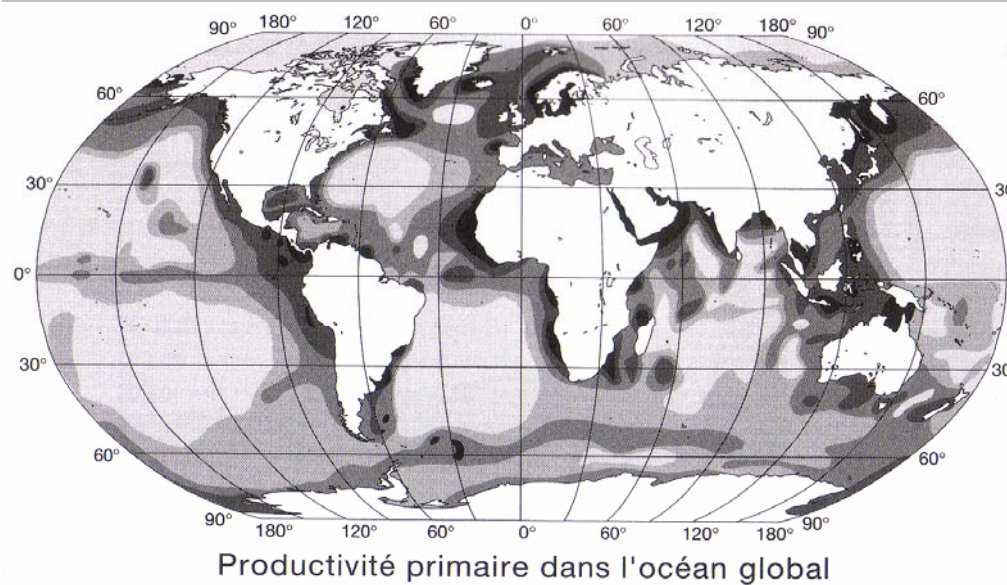


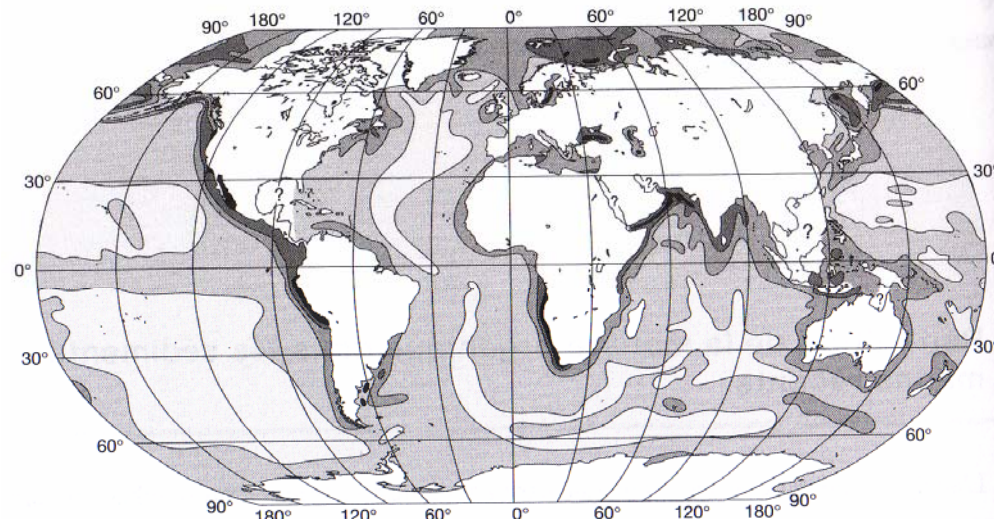
Diagramme de vanKrevelen

CHAPITRE II- *La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation*

II-4 La préservation de la matière organique



g.C.m⁻².an⁻¹ | □ <80 | □ 80-120 | □ 120-200 | □ 200-400 | □ >400



□ < 0,25% | □ 0,25 à 0,5% | □ 0,5% à 1% | □ 1% à 2% | □ > 2% COT

<= Productivité primaire dans l'océan global

<= Carbone organique total (COT° dans les sédiments marins superficiels

Les zones de forte productivité ne sont pas systématiquement des zones de fortes concentrations en MO

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-4 La préservation de la matière organique

Facteurs controlant la préservation de la matière organique

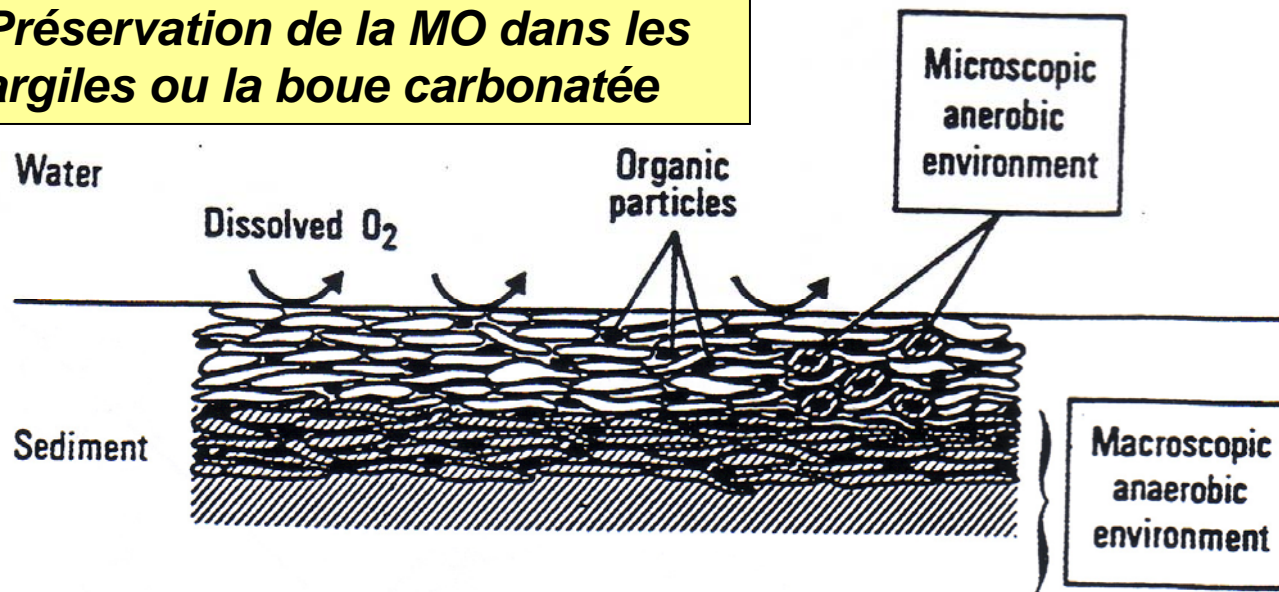
La préservation de la MO dépend de divers facteurs:

- la profondeur du dépôt (décantation et oxydation des particules)
- la granulométrie du sédiment (porosité/perméabilité)
- le taux de sédimentation (la préservation de la MO augmente quand le taux de sédimentation augmente)
- les conditions REDOX (présence d'oxygène)
- la production primaire

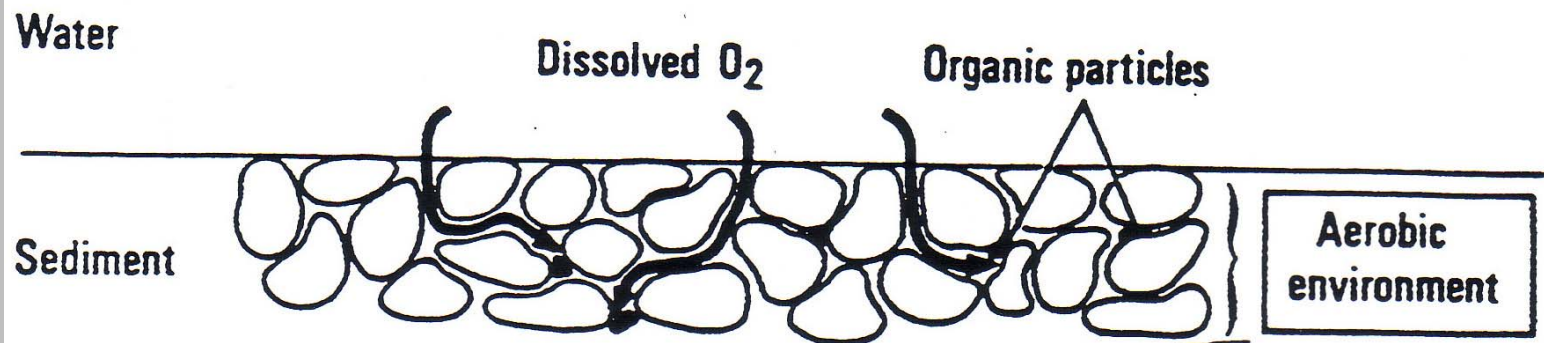
CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-4 La préservation de la matière organique

Préservation de la MO dans les argiles ou la boue carbonatée



Destruction de la MO dans les sédiments grossiers bien oxygénés



CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

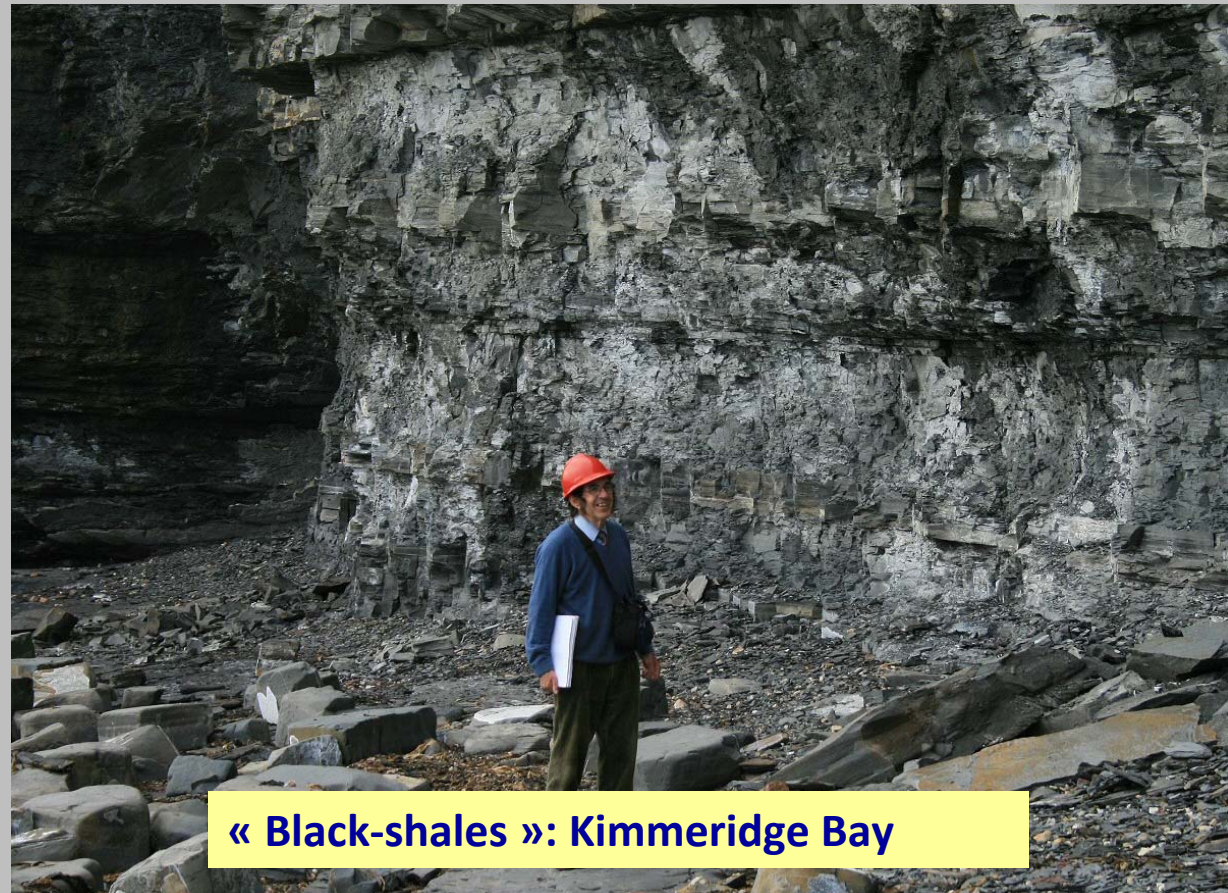
II-4 La préservation de la matière organique

LES MILIEUX FAVORABLES A LA PRESERVATION DE LA MO

schistes noirs (« black shales ») : Kimmeridge Bay, UK

Les sédiments les plus favorables à la préservation de la MO:

- Les argiles
- Les calcaires fins
(boue carbonatée)

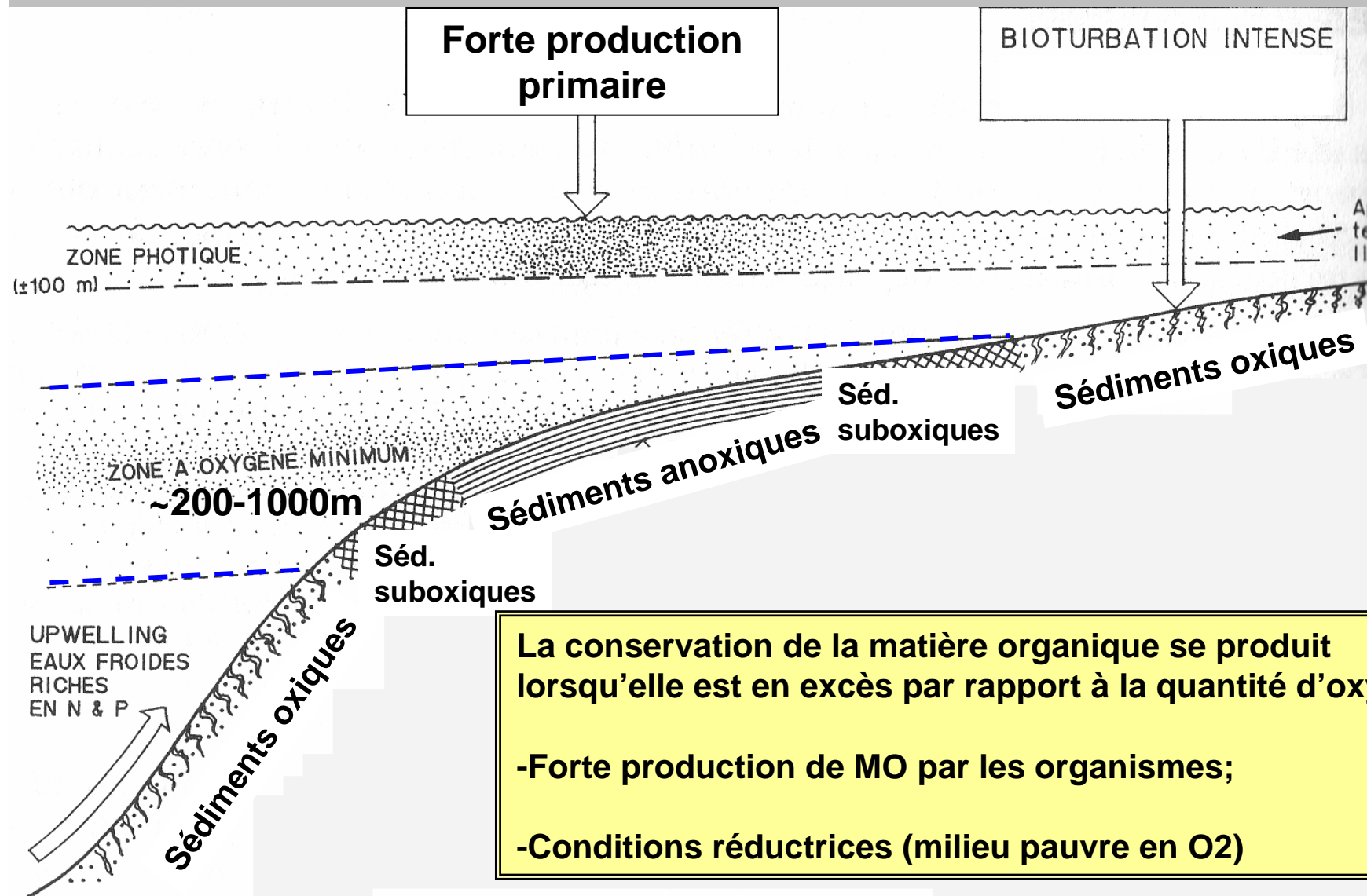


« Black-shales »: Kimmeridge Bay

CHAPITRE II- *La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation*

II-4 La préservation de la matière organique

LES MILIEUX FAVORABLES A LA PRESERVATION DE LA MO



La conservation de la matière organique se produit lorsqu'elle est en excès par rapport à la quantité d'oxygène:

- Forte production de MO par les organismes;
- Conditions réductrices (milieu pauvre en O₂)

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

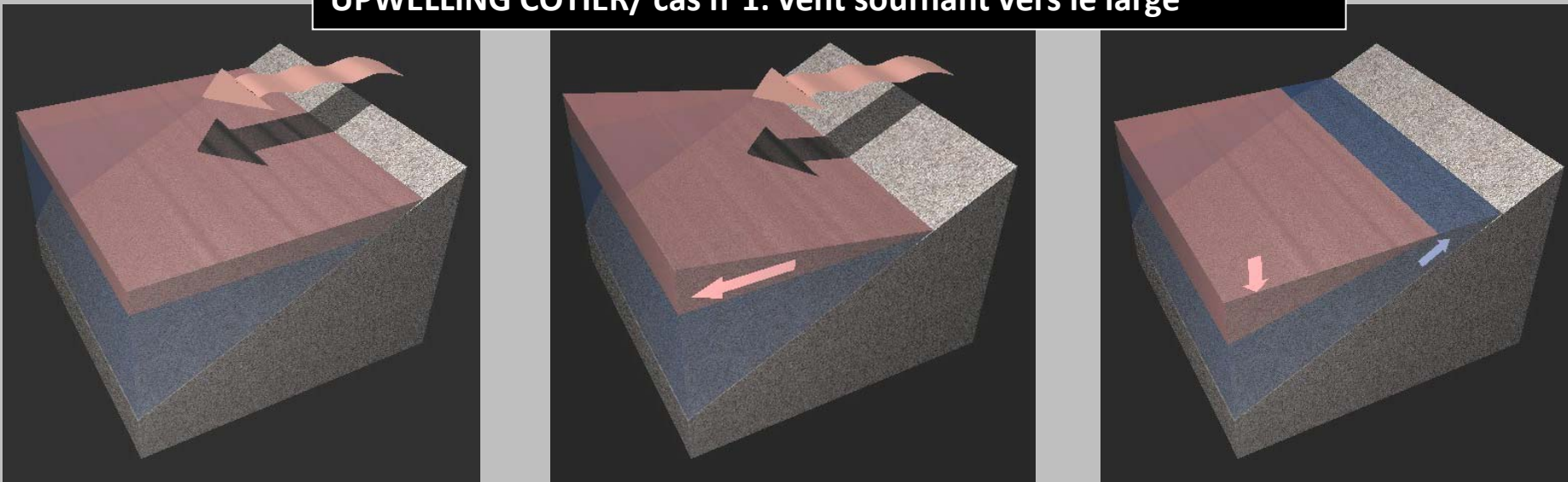
II-4 La préservation de la matière organique

LES MILIEUX FAVORABLES A LA PRESERVATION DE LA MO

MODELES D'UPWELLING

Upwelling = remontée d'eau profonde par déplacement de masses d'eau en surface

UPWELLING COTIER/ cas n°1: vent soufflant vers le large



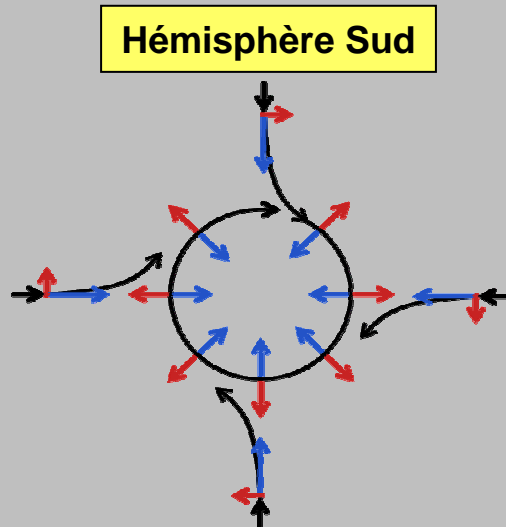
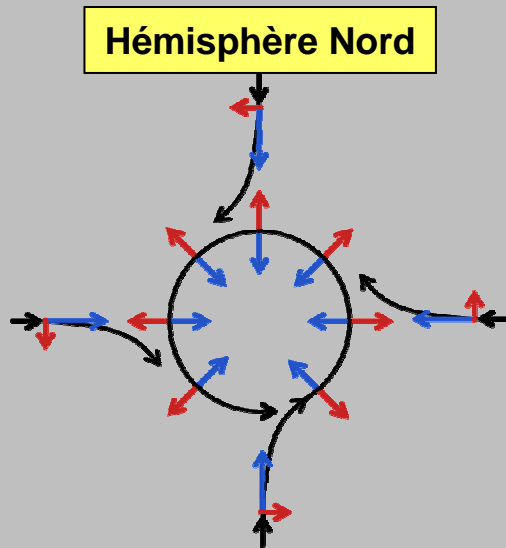
- sous l'action du vent soufflant du continent vers la mer, la couche d'eau superficielle se déplace vers le large;
- une remontée d'eau profonde se produit, remplaçant le volume d'eau de surface déplacé.

⇒ **Apport de nutriments**

⇒ **Forte activité planctonique => excès de matière organique**

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

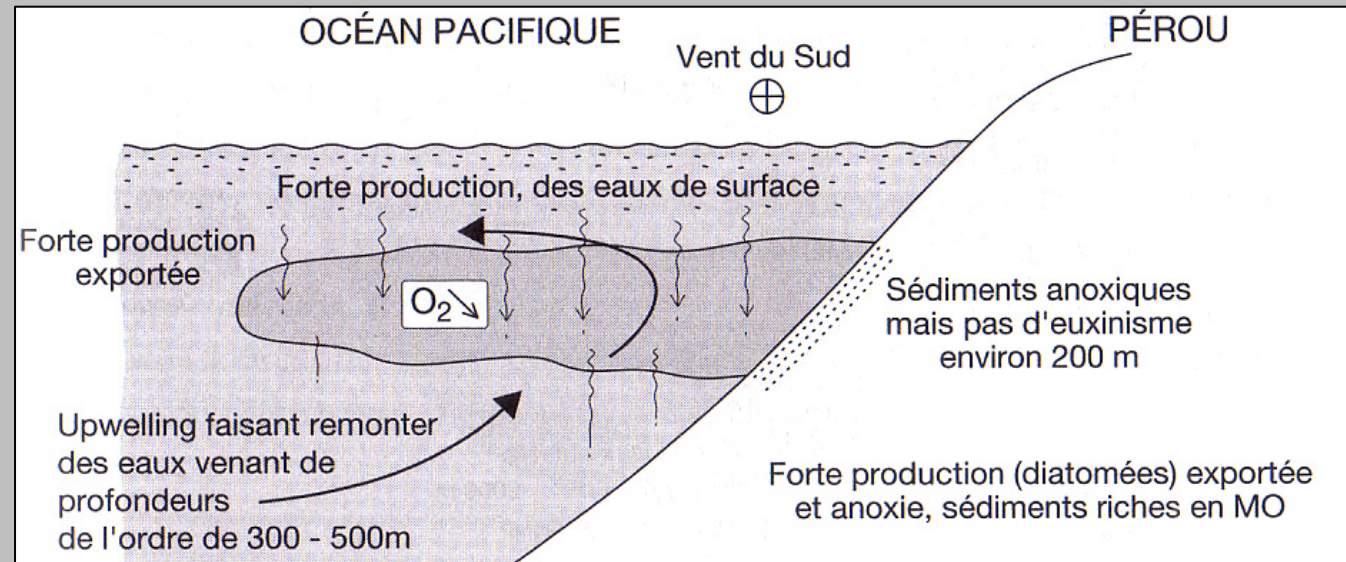
II-4 La préservation de la matière organique



Noir: direction du vent

Rouge: force de Coriolis

Bleu: gradient de pression

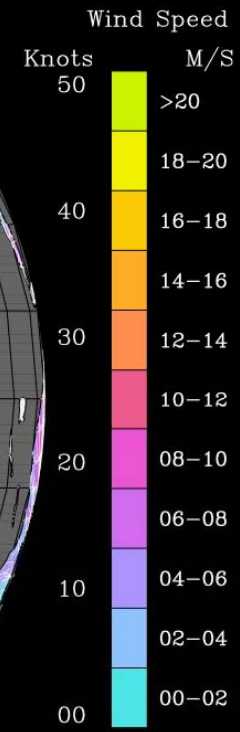
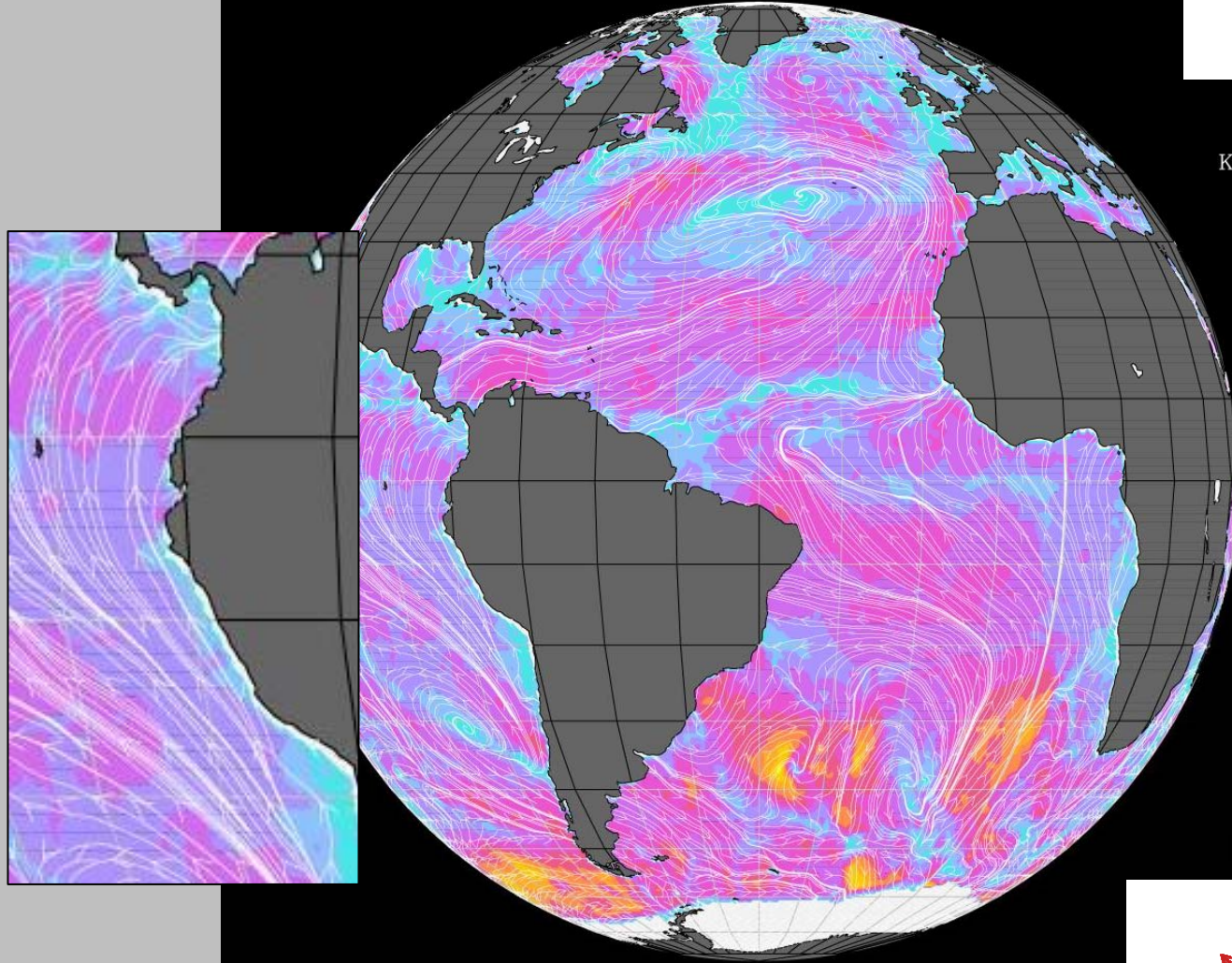
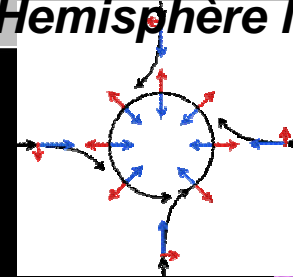


- sous l'action des forces de Coriolis, la couche d'eau superficielle se déplace vers le large;
- une remontée d'eau profonde se produit, remplaçant le volume d'eau de surface déplacé.

- ⇒ Apport de nutriments
- ⇒ Forte activité planctonique
- ⇒ Excès de matière organique + anoxie

Ocean Surface Wind by QuikSCAT

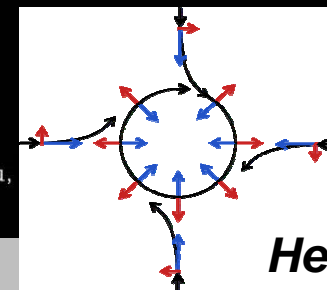
Hémisphère N



00Z 08/01/1999

Preliminary Analysis

Liu,



Hémisphère S

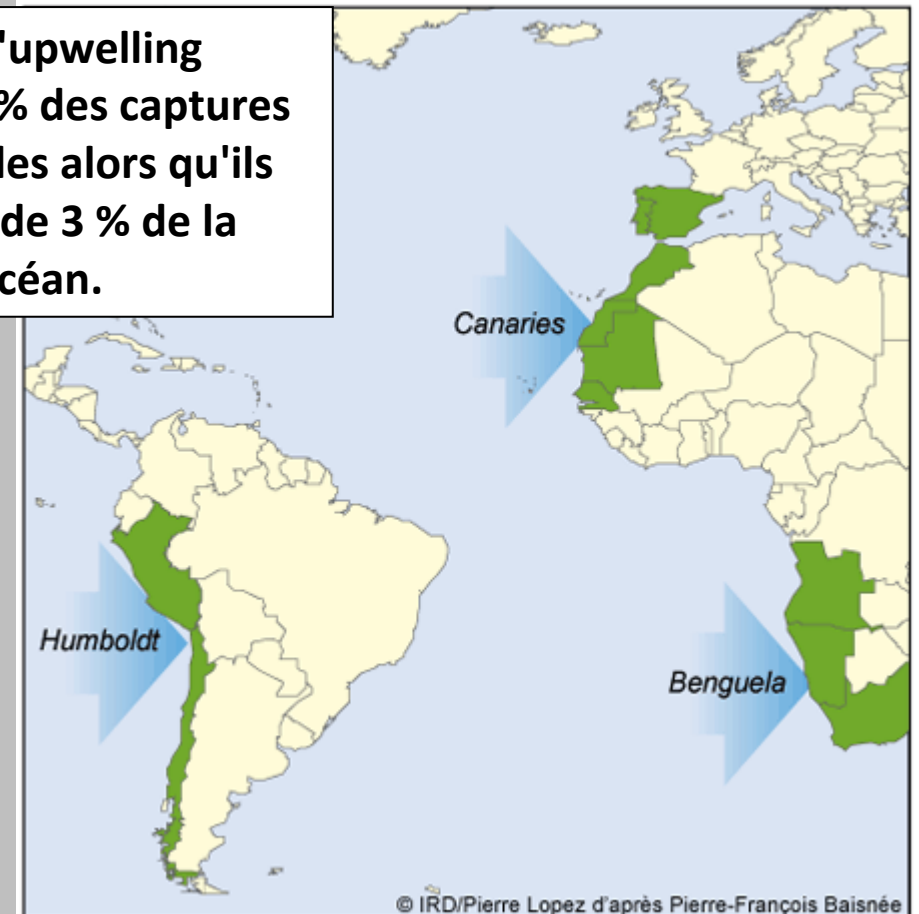
CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-4 La préservation de la matière organique

LES MILIEUX FAVORABLES A LA PRESERVATION DE LA MO

MODELES D'UPWELLING

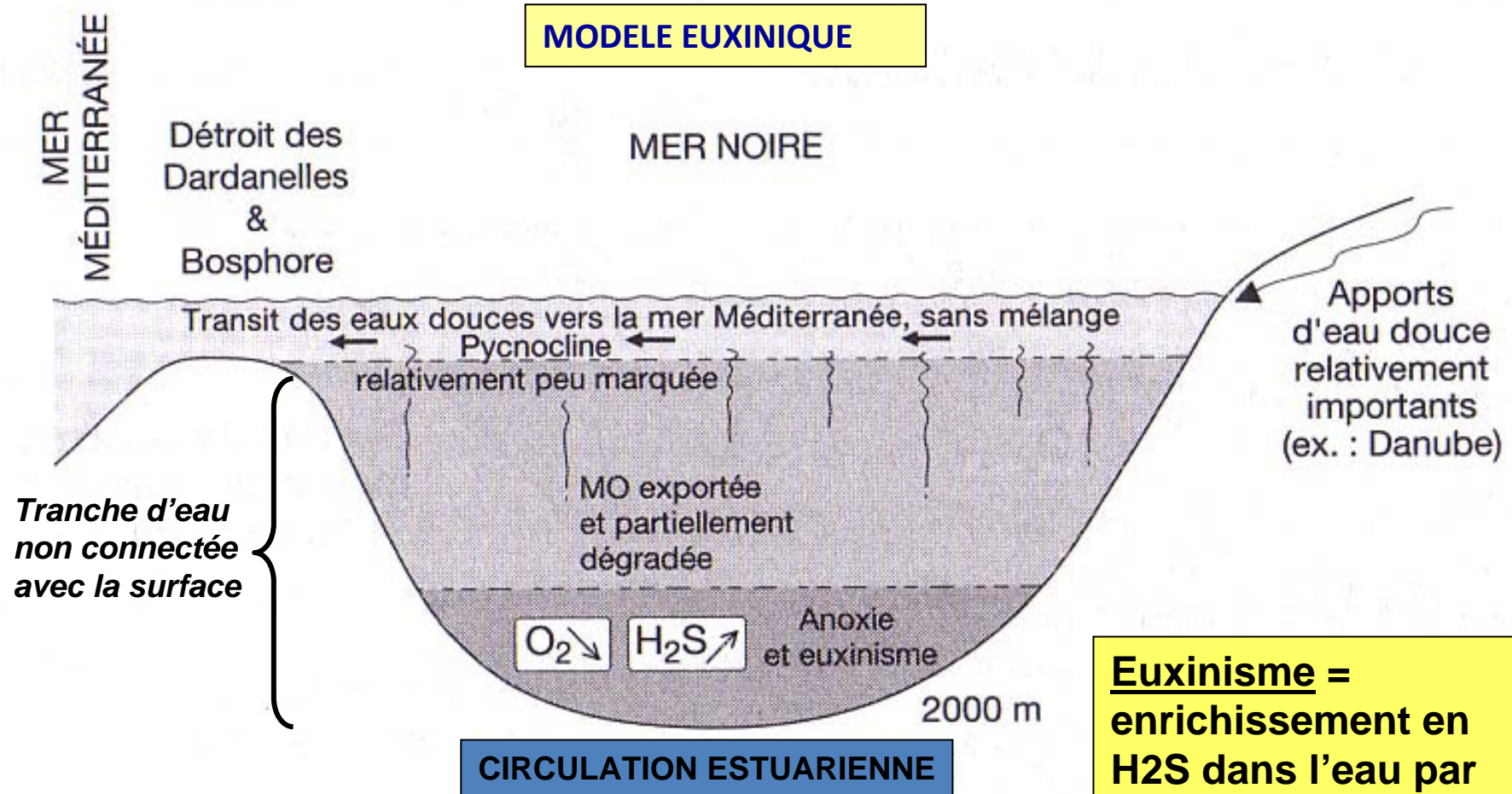
Les écosystèmes d'upwelling fournissent plus de 40 % des captures des pêcheries mondiales alors qu'ils représentent moins de 3 % de la surface de l'océan.



CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-4 La préservation de la matière organique

LES MILIEUX FAVORABLES A LA PRESERVATION DE LA MO



Euxinisme =
enrichissement en
H₂S dans l'eau par
sulfato-réduction
bactérienne

- Faible production primaire
- Conditions réductrices de fond

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LE CAS PARTICULIER DES CHARBONS

3 types de « pièges » à charbon:

*Charbons
limniques*

- piège tectonique=>zones marécageuses subsidentes;
- lacs permanents (MO transportée et préservée)

*Charbons
paraliques*

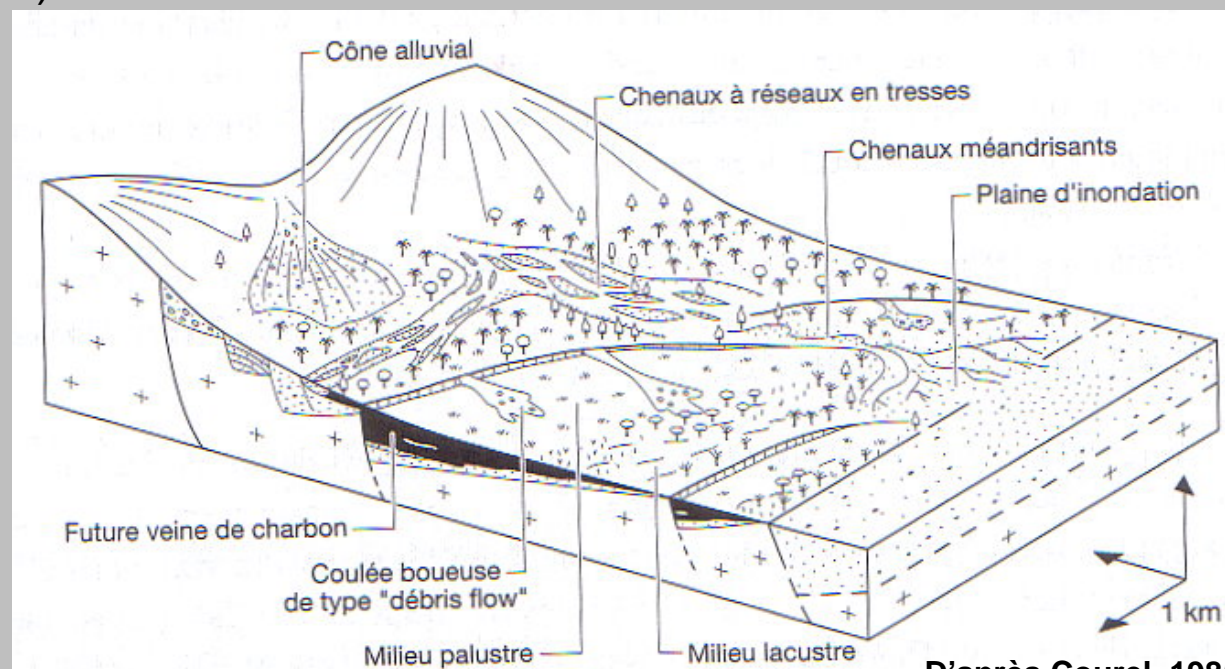
- deltas en contexte subsident (zones à inondation périodique ou quasi-permanentes =>marécages, mangrove);

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LE CAS PARTICULIER DES CHARBONS

Charbons limniques

- **piège tectonique**=>zones marécageuses subsidentes; (ex: Bassin houiller des Cévennes)

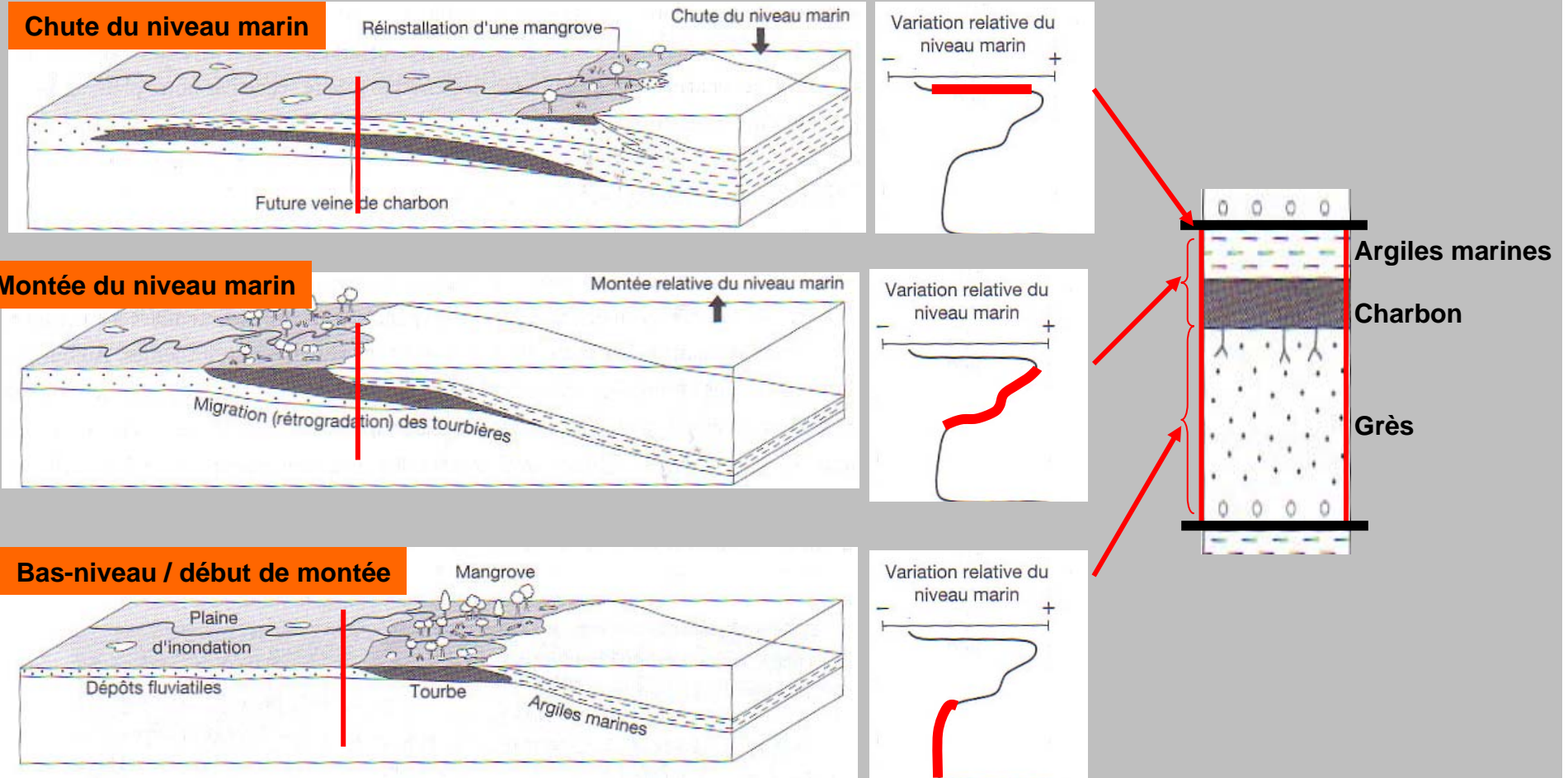


-**lacs permanents** (MO transportée et préservée) ex: Bassin de Fuveau-Gardanne

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LE CAS PARTICULIER DES CHARBONS

Charbons paraliques: développement de cyclothèmes charbonneux en environnement margino-littoral

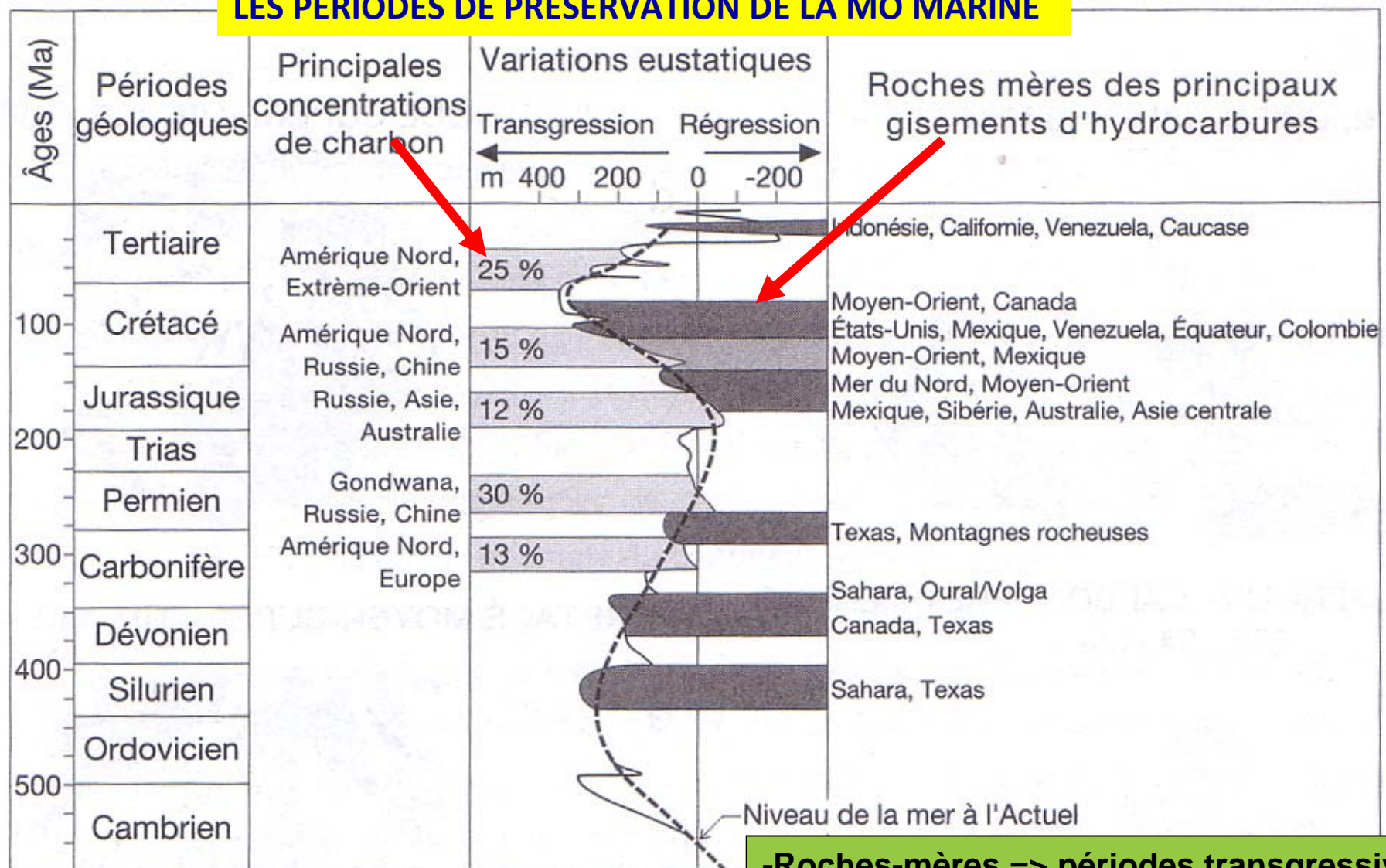


D'après Baudin et al., 2007

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES PERIODES DE PRESERVATION DE LA MO MARINE

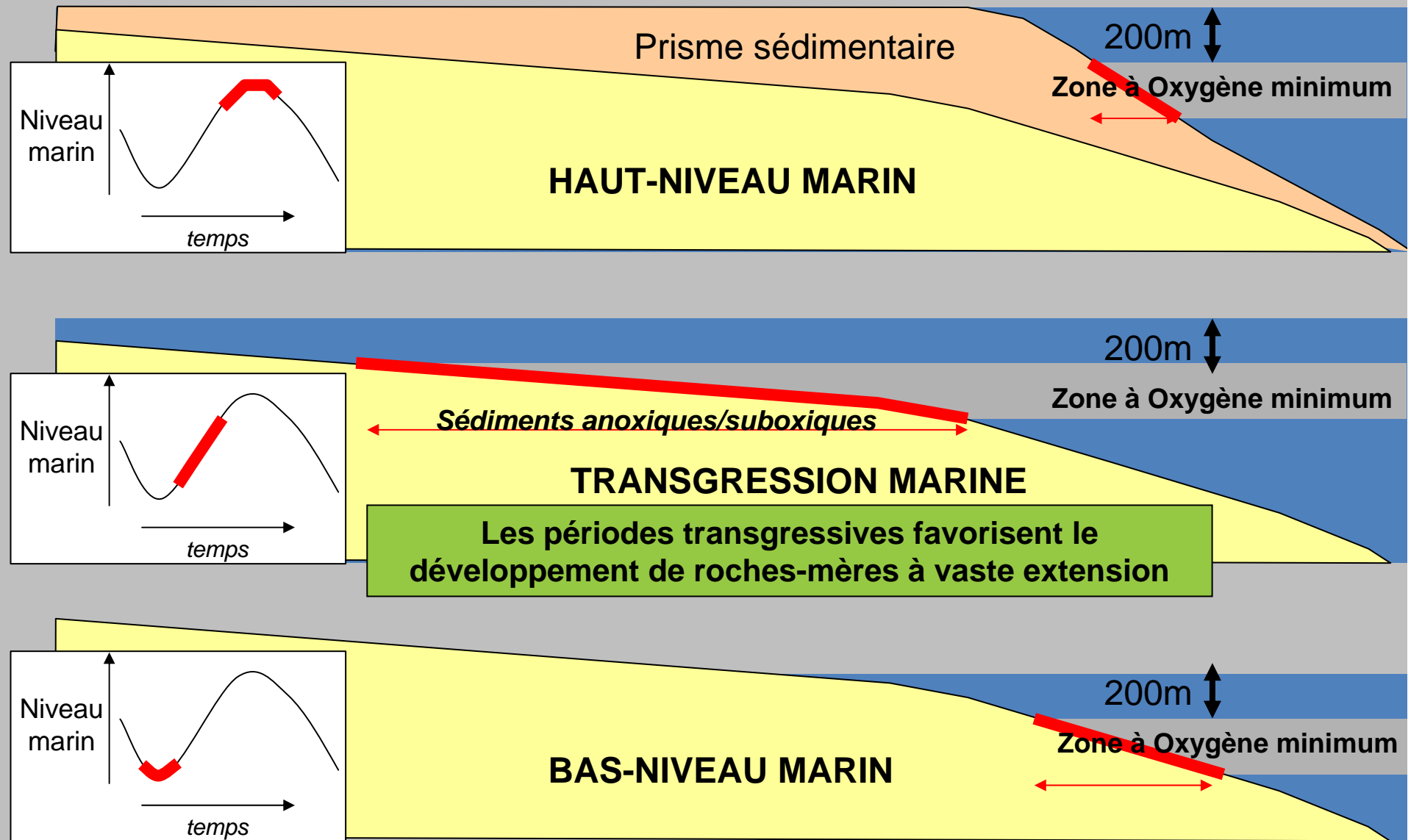


-Roches-mères => périodes transgressives
 -Charbons=> bas niveaux marins

CHAPITRE II- *La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation*

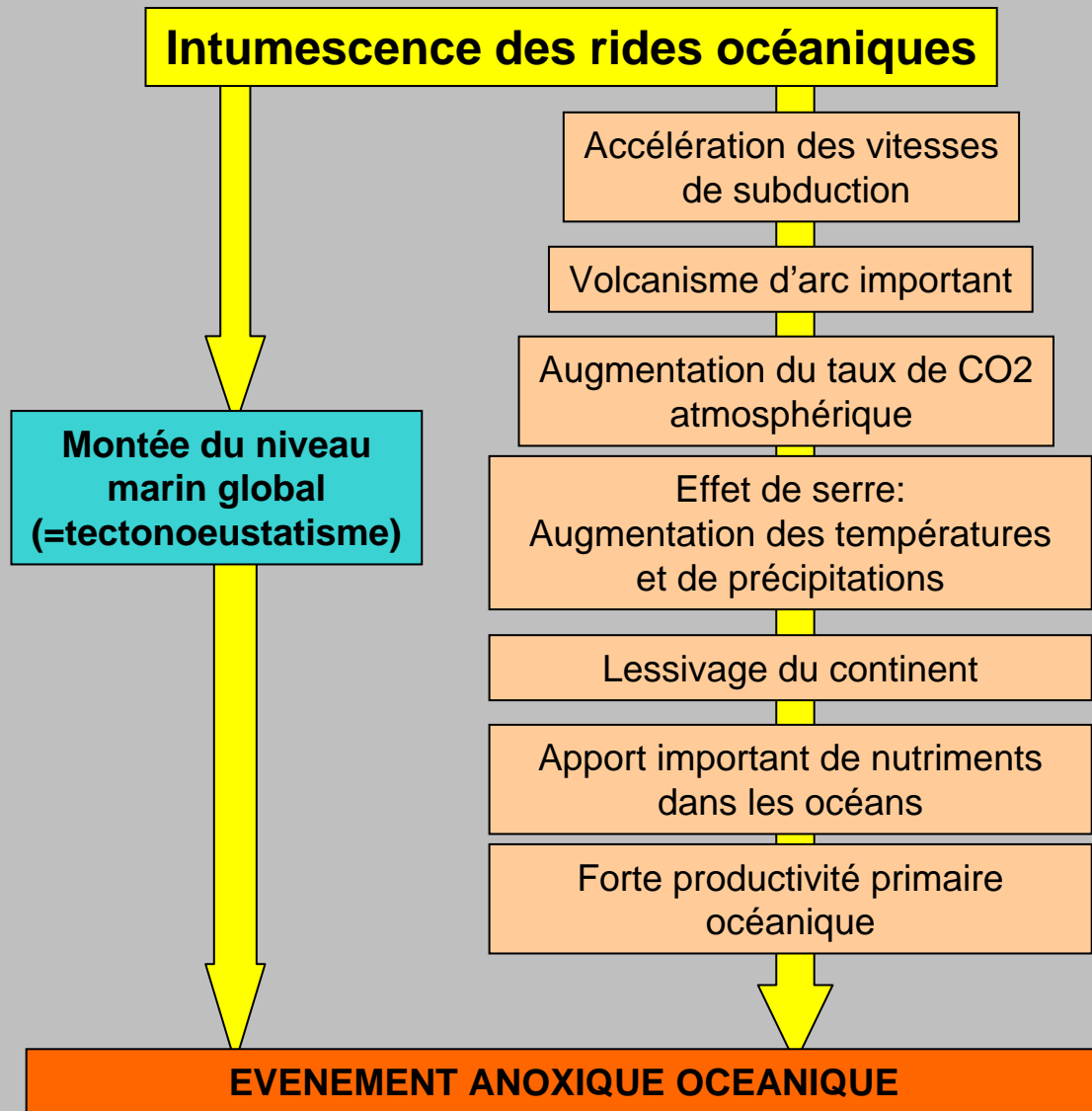
II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES PERIODES DE PRESERVATION DE LA MO MARINE

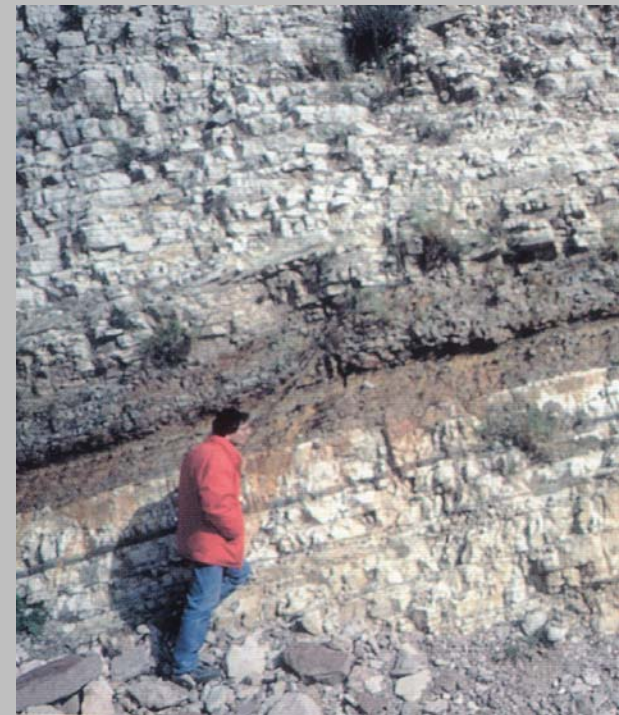


II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES PERIODES DE PRESERVATION DE LA MO MARINE



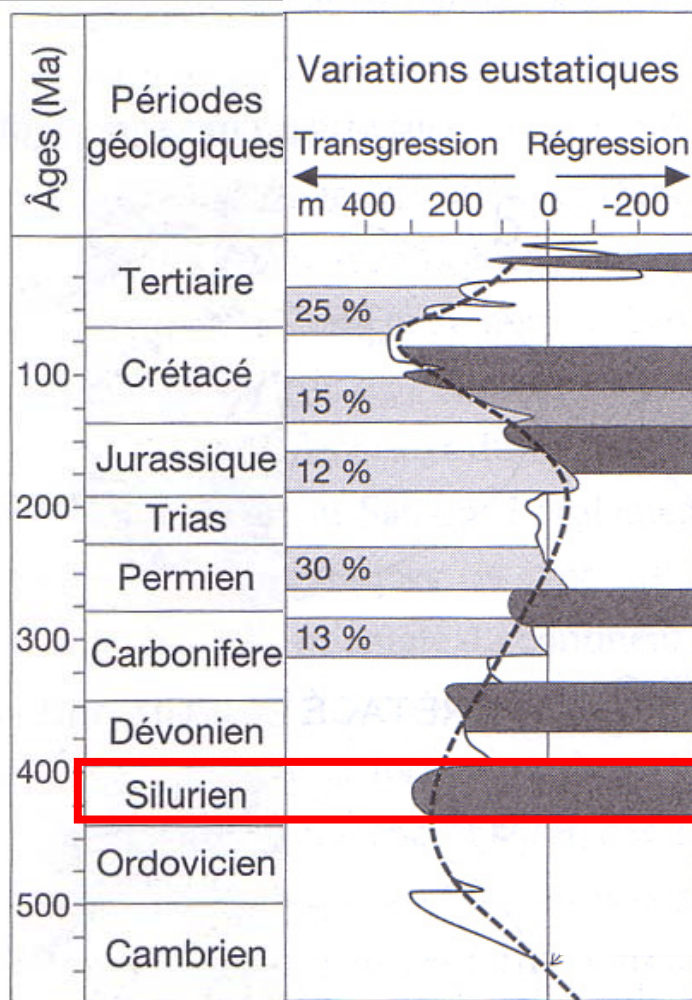
Les événements anoxiques océaniques
Exemple: limite Cénomanién-Turonien (OAE2)



« Niveau Bonarelli » (photo F. Baudin)

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES ROCHES MERES AU COURS DU TEMPS



Les « Hot shales » du Silurien

- représentent la principale roche-mère de l'Afrique du Nord (Algérie, Tunisie, Libye); importantes aussi en Arabie et Texas;
- Jusqu'à 17% de COT
- Formés au cours d'une phase d'anoxie.

=>Au Silurien pas de kérogène de type III (pas ou peu de plantes vasculaires)



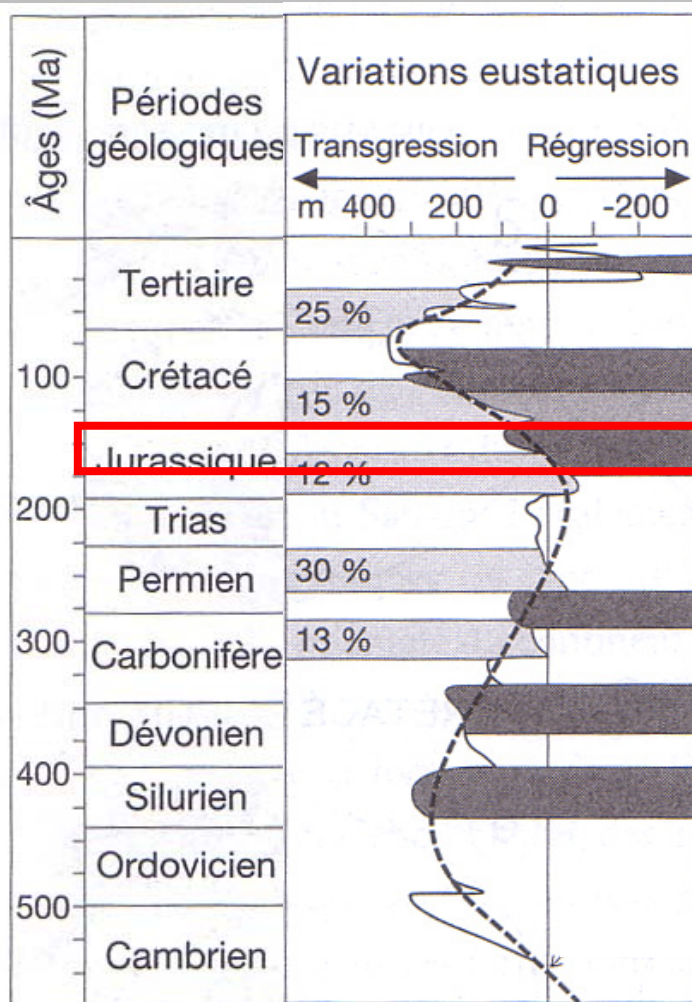
« hot shales » à graptolites (Libye)

Kérogène de type II (marin)

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES ROCHES MERES AU COURS DU TEMPS

Les roches-mères de type II du Jurassique



-Faciès « schiste-carton » du Toarcien d'Europe (événement anoxique)

-Kimmeridge Clays du Kimmeridgien: roche-mère principale des champs de Mer du Nord

-Roche-mère importante également au Moyen-Orient, Golfe du Mexique

CHAPITRE II- La matière organique sédimentaire: accumulation et préservation

II-5 Les grandes roches-mères mondiales

Roches-mères de type II (marines)
du Jurassique



Kimmeridge Clays, Kimmeridgien



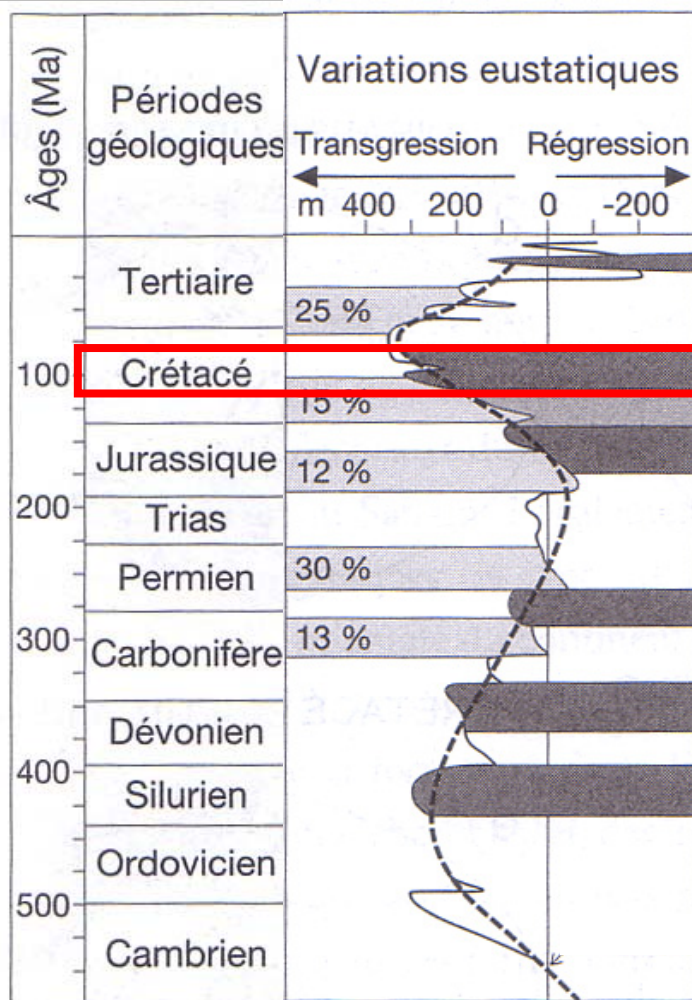
« Schistes cartons », Toarcien



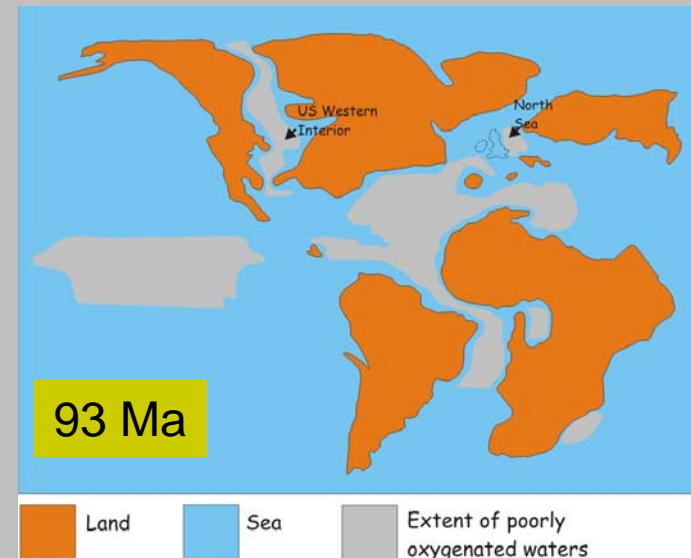
II-5 Les grandes roches-mères mondiales

LES ROCHES MERES AU COURS DU TEMPS

Les « Black Shales » du Crétacé moyen (Cénomaniens-Turonien)



- Intervalle transgressif majeur, corrélable mondialement
- Roches-mères de type II
- Roche-mère « La Luna » des bassins du Venezuela et de Colombie; présente sur tout le pourtour de l'Atlantique et de la Téthys (dont Moyen-Orient)



CHAPITRE III

***La maturation thermique de la
matière organique :
évolution des charbons et
formation du pétrole***

CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-1 Gradients de température et de pression dans les bassins sédimentaires

FLUX GEOTHERMIQUE

-Le flux géothermique = flux de dissipation de la chaleur interne de la Terre à travers la surface terrestre.

=> *en moyenne: 65 mW/m²*

NB: à titre de comparaison, le flux d'énergie solaire arrivant sur terre est de 342W/m².

-Le flux géothermique est dû:

- 1) au refroidissement progressif de la Terre qui était plus chaude au moment de sa formation;
- 2) à la chaleur dégagée par les réactions de désintégration des minéraux radioactifs dans et sous les sédiments

CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-1 Gradients de température et de pression dans les bassins sédimentaires

GRADIENT GEOTHERMIQUE

-Le résultat de cette dissipation de la chaleur est l'existence d'un gradient géothermique qui correspond à l'augmentation de température en fonction de la température.

-La relation entre gradient géothermique et flux géothermique est donnée par la loi de Fourier:

$$\vec{H} = -\lambda \vec{G}$$

H: flux géothermique

G: gradient géothermique

λ : conductivité thermique

-Ordres de grandeur:

Valeur moyenne dans les crôutes continentales: 30°C/km

Dans les bassins de type rift (ex: Alsace): 100°C/km

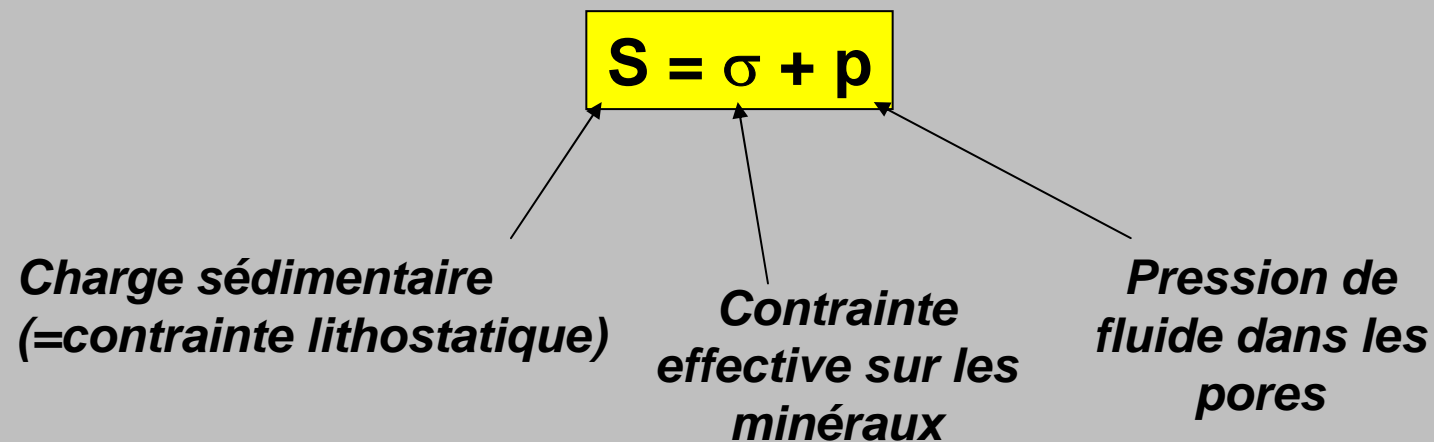
CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-1 Gradients de température et de pression dans les bassins sédimentaires

PRESSIONS

-Pression= force par unité de surface

-Loi de Terzaghi:



Sur les parties solides de la roche s'exercent 2 forces: le poids des sédiments sus-jacente et la force exercée par le fluide des pores sur le solide.

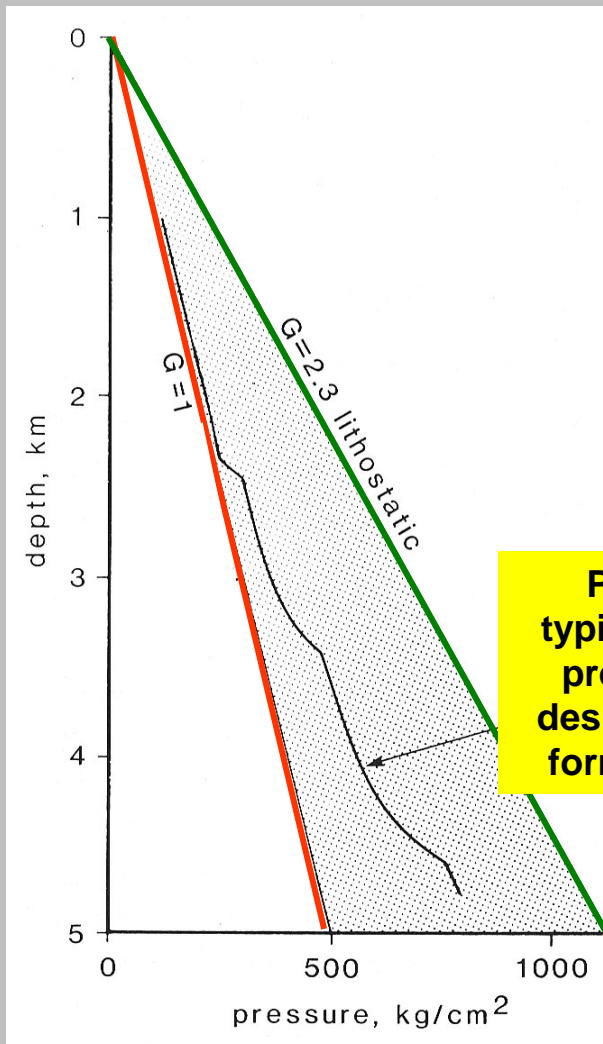
CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-1 Gradients de température et de pression dans les bassins sédimentaires

PRESSIONS

La pression des fluides dans les pores de la formation varie typiquement entre pression lithostatique et pression hydrostatique.

Près de la surface, les pores sont connectés jusqu'à la surface => $P = P_{\text{hydrostatique}}$

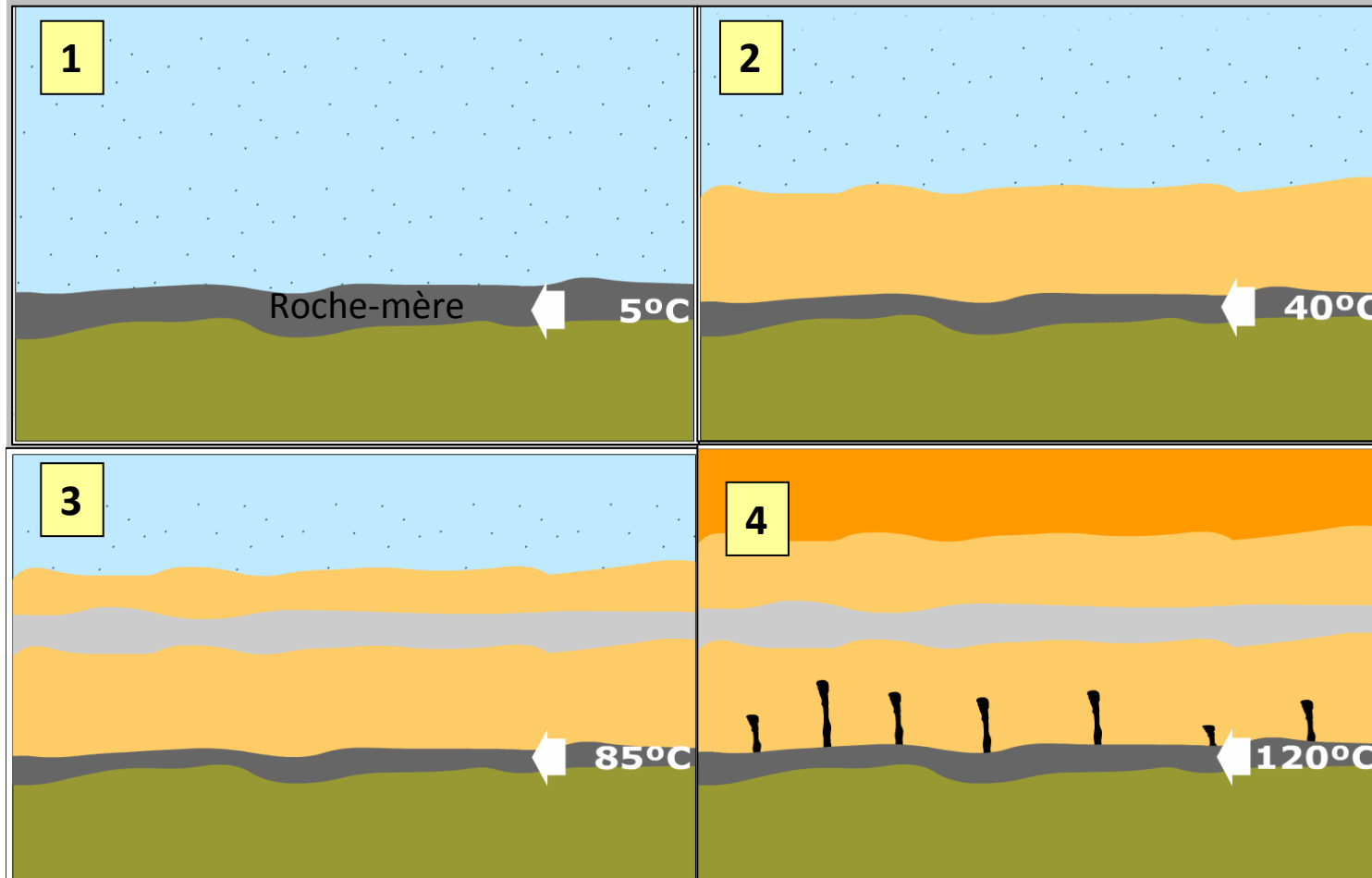


Profil
typique de
pression
des fluides
formation

- Pression lithostatique
- Pression hydrostatique

CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-2 L'enfouissement de la matière organique



La matière organique se transforme en hydrocarbures avec l'augmentation de température et de pression

CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

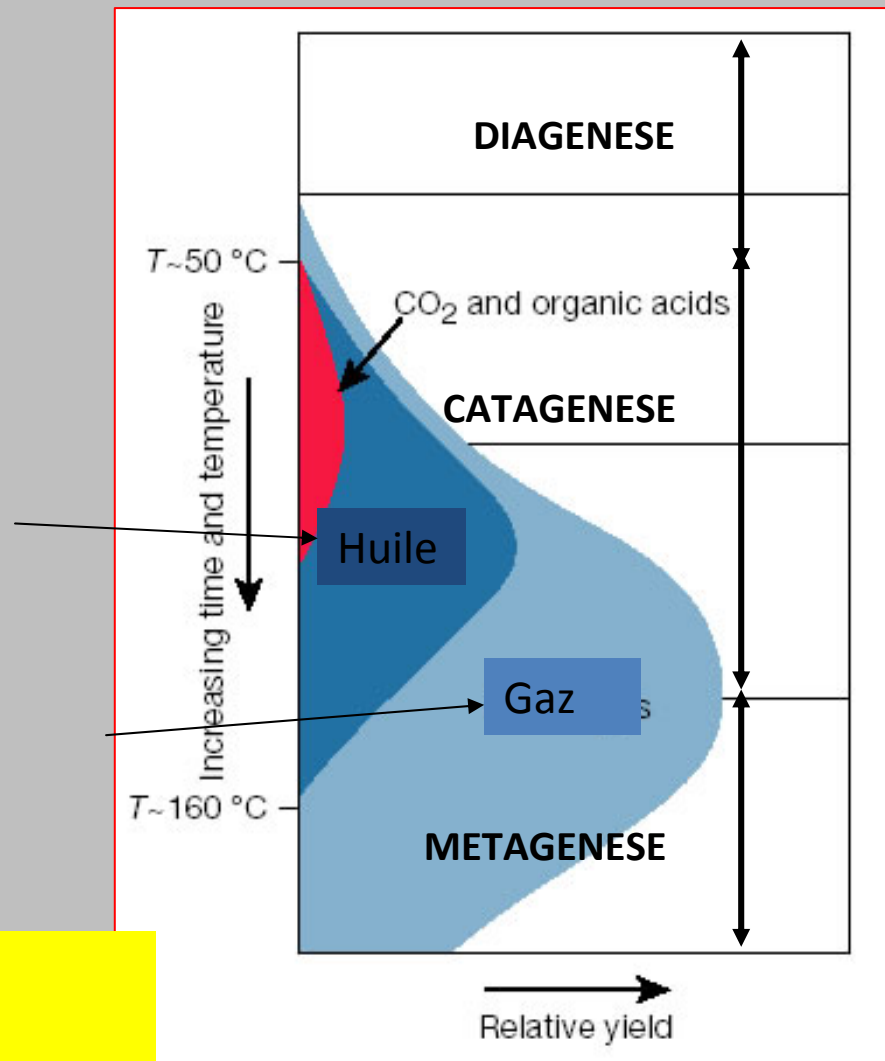
III-3 La maturation du kérogène et la formation des hydrocarbures

Fenêtre à huile: 60-120°C

Cracking (craquage) du kérogène

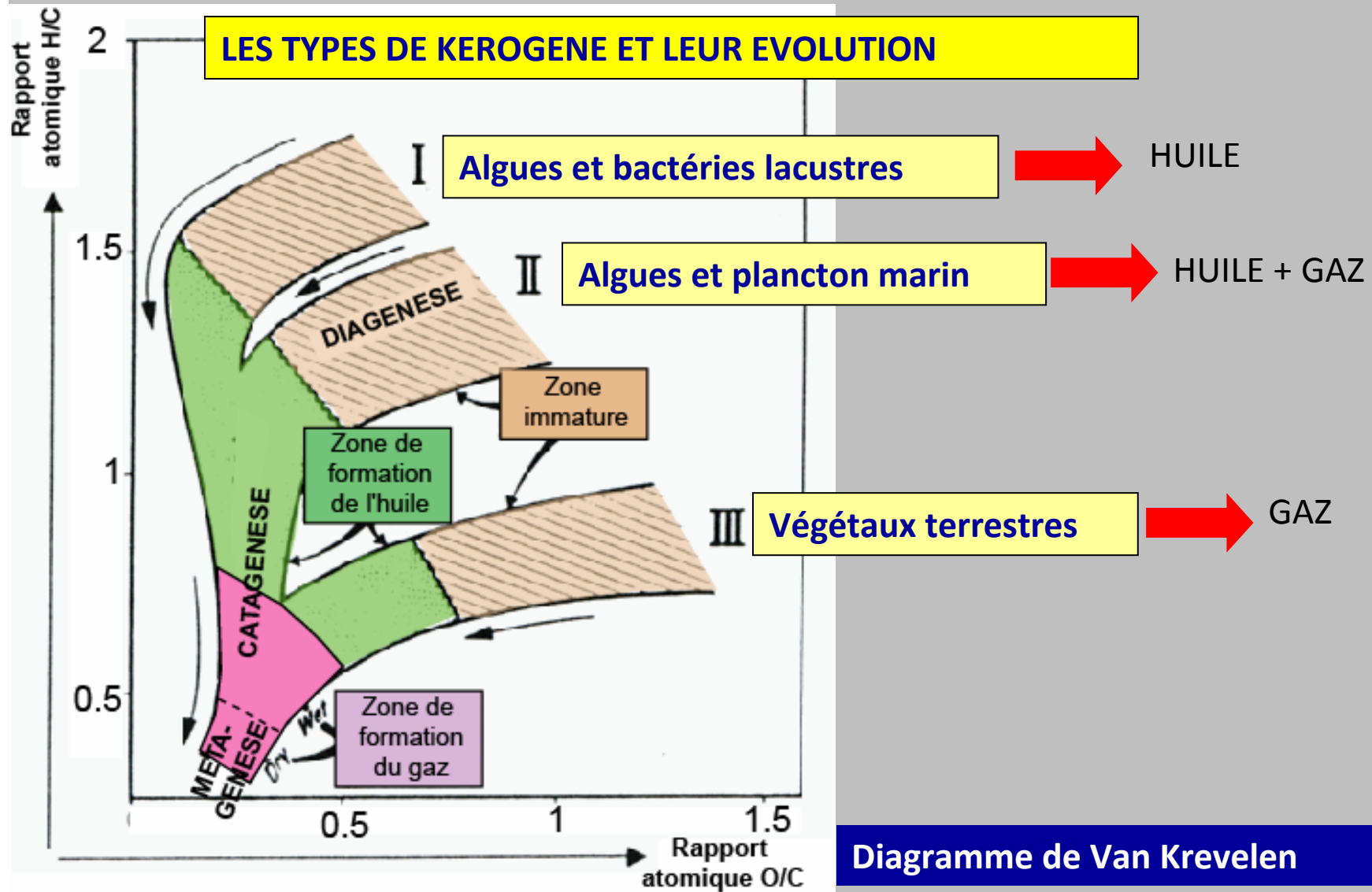
Cracking de l'huile et du kérogène

Craquage: fractionnement des composés organiques sous l'action de la chaleur

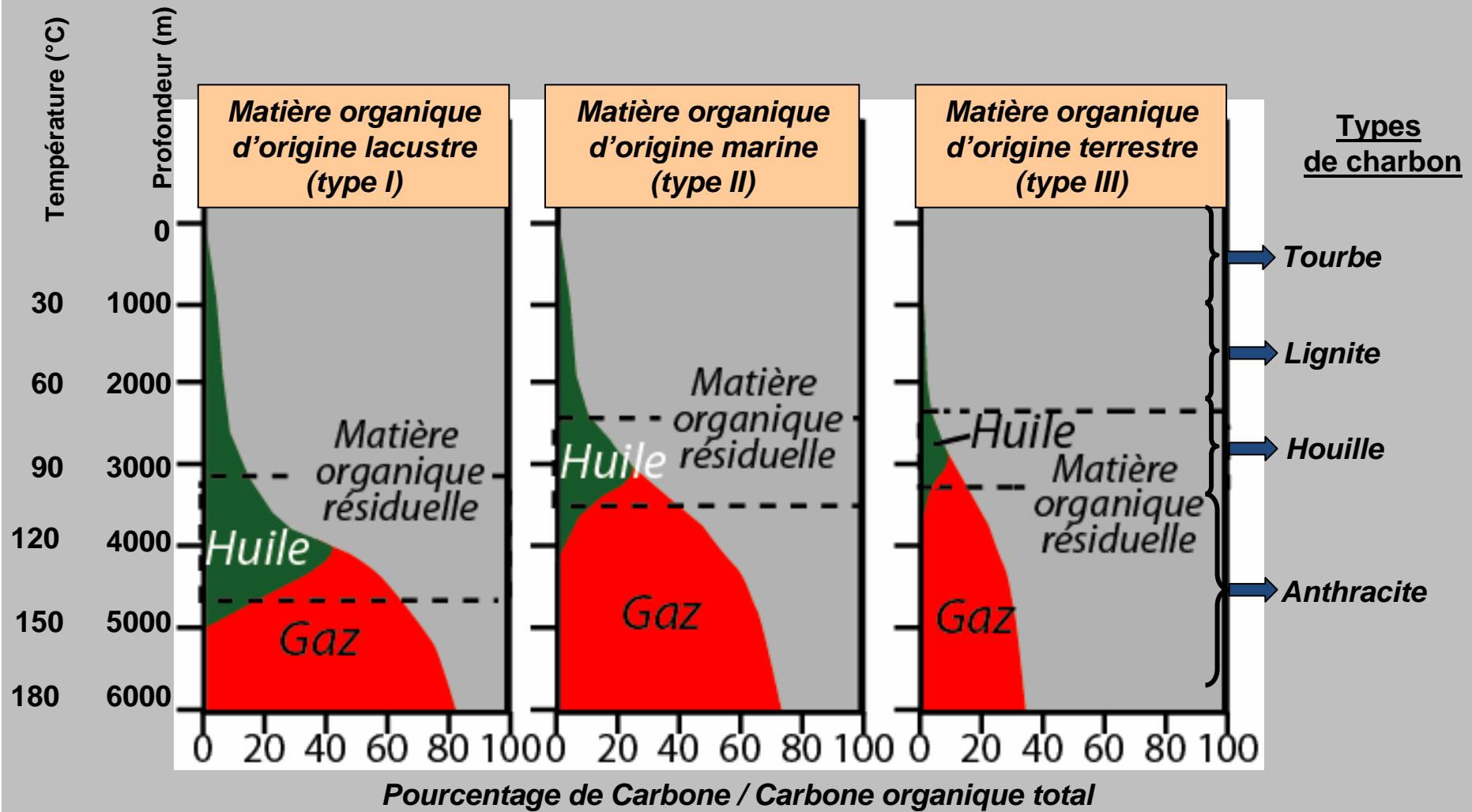


CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-3 La maturation du kérogène et la formation des hydrocarbures



Evolution de la matière organique avec l'enfouissement en fonction du type de matière organique



CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-3 La maturation du kérogène et la formation des hydrocarbures

LA MATURATION ARTIFICIELLE DES SCHISTES BITUMINEUX

Schistes bitumineux=roches sédimentaires à grain fin (argilites ou calcaire fin) riches en kérogène mature et n'ayant pas expulsé ses hydrocarbures.

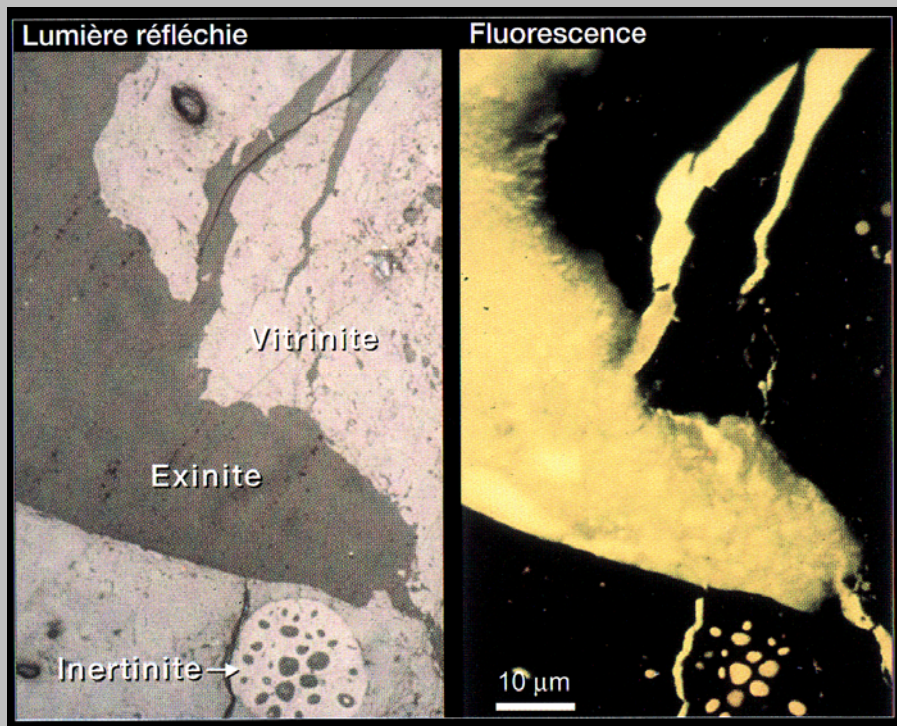


Du pétrole peut-être obtenu à partir de la pyrolyse (chauffage) des schistes bitumineux: ce procédé revient à produire une maturation et une expulsion artificielle des hydrocarbures.

CHAPITRE III- La maturation thermique de la matière organique

III-4 Analyse optique des macéraux

Le kérogène est composé de macéraux, de la même manière que les roches endogènes sont constituées de minéraux.



Observation d'un charbon au microscope

L'observation de la matière organique en lumière réfléchie et en fluorescence permet de définir 3 types de macéraux:

-groupe Vitrinite/Huminite (vitrinite: stade houille-anthracite; huminite: stade tourbe-lignite): gris à blanc en lumière réfléchie et non-fluorescent.

-groupe Exinite/Liptinite (exinite: stade houille-anthracite; liptinite: stade tourbe-lignite): sombre en lumière réfléchie et fluorescent.

-groupe Inertinite: blanc en lumière réfléchie et non-fluorescent.

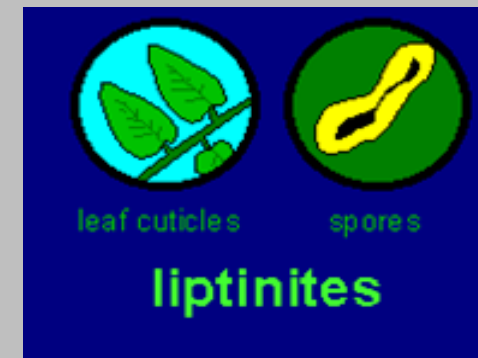
CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-4 Analyse optique des macéraux

ORIGINE DES MACÉRAUX

Groupe macéral	Macéral	Origine	
Vitrinite (Huminite)	telinite	tissus cellulaires	Vitrain
	collinite	tissus géliés amorphes	
	corpocollinite	remplissage de cellules	
	vitrodétrinite	fragments dégradés précocément	
Exinite (Liptinite)	sporinite	spores, pollens	Clarain
	cutinite	cuticules	
	subérinite	écorces	
	fluorinite	huiles végétales	
	résinite	résines, latex, cires	
	alginite	algues	
	bituminite	résidus amorphes (bactéries...)	
	chlorophyllinite	chlorophylle	
	liptodétrinite	fragments non identifiables	
	exudatinite	exudats secondaires	
Inertinite	fusinite	tissus cellulaires carbonisés	Fusain
	semifusinite	tissus partiellement carbonisés	
	sclérotinite	champignons	Durain
	macrinite	gel amorphe oxydé	
	inertodétrinite	fragments remaniés	
	micrinite	résidus de dégradation de l'exinite	

(d'après Bordenave, 1993)



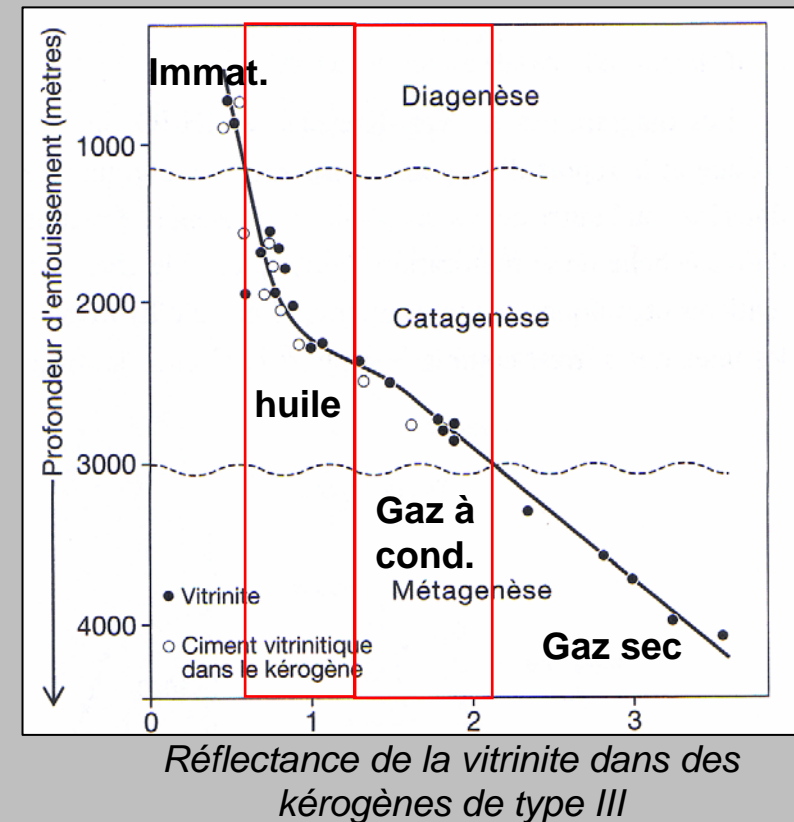
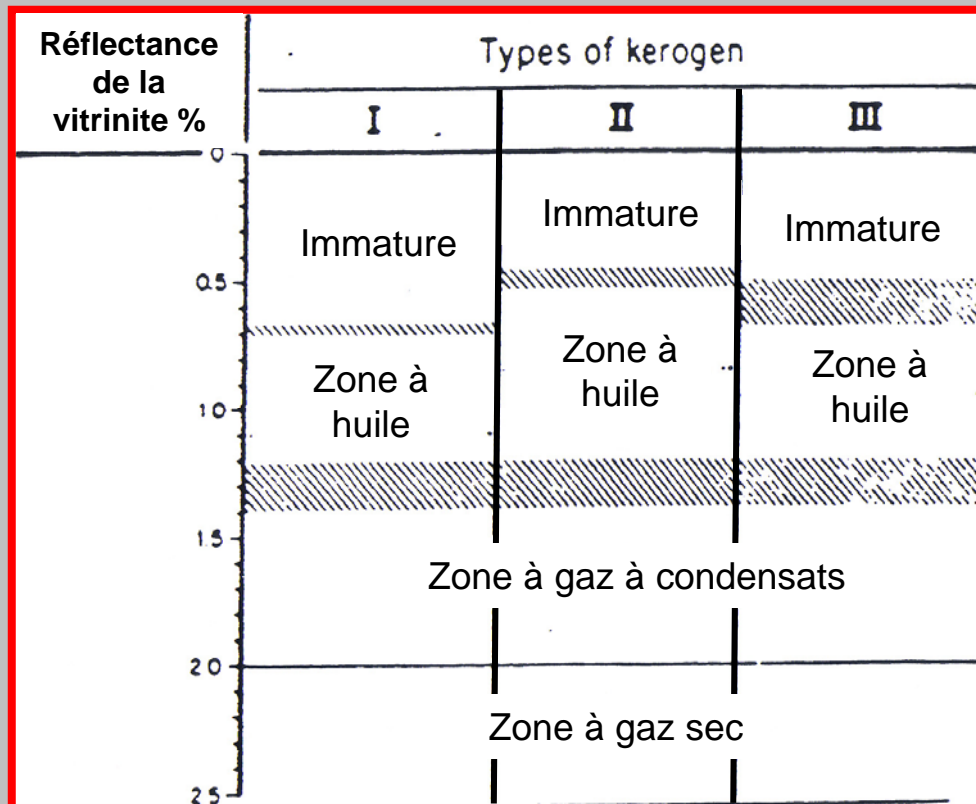
CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-4 Analyse optique des macéraux

LA REFLECTANCE DE LA VITRINITE

Le pouvoir réflecteur (ou réflectance) de la vitrinite (PR) est utilisé comme indicateur de la maturation de la matière organique.

La réflectance est le rapport entre l'intensité lumineuse réfléchie sur le macéral et l'intensité lumineuse incidente.



CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-5 Caractérisation géochimique de la maturation de la MO

LA PYROLYSE ROCK-EVAL



Méthode d'évaluation de la qualité et de la maturité des roches-mères, développé par l'Institut français du Pétrole (IFP):

1- Mode COT:

chauffage à 1200°C => tout le C organique est brûlé => CO₂

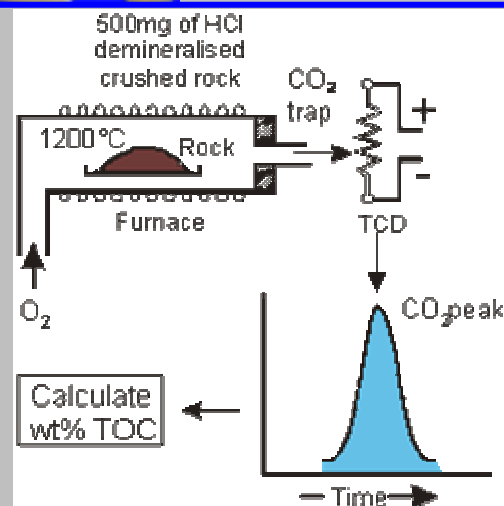


Fig. Anal-4

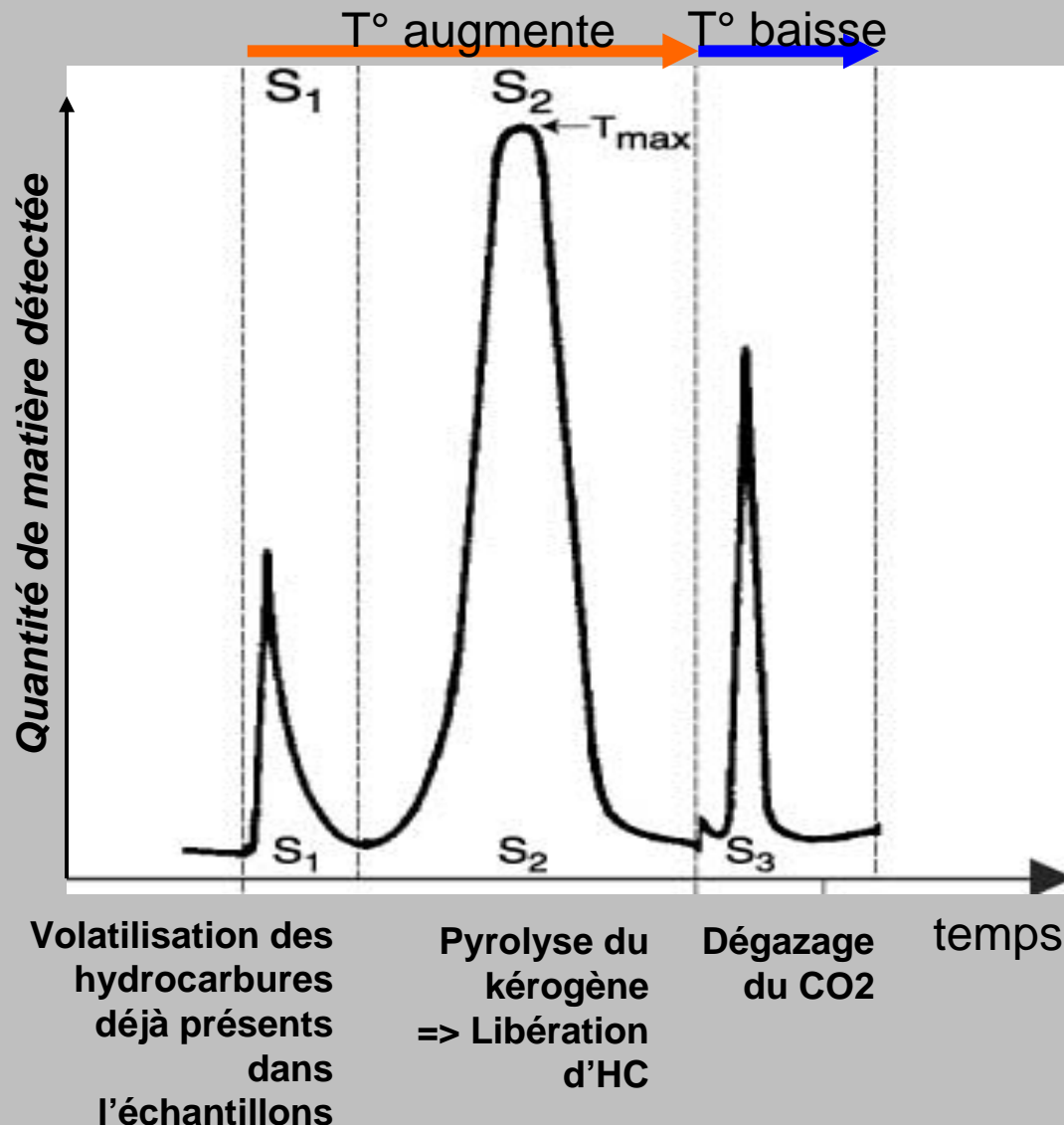
IGI Ltd, 2003 Dwg. No. 0300014

2- Mode Rock-Eval:

pyrolyse à température croissante (jusqu'à vers 550°C)

III-5 Caractérisation géochimique de la maturation de la MO

LA PYROLYSE ROCK-EVAL



Paramètres mesurés

S1: quantité d'hydrocarbures libres dans la roche (en kg d'HC/tonne d'échantillon)

S2: quantité d'hydrocarbures libérés pendant la pyrolyse du kérogène (en kg d'HC/tonne d'échantillon)

S3: quantité de CO₂ libéré pendant la pyrolyse (en kg de CO₂ par tonne d'échantillon)

T_{max}: température au pic S2

III-5 Caractérisation géochimique de la maturation de la MO

LA PYROLYSE ROCK-EVAL

Ces paramètres permettent de déduire:

- 1- La présence d'indices d'huile dans l'échantillon => S1
- 2- Le type de kérogène => S2/C org ~ H/C (index d'hydrogène IH) } Diagramme de
S3/C org ~ O/C (index d'oxygène IO) } Van Krevelen

Remarques: C org = masse de carbone organique de l'échantillon
= COT x masse de l'échantillon

IH est exprimé en mg d'HC / g de C organique et IO en mg de CO2 / g de C organique

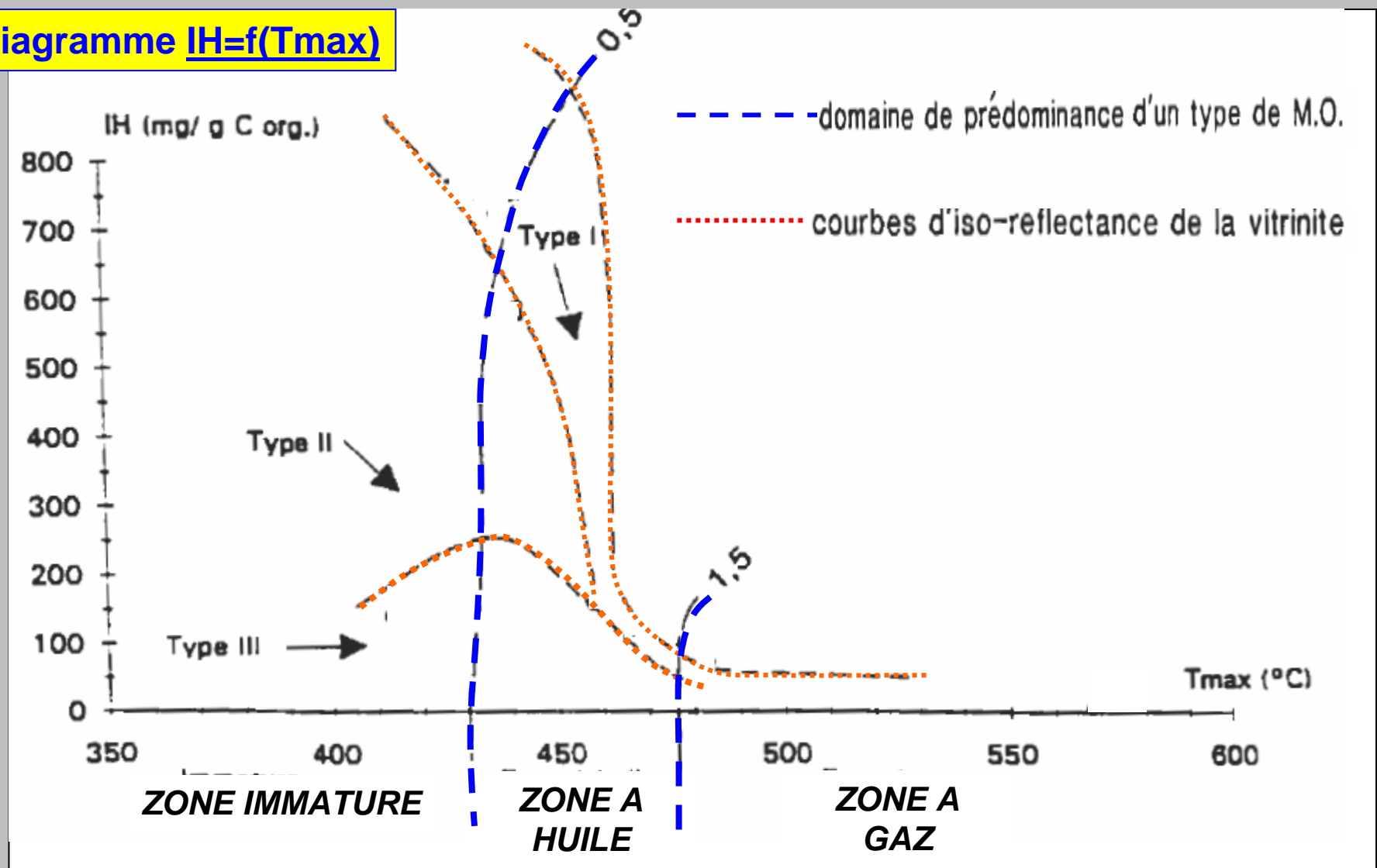
- 3- Le potentiel pétrolière => PP = S1+S2
- 4- Le degré de maturation:
 - IP= S1/ (S1+S2) : index de production
 - diagramme IH=f(Tmax)

CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-5 Caractérisation géochimique de la maturation de la MO

LA PYROLYSE ROCK-EVAL

diagramme $IH=f(T_{max})$

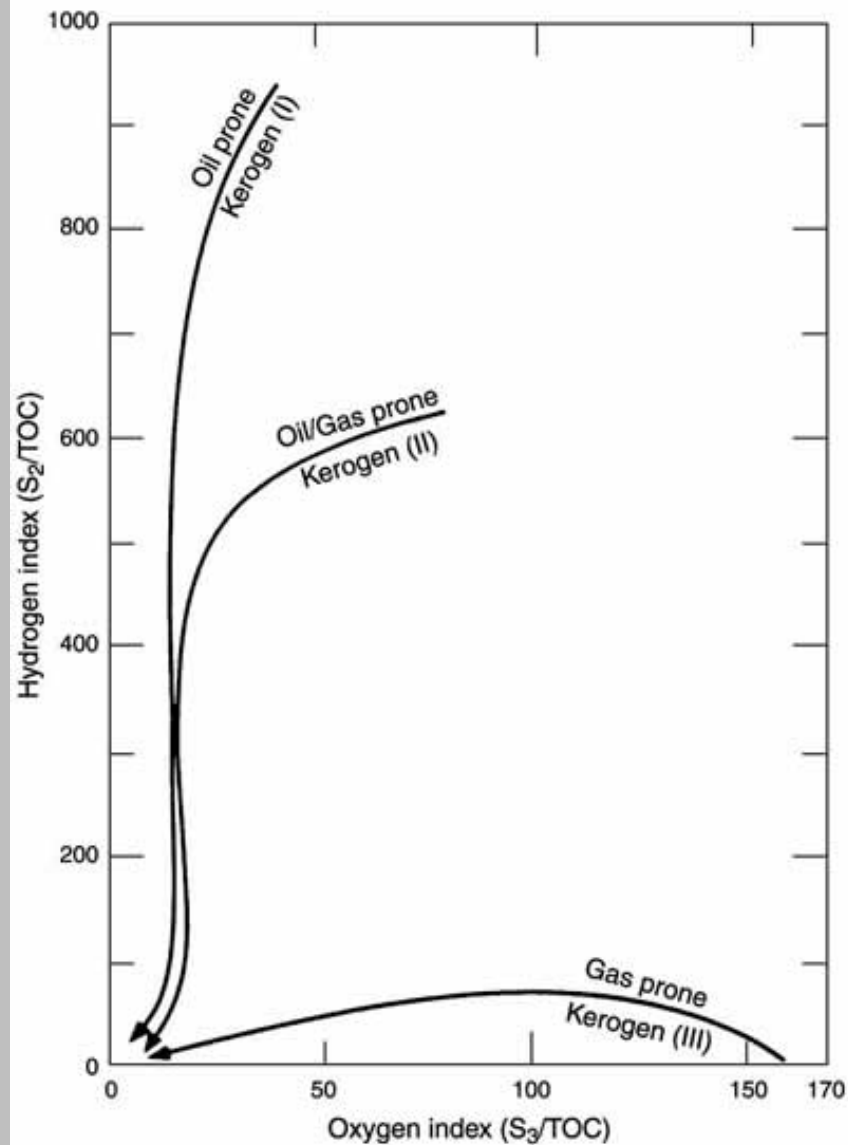


CHAPITRE III- *La maturation thermique de la matière organique*

III-5 Caractérisation géochimique de la maturation de la MO

LA PYROLYSE ROCK-EVAL

Diagramme IH/IO
(Van Krevelen modifié)



CHAPITRE IV

La migration des hydrocarbures

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

NECESSITE DE LA MIGRATION

Les roches-mères sont généralement des roches imperméables

=> impossibilité d'exploiter les roches-mères

Les hydrocarbures que l'on extrait des gisements de pétrole se trouvent dans des roches poreuses et perméables (=Réservoirs)

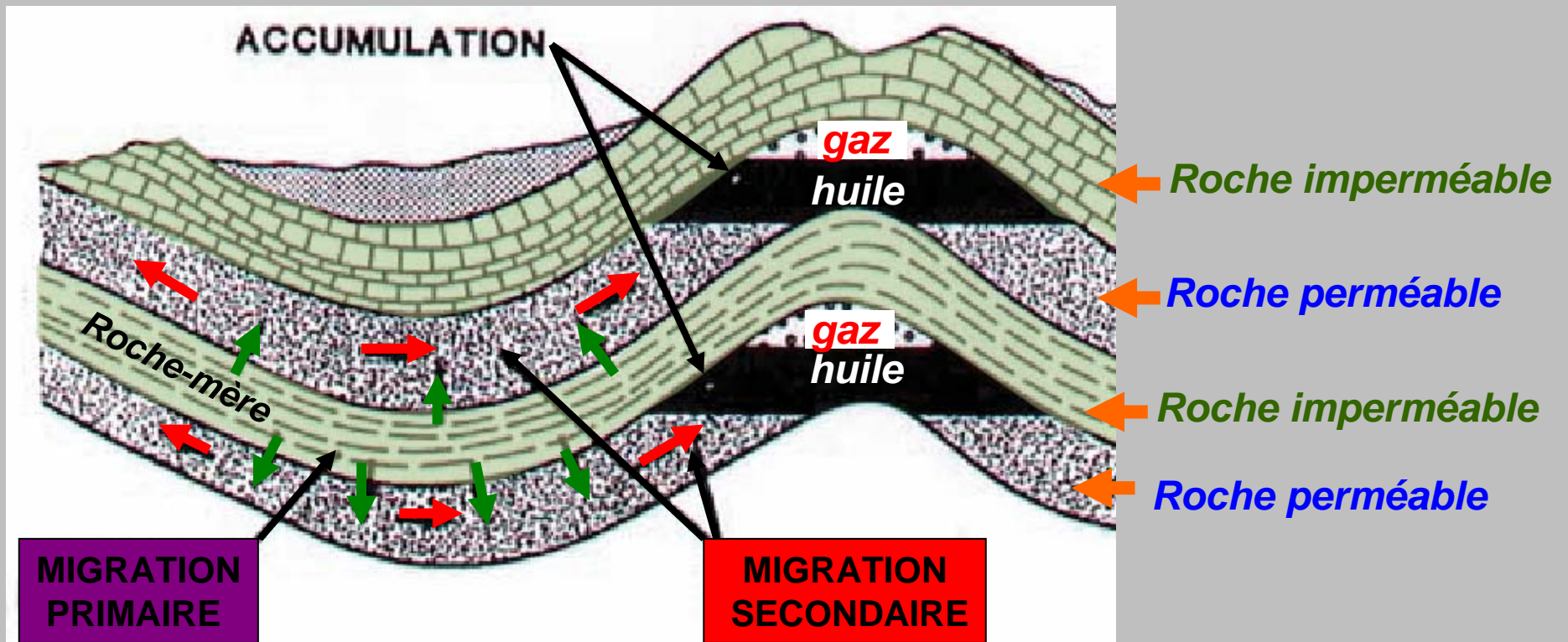
=> les hydrocarbures ont donc subi une migration des roches-mères vers les roches réservoirs

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

On distingue 2 étapes dans la migration:

- migration primaire = expulsion des HC de la roche-mère vers un « drain » (=roche perméable ou fractures/failles);
- migration secondaire = circulation des HC à travers ce drain jusqu'à sa destination finale (piège).

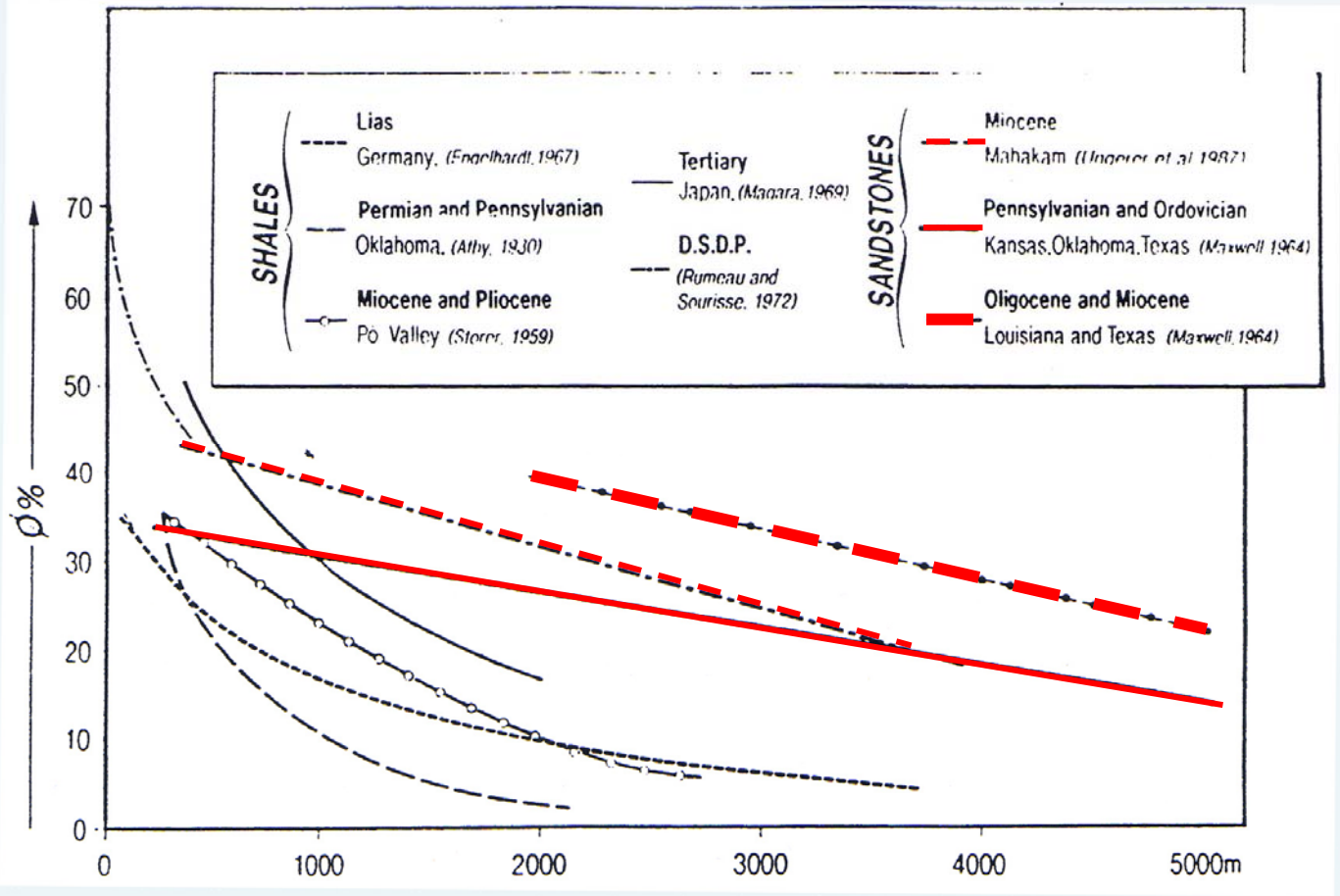
Si les hydrocarbures sont remobilisés après avoir été piégés (à la faveur de la formation d'un faille par exemple) et re-migrent vers un autre réservoir (ou s'échappent vers la surface), on parle de dismigration.



CHAPITRE IV- *La migration des hydrocarbures*

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

Le contexte de la migration primaire



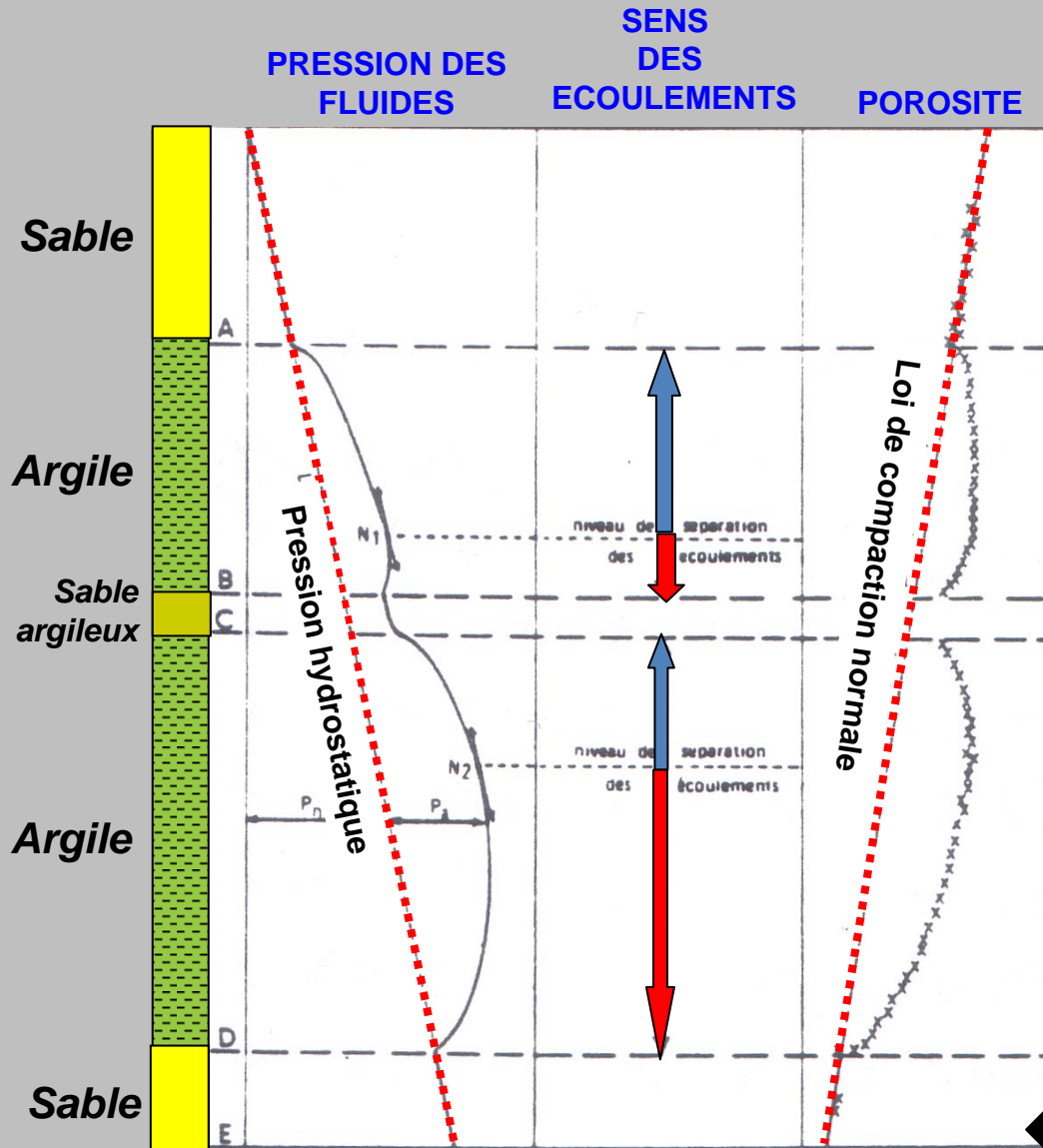
-Les argiles se compactent plus avec l'enfouissement que les sables

=> l'excès de pression permet l'échappement de l'eau contenu dans les pores.

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

Le contexte de la migration primaire



-Si l'enfouissement est lent, l'eau des argiles a le temps de s'échapper au fur et à mesure de la compaction
⇒ Équilibre des pressions à la pression hydrostatique;

-Si l'enfouissement est rapide, la vitesse d'échappement des fluides ne permet pas d'équilibrer l'augmentation de pression lié à la compaction
=> les argiles restent sous-compactées (par rapport à une compaction normale à l'équilibre hydrostatique)
=> l'eau des argiles est en surpression (i.e > pression hydrostatique)

Argiles sous-compactées en surpression

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

L'échappement des eaux de compaction permet-elle d'expulser efficacement l'huile des roches-mères matures?

Réponse: NON !

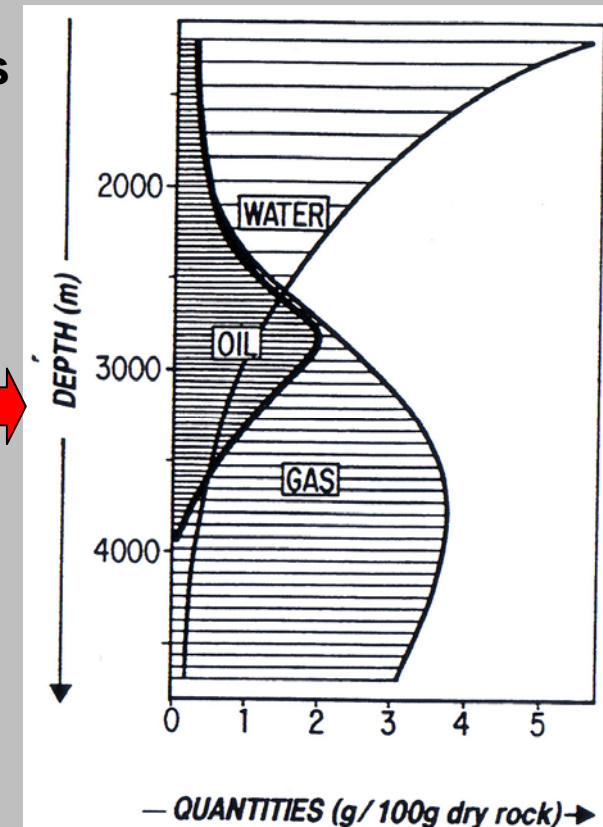
-Trop de forces capillaires (pas d'expulsion possible d'hydrocarbures sous forme de gouttelettes);

-Les HC ne sont pas assez solubles (l'expulsion des HC en solution est peu efficace)

De plus,

-A la profondeur de la fenêtre à huile, la majeure partie de l'eau a déjà été expulsée!

=> L'échappement des eaux ne suffit pas à lui tout seul.



CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

Écoulement diphasique et loi de Darcy: notion de perméabilité relative

Lorsque 2 fluides sont présents dans le réservoir, la loi de Darcy s'écrit alors:

$$\vec{V}_w = - \frac{K K_{rw}}{\mu_w} (\vec{\text{grad}} P - \rho_w \vec{g})$$

$$\vec{V}_o = - \frac{K K_{ro}}{\mu_o} (\vec{\text{grad}} (P + P_c) - \rho_o \vec{g})$$

V_w et V_o : vitesse de l'eau et de l'huile respectivement (vitesses de filtration): m/s

K : perméabilité intrinsèque : m^2 (remarque: 1 Darcy = 1 cm^2)

K_{rw} et K_{ro} : perméabilité relative de l'eau et de l'huile respectivement

ρ_w et ρ_o : densité de l'eau et de l'huile respectivement (kg/m^3)

g : accélération de la pesanteur (m / s^2)

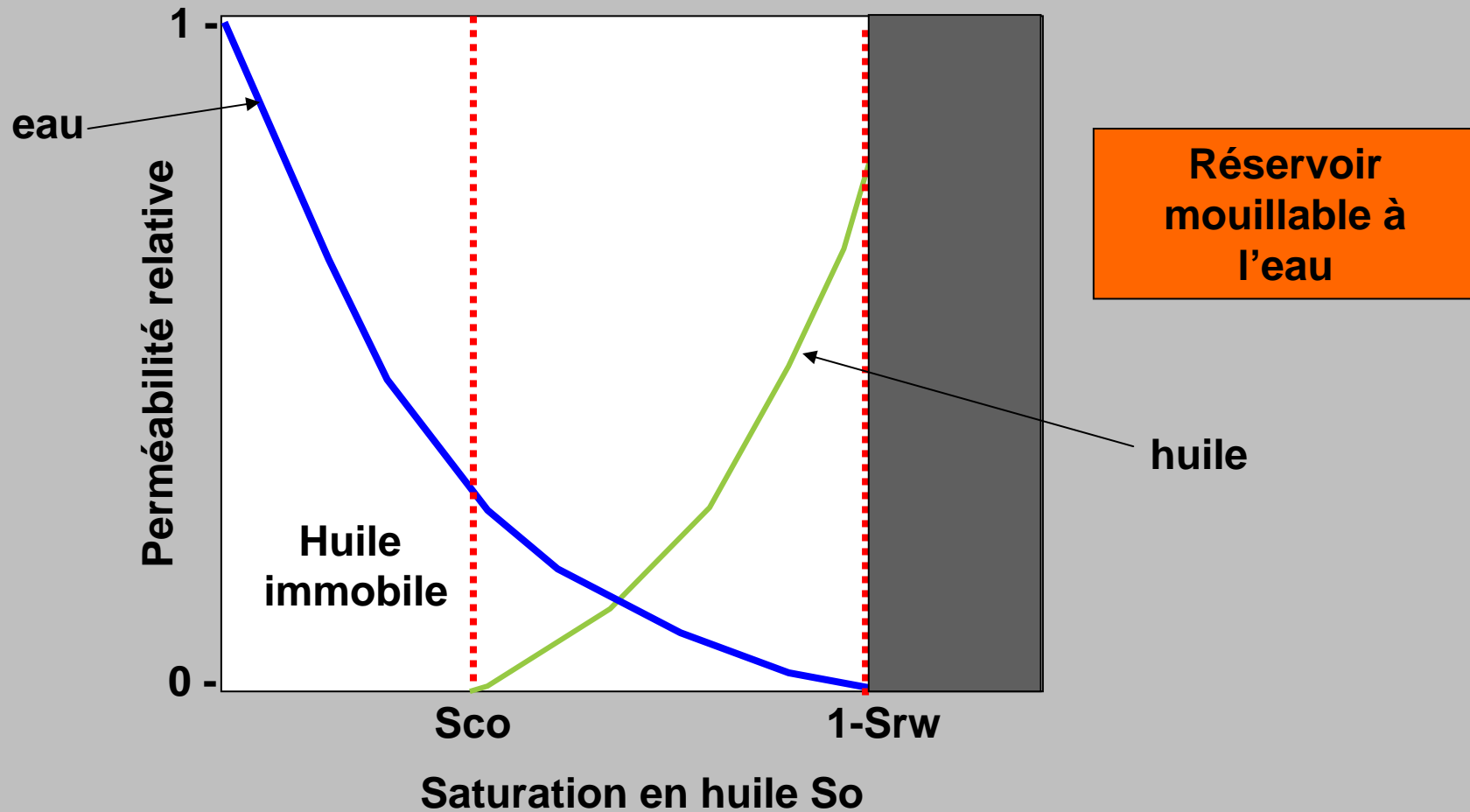
μ_w et μ_o : viscosité dynamique de l'eau et de l'huile respectivement (Pa.s)

P : pression de pore

P_c : pression capillaire

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

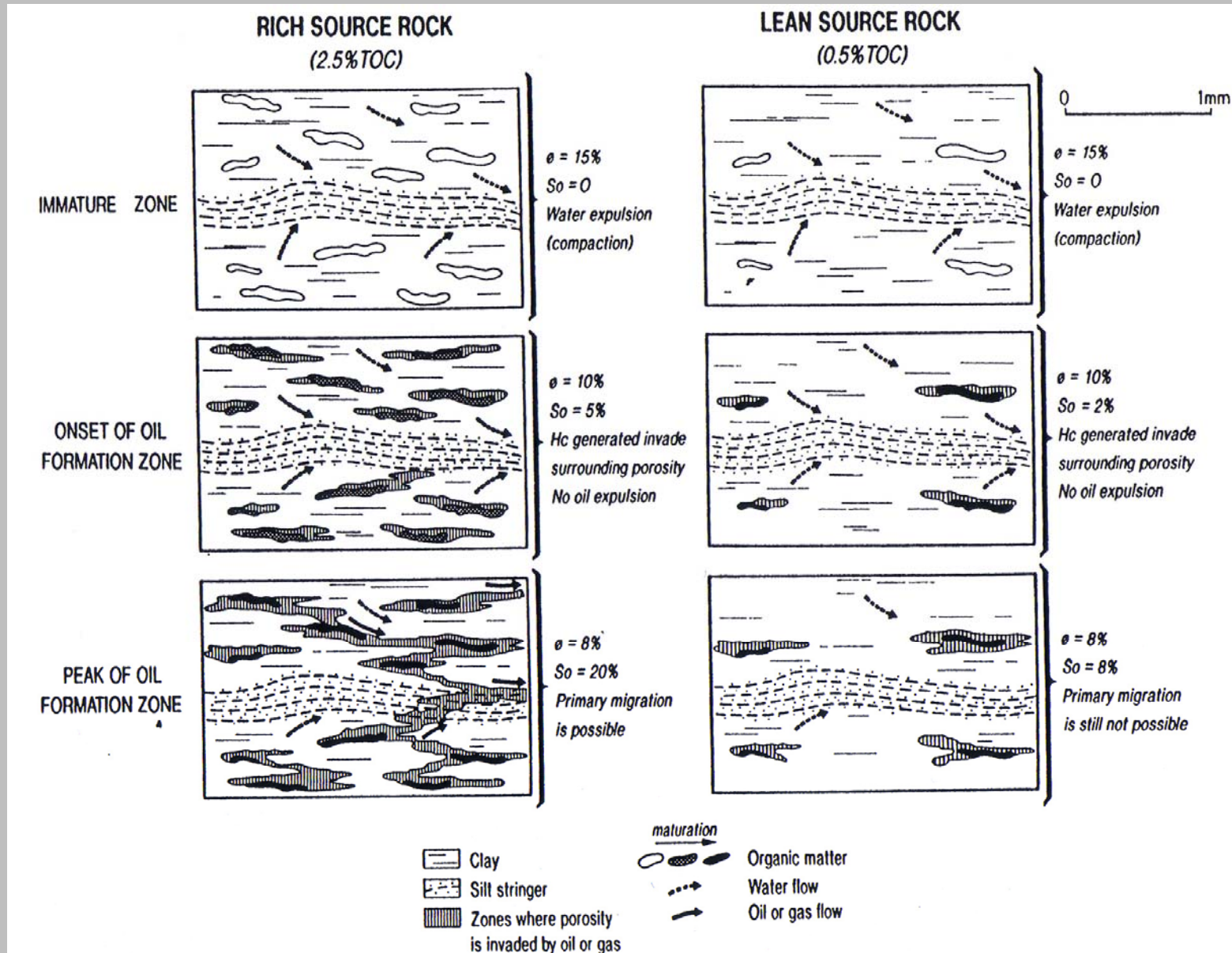
Écoulement diphasique et loi de Darcy: notion de perméabilité relative



S_{co} : saturation critique en huile (formation des « oil stringers »)
 S_{rw} : saturation résiduelle en eau

CHAPITRE IV- *La migration des hydrocarbures*

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE



CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

Écoulement diphasique et migration primaire



Microfractures dans une argile riche en MO mature

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-1 LA MIGRATION PRIMAIRE

RESUME

-L'expulsion des HC de la roche mère dépend:

1) de la richesse en kérogène

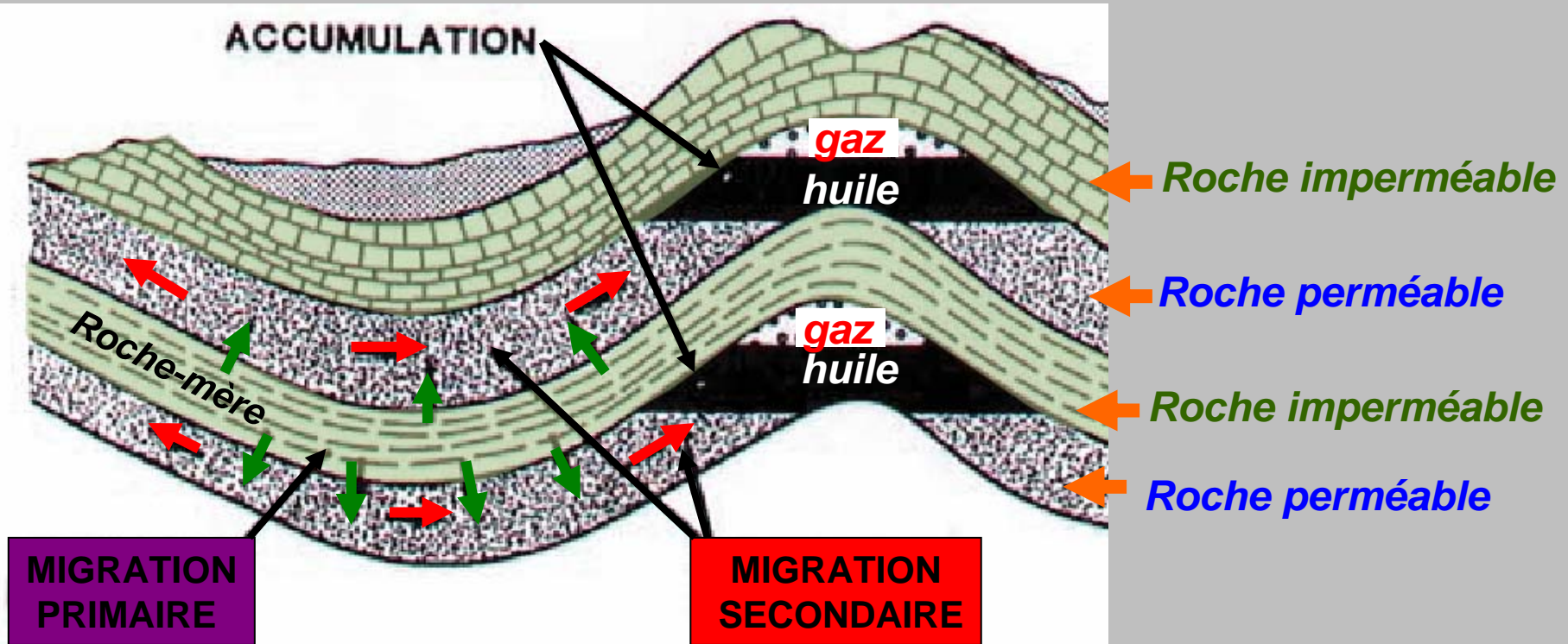
2) de la distribution spatiale du kérogène dans la roche-mère
(donc de la sédimentologie de la matière organique)

-L'expulsion se produit lorsqu'une certaine saturation critique en HC est atteinte (~20%)

-Surpression et fracturation hydraulique sont les moteurs principaux de l'expulsion

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

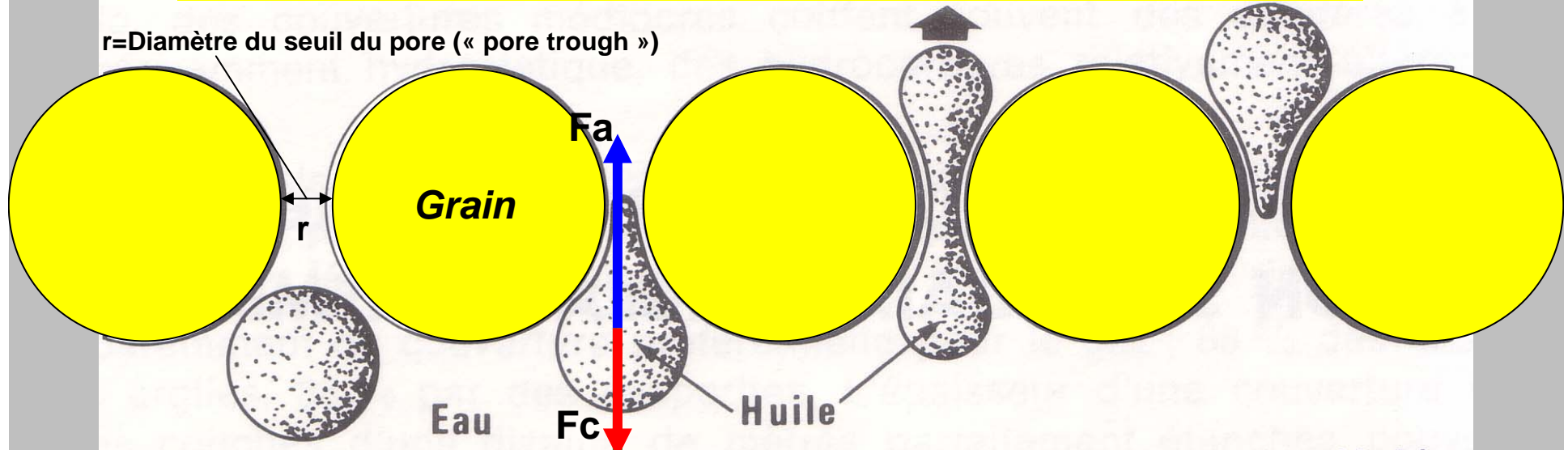


La migration secondaire concerne le déplacement des hydrocarbures à l'intérieur d'un drain (horizon/unité réservoir) jusque vers sa destination finale (piège).

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

PHYSIQUE DE LA MIGRATION SECONDAIRE A L'ECHELLE DU GRAIN



Pénétration d'un goutte d'huile dans un sable mouillé à l'eau

P

Si l'eau est statique, 3 forces s'exercent sur la goutte:

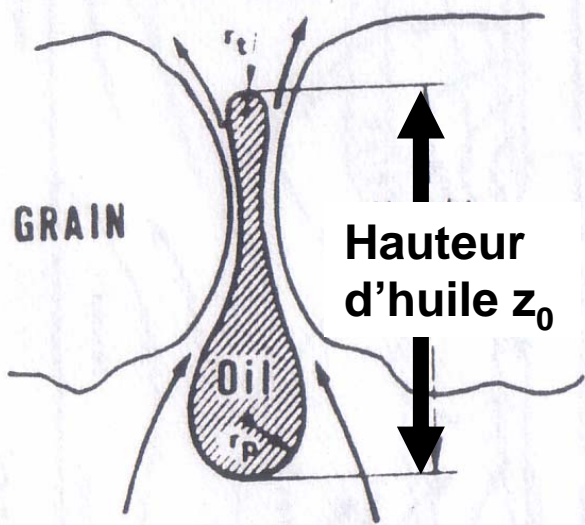
- Poids P
- Force d'Archimède F_a
- Force capillaire F_c

Pression capillaire s'exerçant sur la goutte au niveau du seuil du pore:

$$P_c = 2\gamma/r$$

⇒ Condition de migration:

$$gz_0(\rho_w - \rho_o) > 2\gamma/r$$



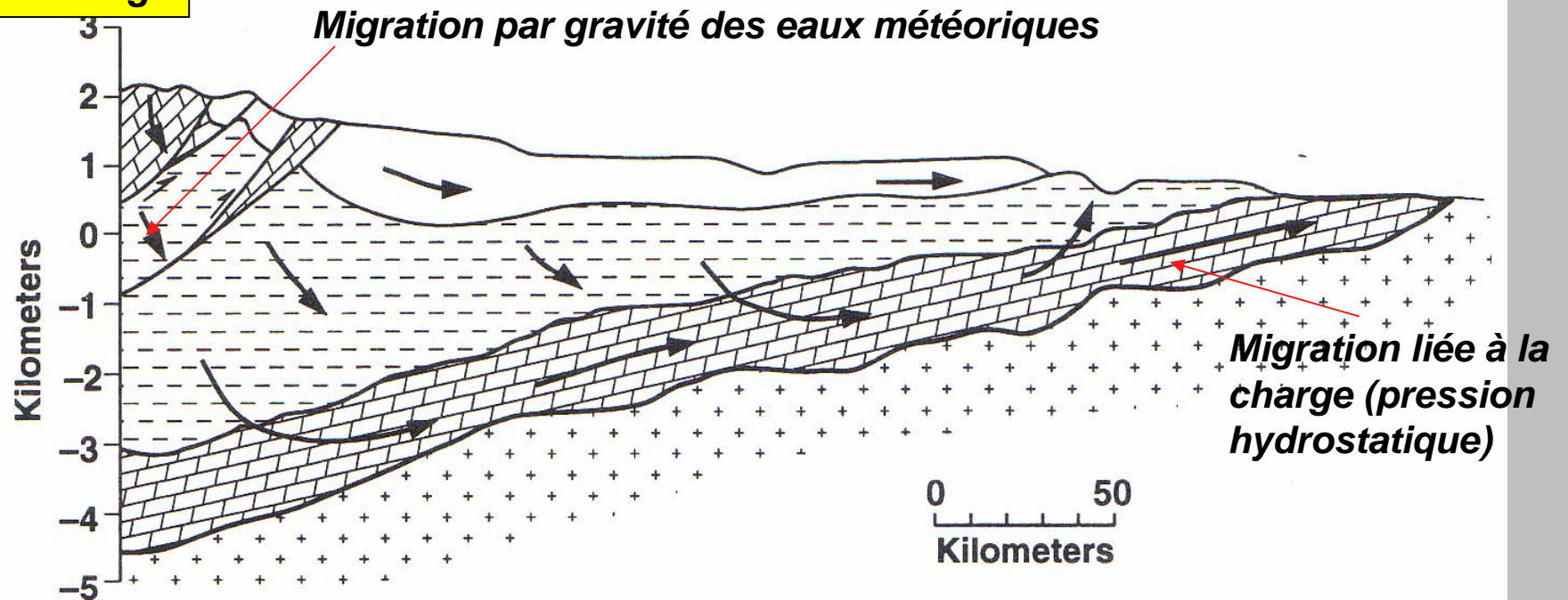
CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

Origine des circulations d'eau dans les bassins

Circulation contrôlée par la topographie et la tectonique

Relief émergé



Garven and Freeze, 1984

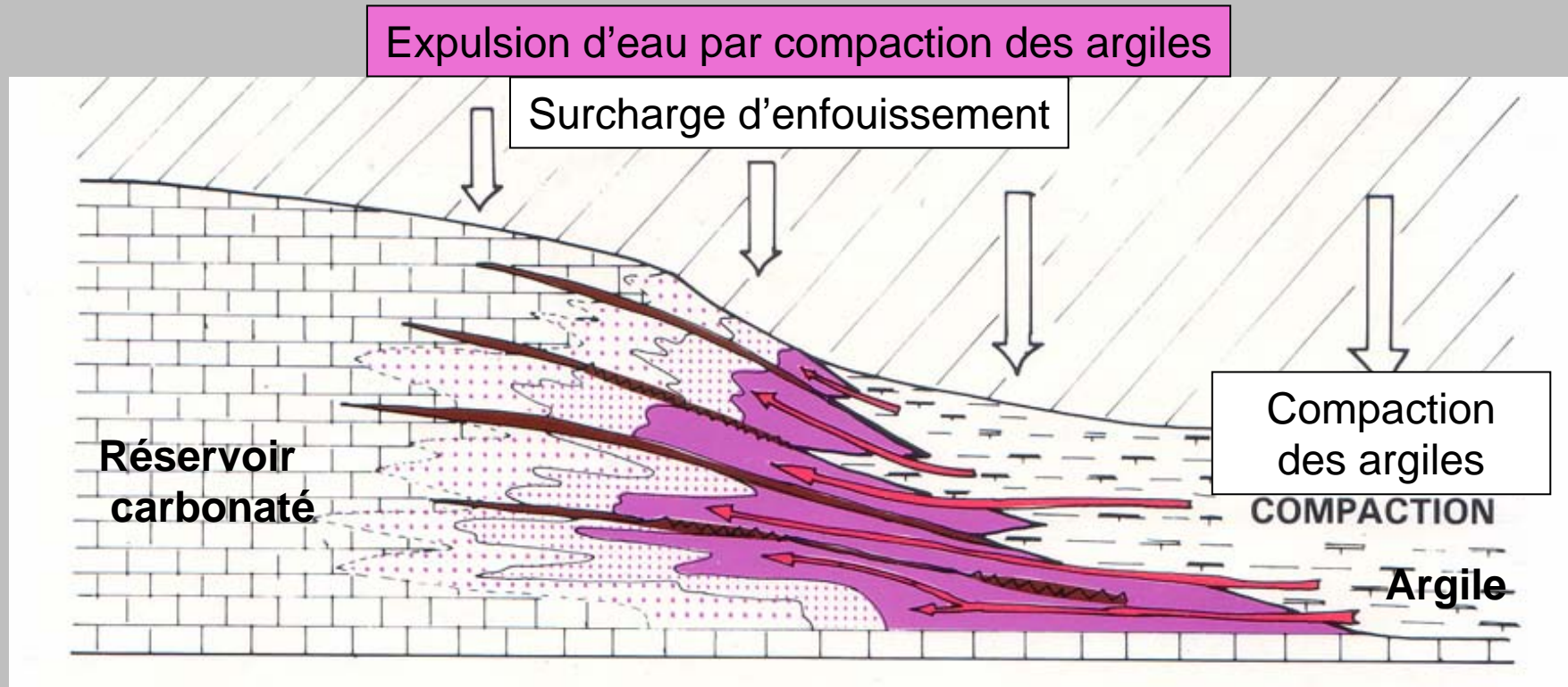
CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

Origine des circulations d'eau dans les bassins

Les principaux moteurs de circulation de fluides profonds sont:

- l'expulsion d'eau par compaction des argiles
- la convection thermique
- circulation contrôlée par la topographie et la tectonique

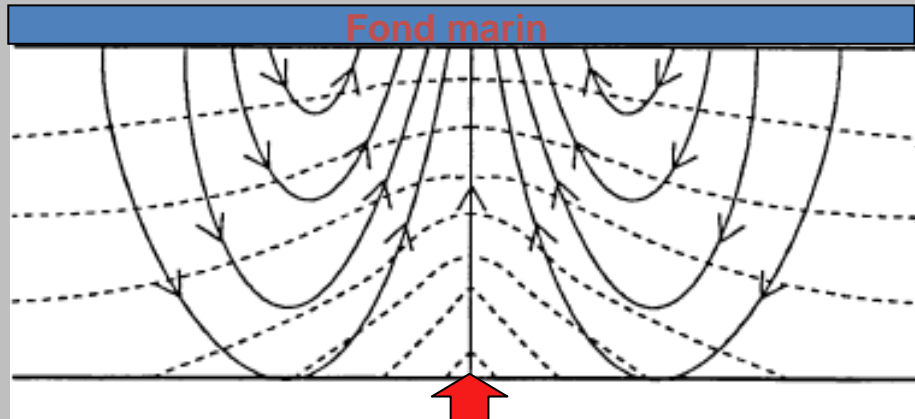


CHAPITRE IV- *La migration des hydrocarbures*

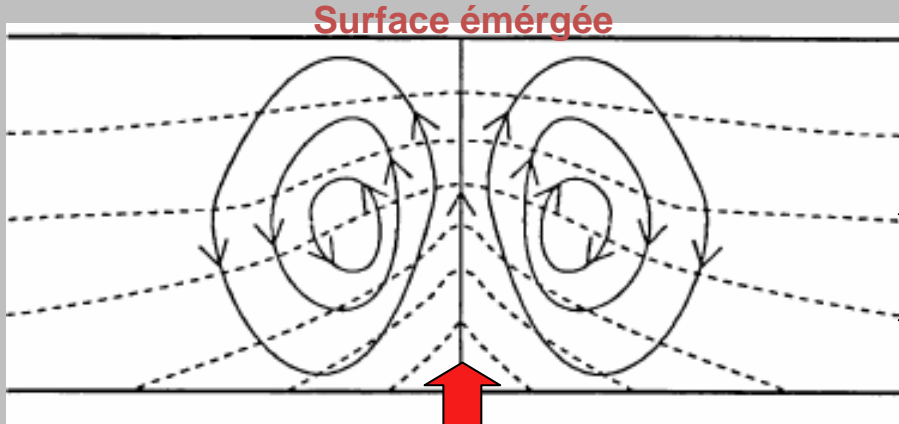
IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

Origine des circulations d'eau dans les bassins

Convection thermique



Anomalie thermique



Anomalie thermique

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

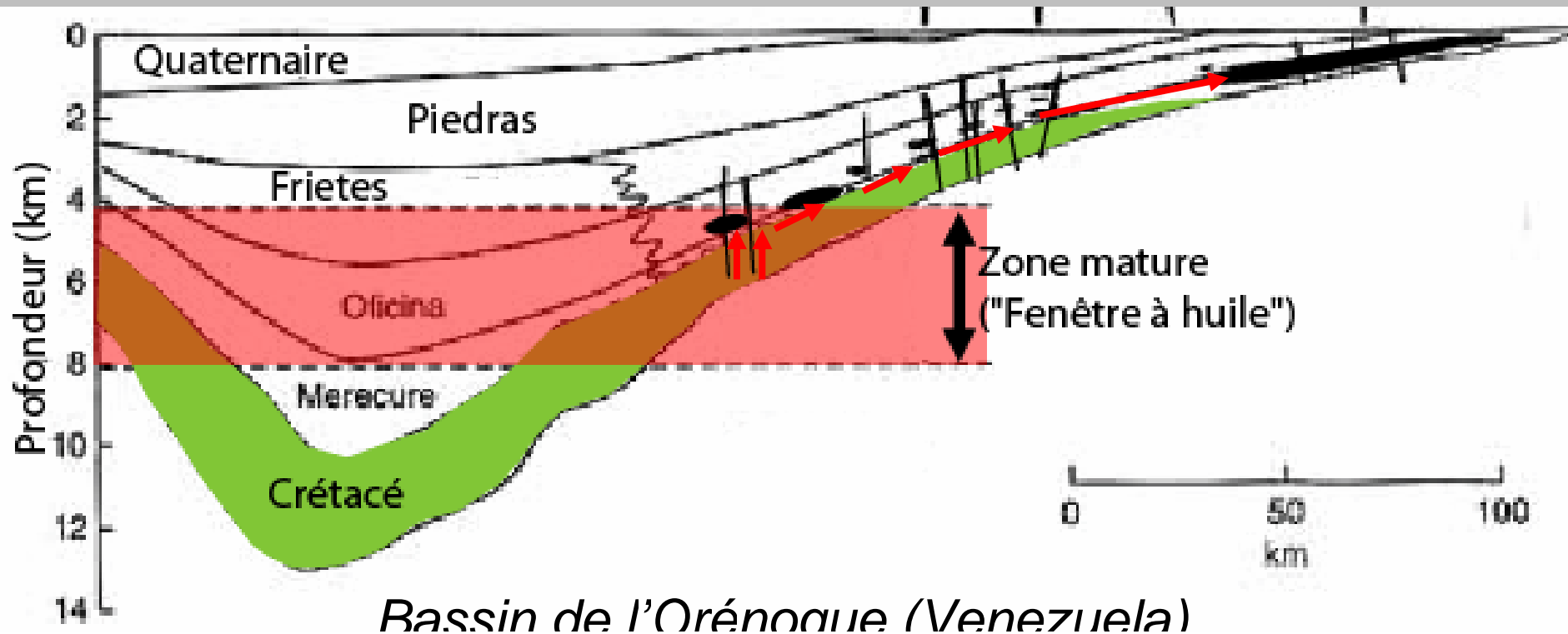
Vitesses de migration

Elle est régie par la loi de Darcy:

$$V_o = -\frac{K K_{ro}}{\mu_o} (\text{grad}(P + P_c) - \rho_o g)$$

Distances de migration: 100m-100km

Vitesses: 1-1000km/Ma



CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-2 LA MIGRATION SECONDAIRE

RESUME

- La migration secondaire est contrôlée à petite échelle par les forces capillaires, la force d'Archimède et l'hydrodynamisme.
- Les forces capillaires et leur distribution vont dépendre de la taille et de la distribution des pores (contrôle sédimentologique et diagénétique)
- La force d'Archimède est liée à la hauteur d'huile connectée dans le drain (donc à l'épaisseur et l'inclinaison du drain et la longueur imprégnée)
- L'hydrodynamisme dans le bassin est liée à compaction des sédiments, au contexte géomorphologique et géodynamique du bassin

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-3 CLASSIFICATION DES PIEGES

- **Généralement, les HC migrent vers la surface et sont détruits par biodégradation;**
- **Certains gisements de pétrole existent à la surface, mais il s'agit d'huile lourde difficilement exploitable (ex: Canada, Venezuela)**



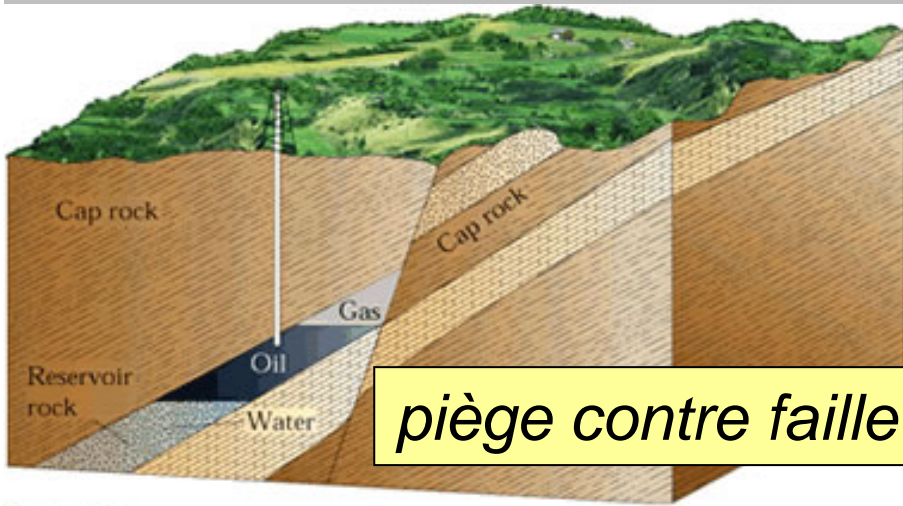
Mene Grande – Bassin de Maracaibo (Venezuela)

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

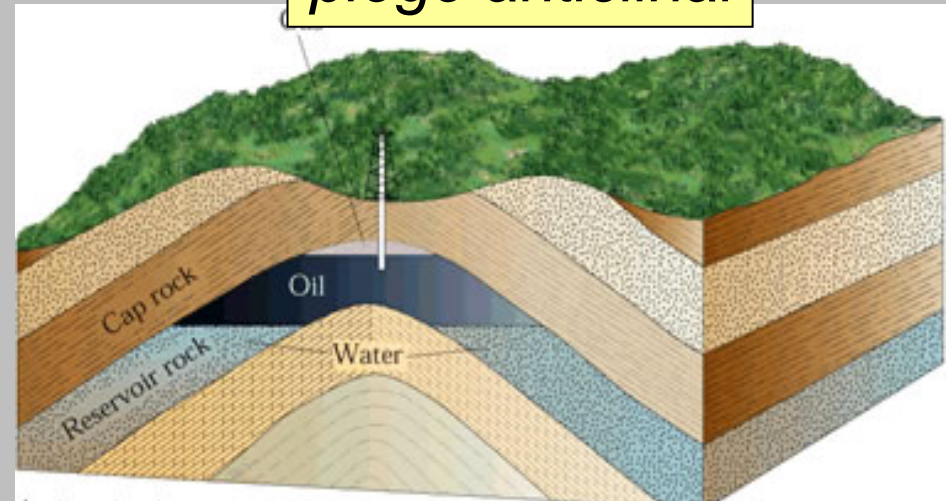
IV-3 CLASSIFICATION DES PIEGES

PIEGES STRUCTURAUX

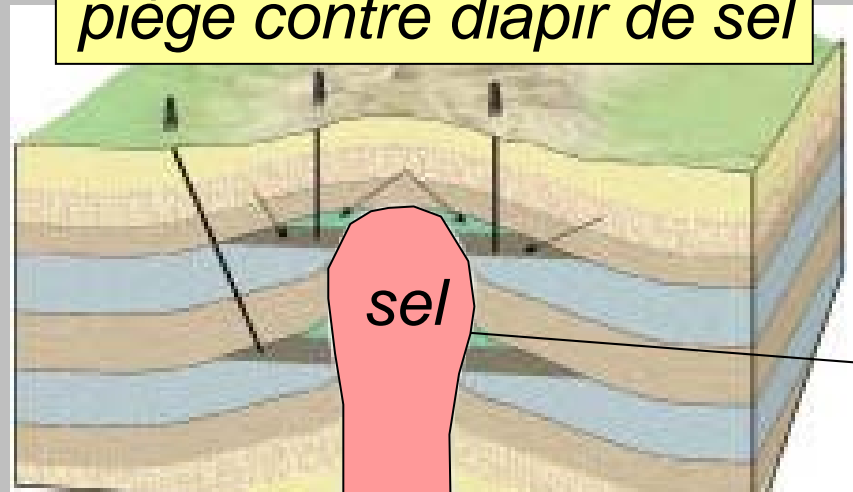
piège anticlinal



piège contre faille



piège contre diapir de sel



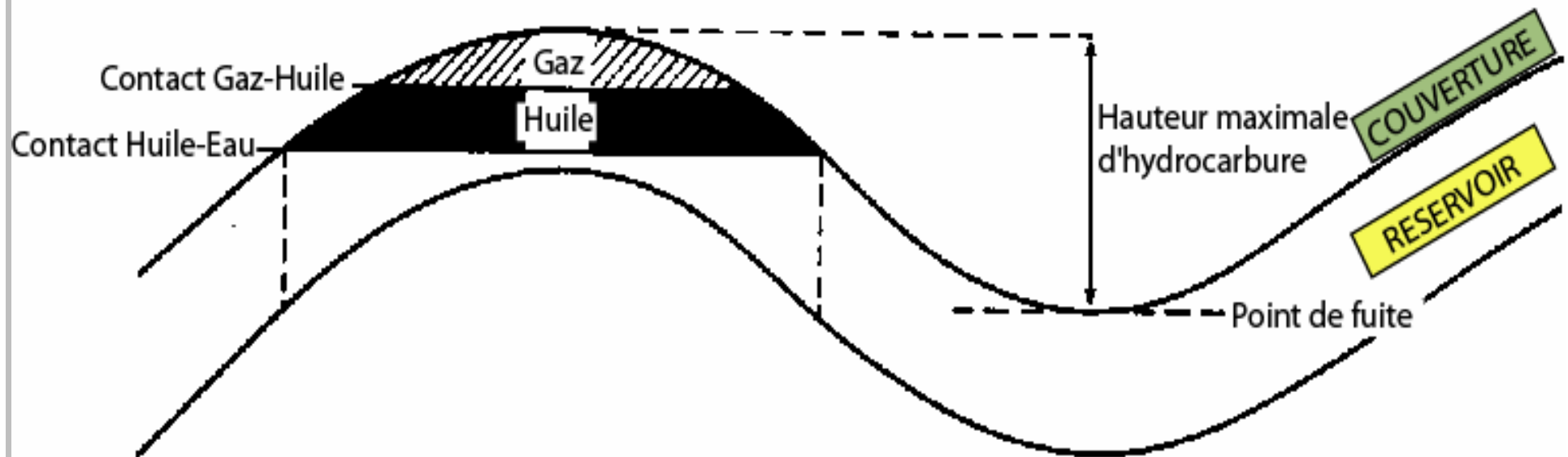
Diapir de sel

CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-3 CLASSIFICATION DES PIEGES

PIEGES STRUCTURAUX

L'archétype du piège à HC: le piège anticlinal

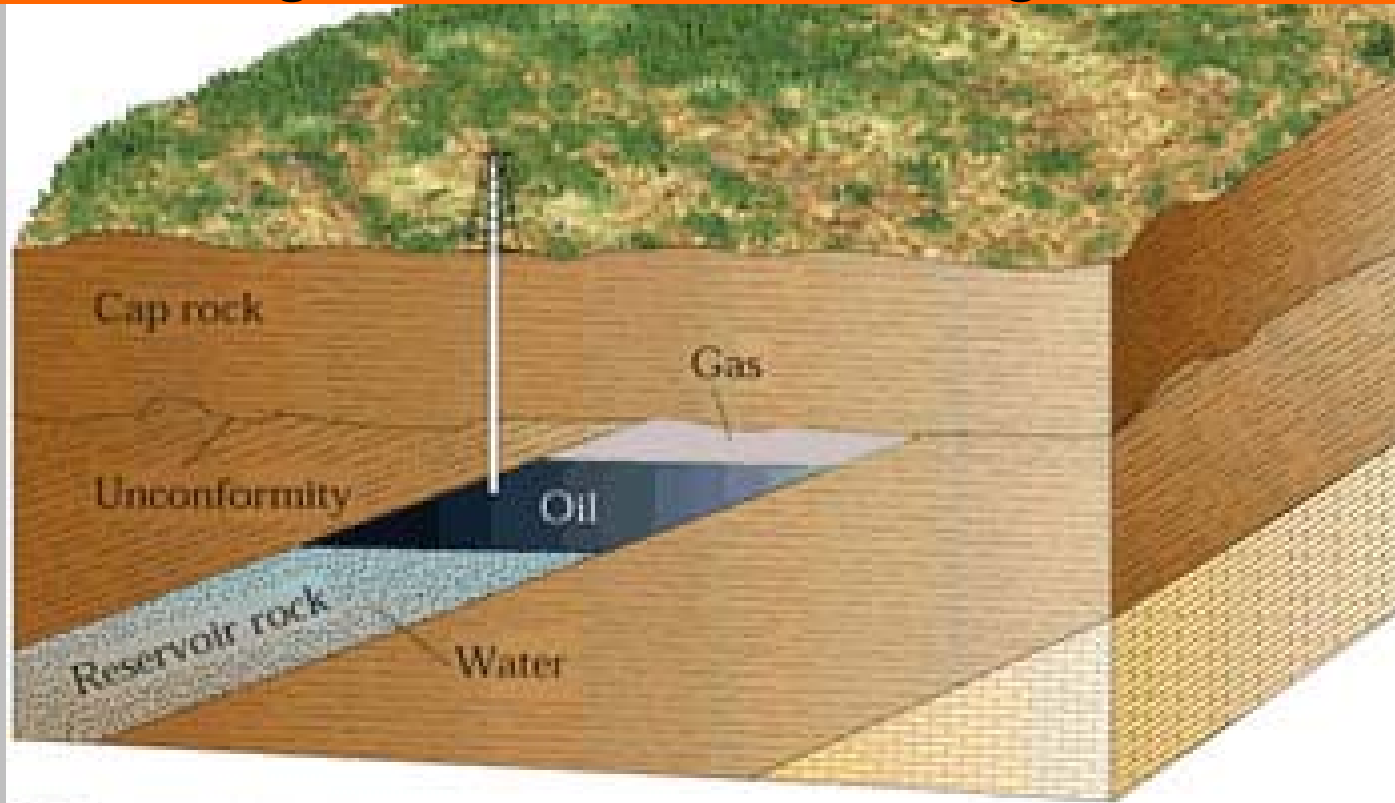


CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-3 NOMENCLATURE DES PIEGES

PIEGES STRATIGRAPHIQUES

Piège sous discordance angulaire

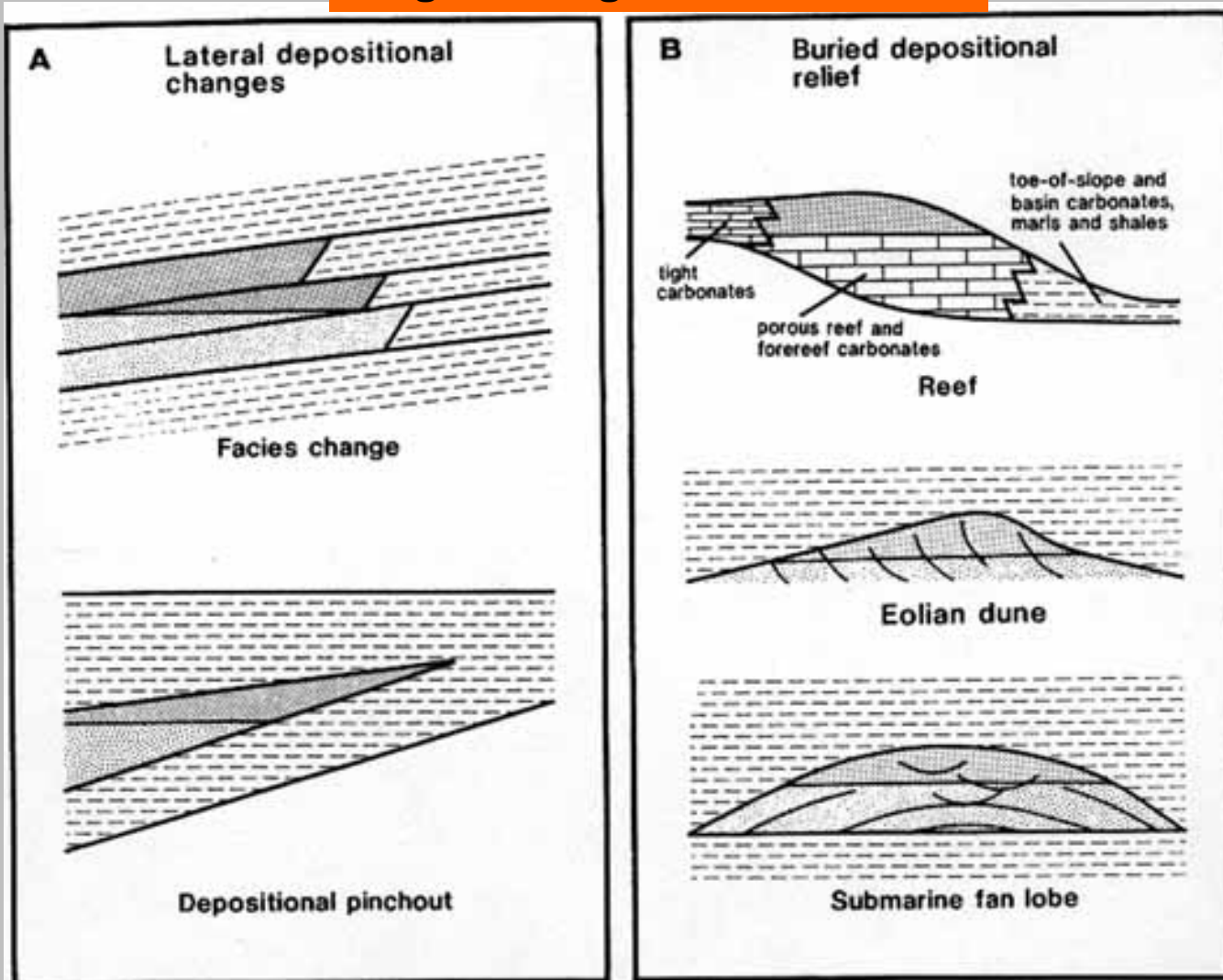


CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-3 NOMENCLATURE DES PIEGES

PIEGES STRATIGRAPHIQUES

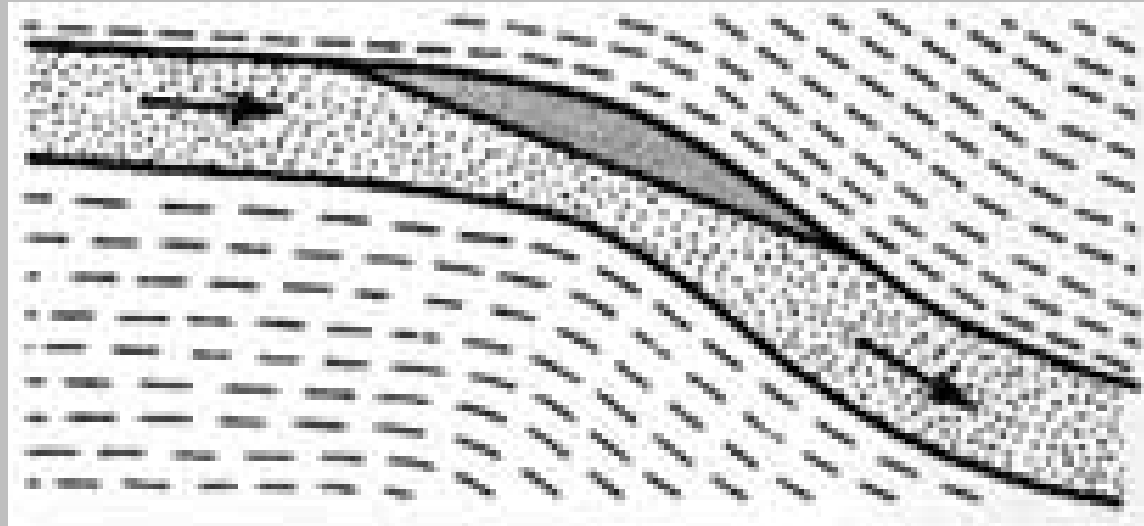
Pièges d'origine sédimentaire



CHAPITRE IV- La migration des hydrocarbures

IV-3 NOMENCLATURE DES PIEGES

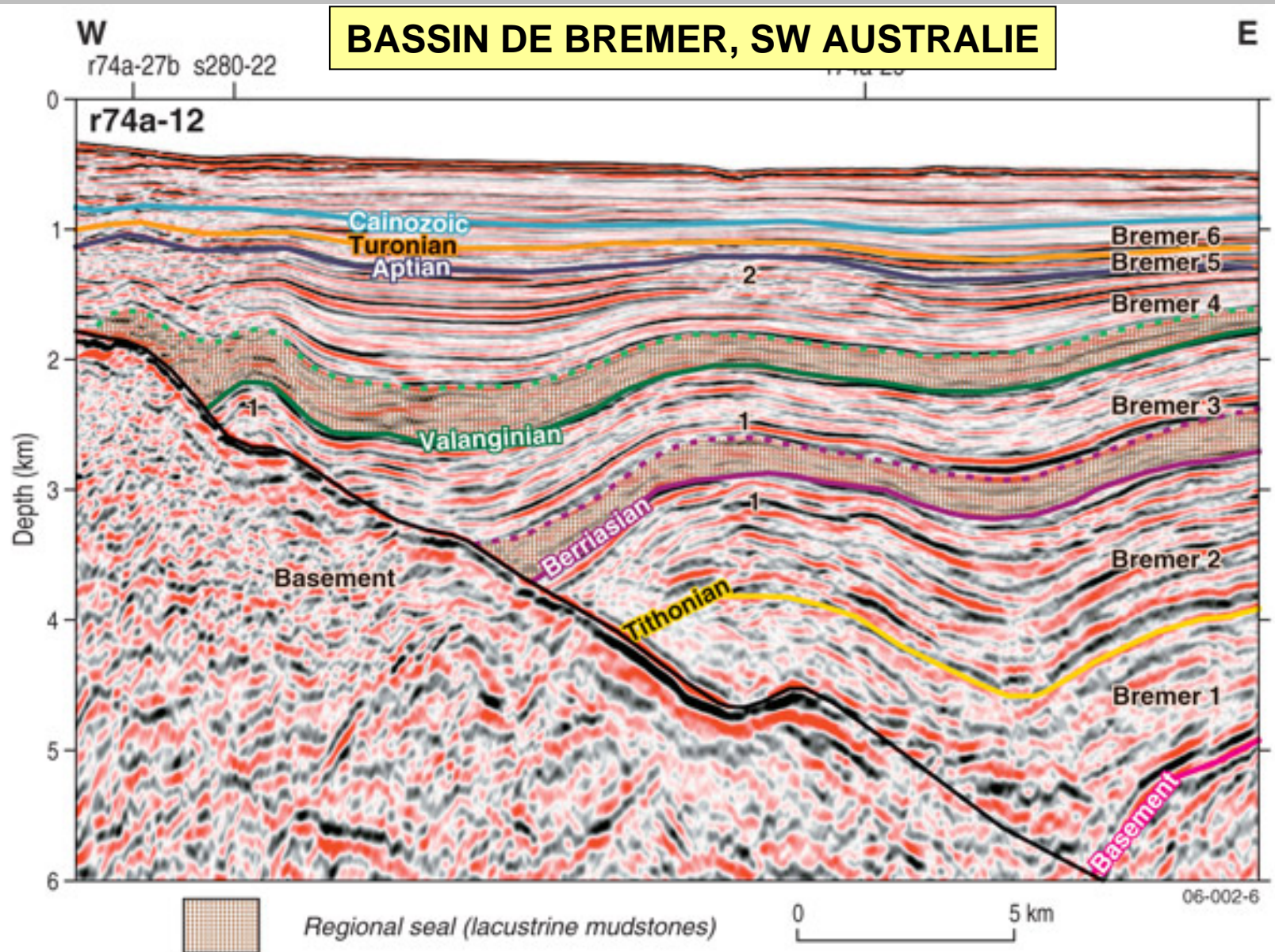
PIEGES A CONTRÔLE HYDRODYNAMIQUE



Structure sans fermeture, mais piégeage lié à l'écoulement d'eau sous-jacent

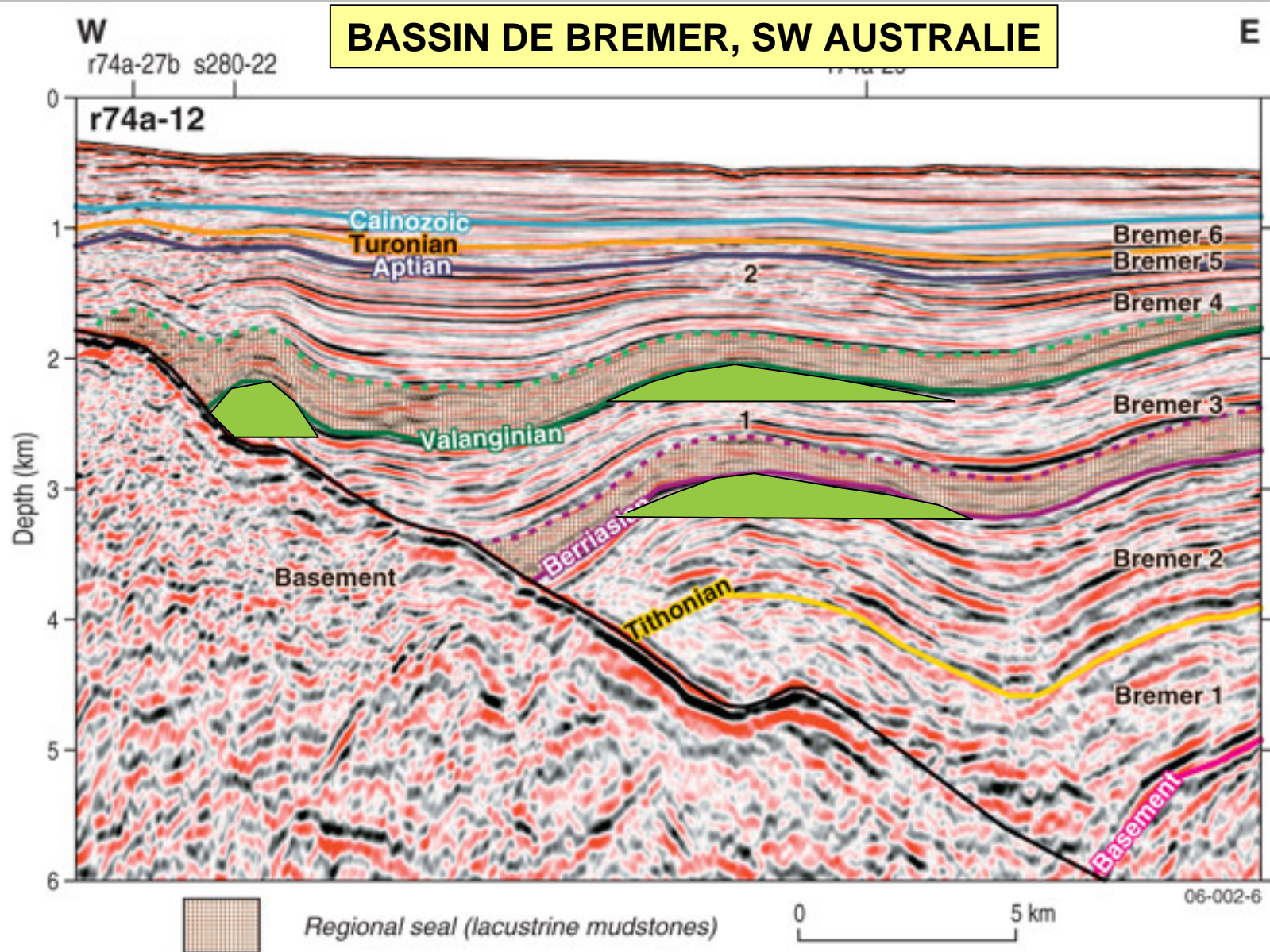
CHAPITRE IV- *La migration des hydrocarbures*

IV-3 NOMENCLATURE DES PIEGES



CHAPITRE IV- *La migration des hydrocarbures*

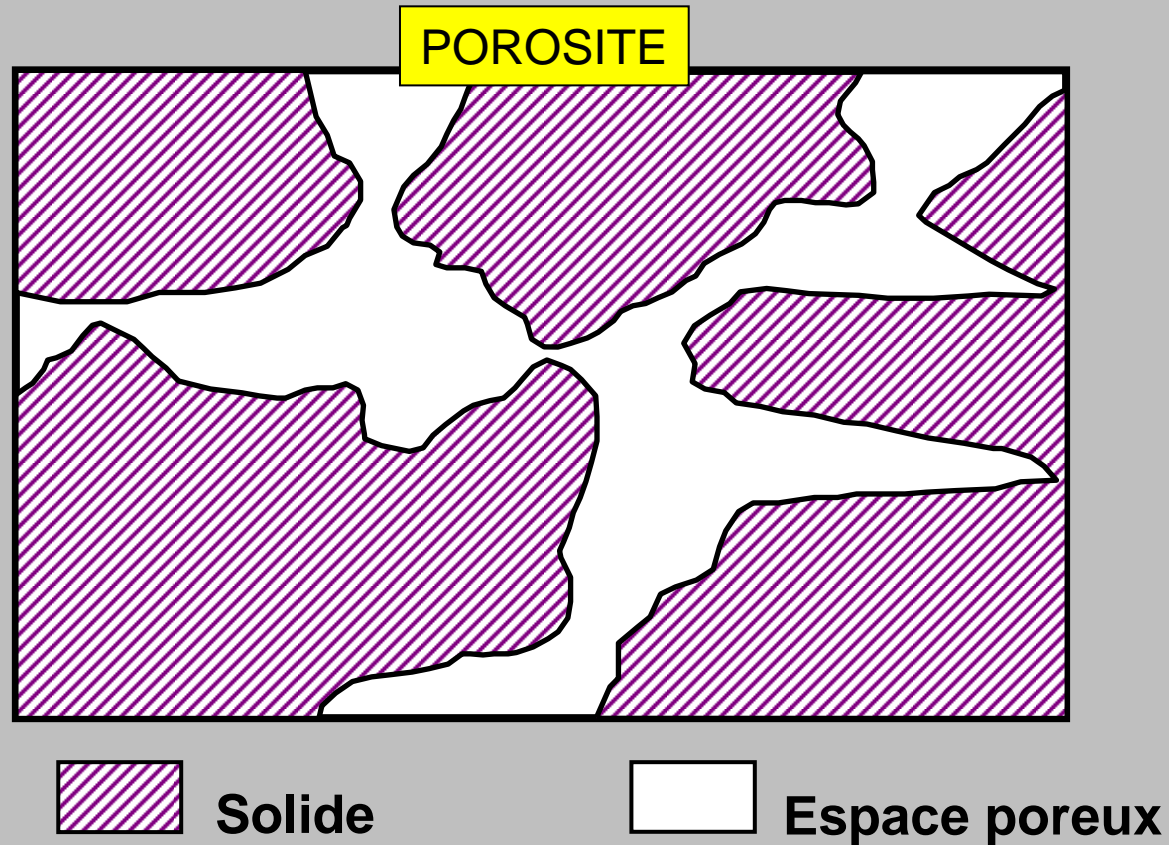
IV-3 NOMENCLATURE DES PIEGES



CHAPITRE V

Les réservoirs à hydrocarbures et couvertures

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures



$$\text{Porosité} = \phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

V_t : volume total

V_p : volume des pores

V_s : volume solide

FACTEURS CONTROLANT LA POROSITE DES RESERVOIRS

FACTEURS PRIMAIRES (LIES AU DEPOT)

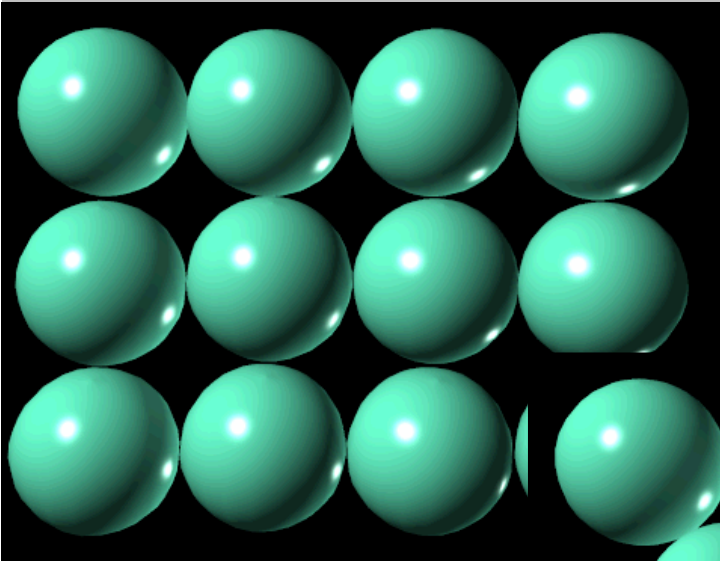
- Forme des particules
- Arrangement des grains (“Packing”)
- Tri granulométrique

FACTEURS SECONDAIRES (LIES A LA DIAGENESE)

- Cimentation (Quartz, calcite, pyrite...)
- Compaction mécanique et chimique
- Dissolution
- Fractures

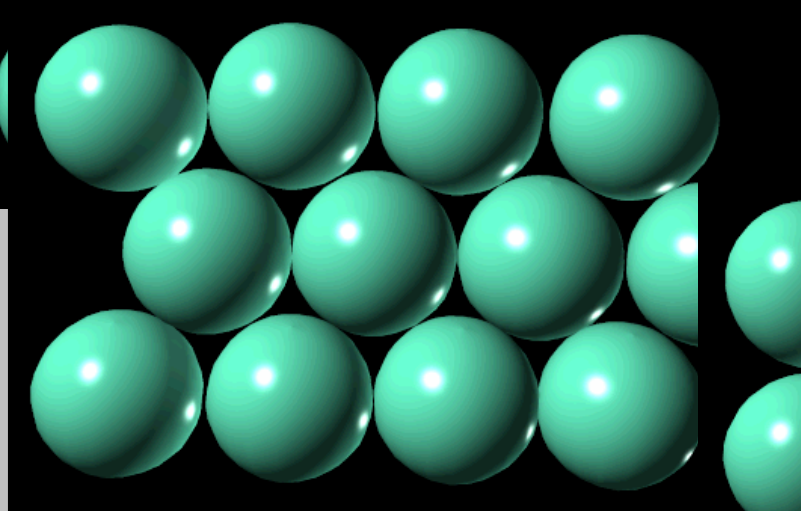
CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

Porosité = 48%

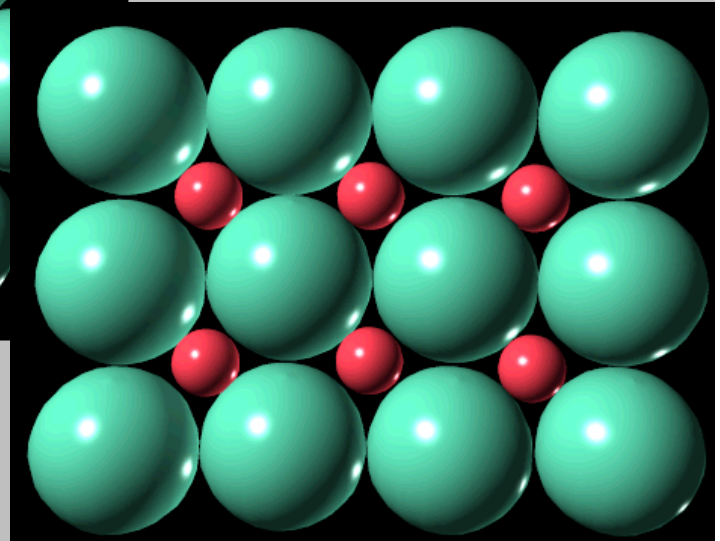


**INFLUENCE DE L'ARRANGEMENT DES GRAINS
(=« PACKING ») SUR LA POROSITE PRIMAIRE**

Porosité = 27 %



Porosité = 14%



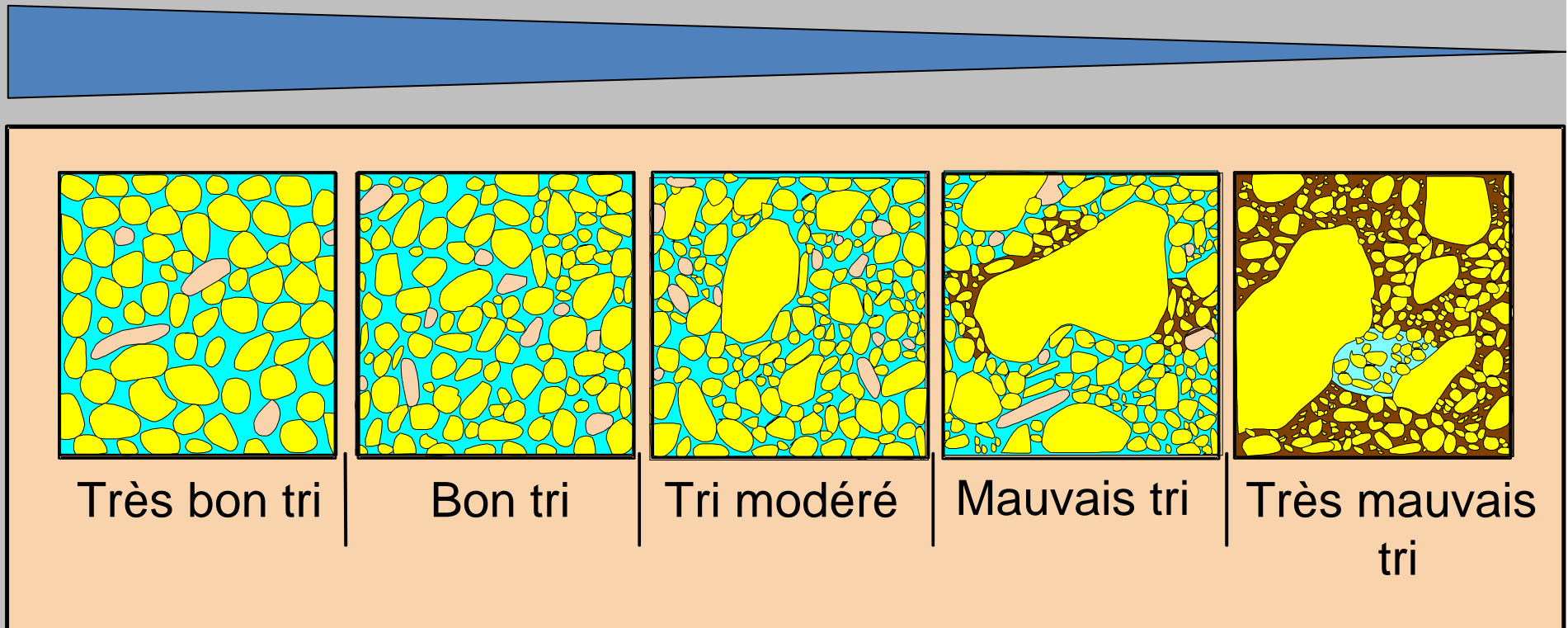
CHAPITRE V- *Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures*

INFLUENCE DU TRI GRANULOMETRIQUE

BON

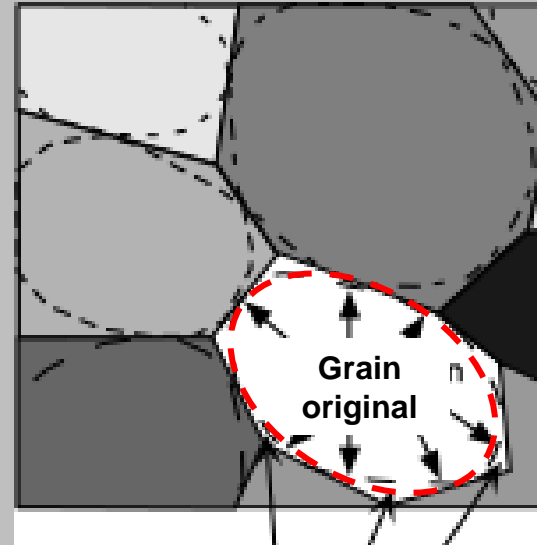
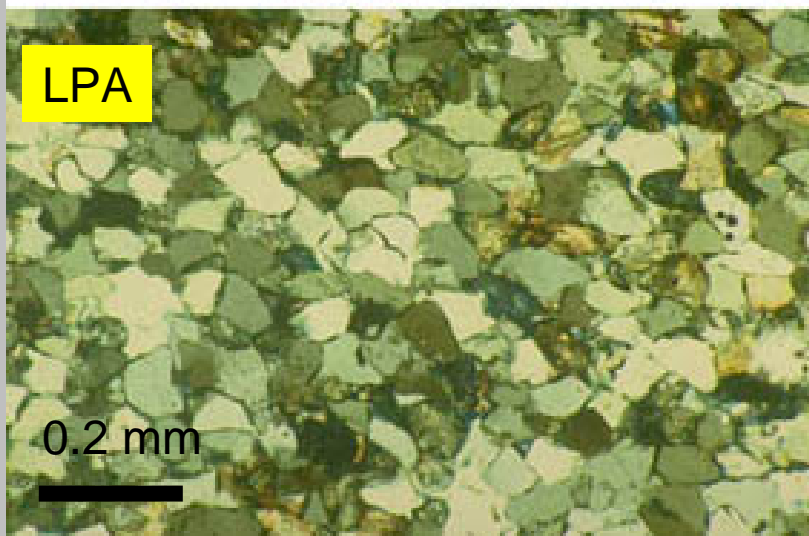
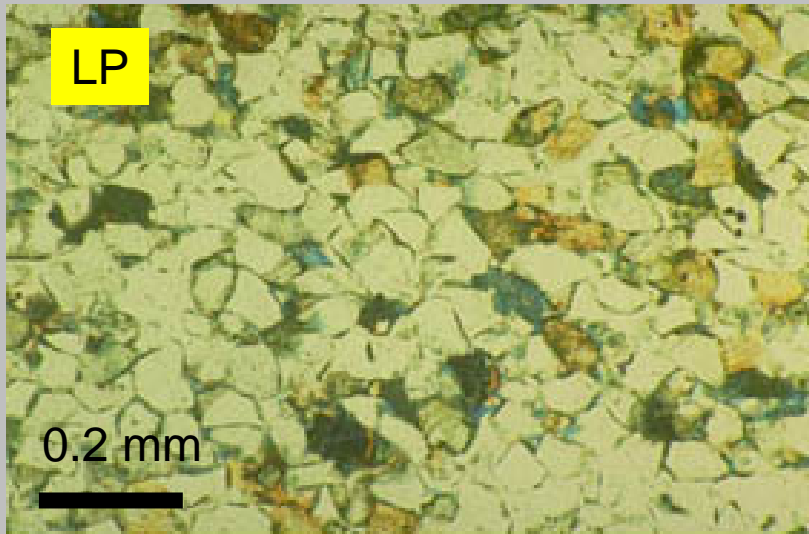
Qualité du réservoir

MAUVAIS



← TRI →

**INFLUENCE DE LA CIMENTATION:
CIMENTS QUARTZEUX**



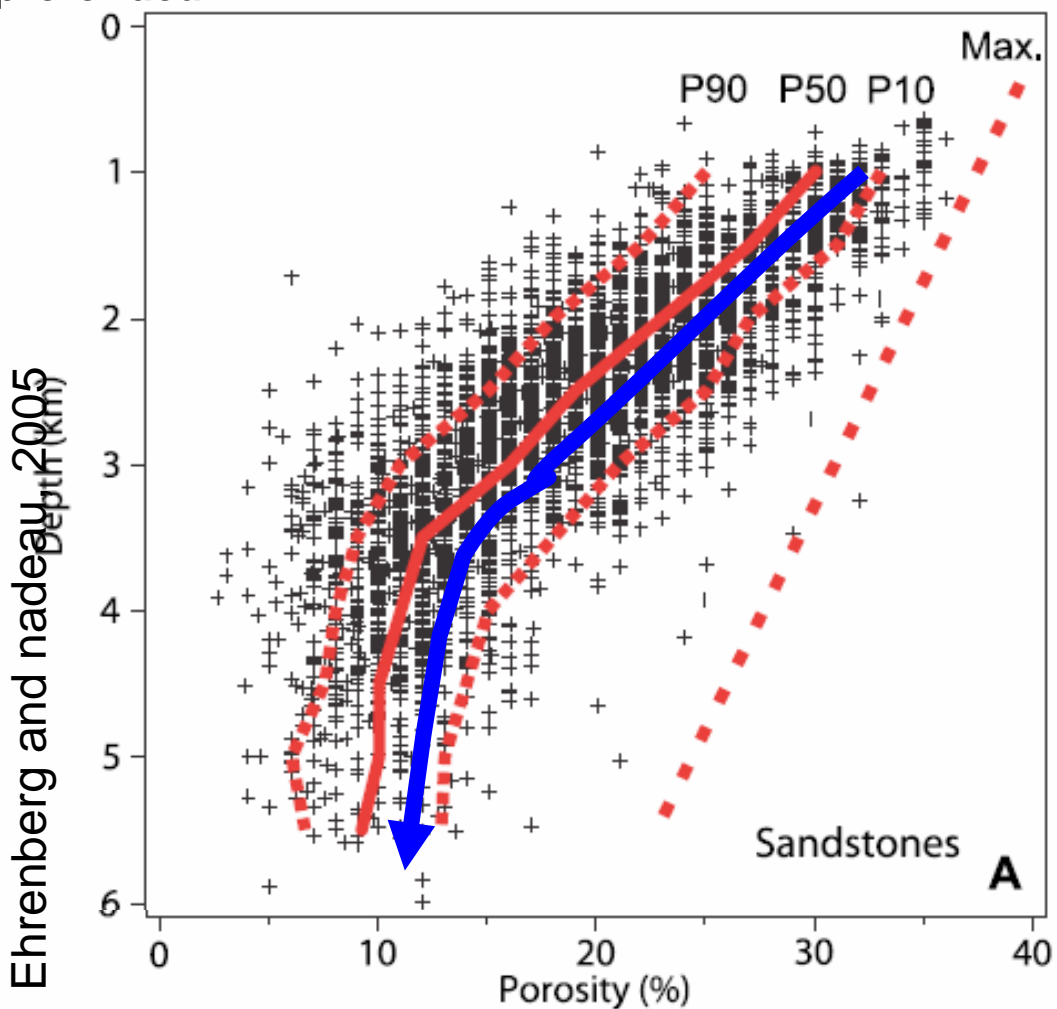
Surcroissance de quartz se développant en continuité optique avec le grain original

Les ciments quartzeux dans les grès se développent souvent en continuité optique avec les grains de quartz détritiques (ciments syntaxiaux).

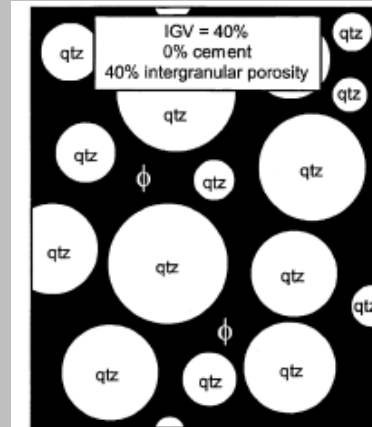
Ces ciments peuvent commencer à se former très précocement. Leur croissance peut se poursuivre jusqu'en milieu d'enfouissement.

INFLUENCE DE LA COMPACTION

La compaction mécanique et chimique est responsable de la tendance à la diminution de porosité des réservoirs gréseux en profondeur

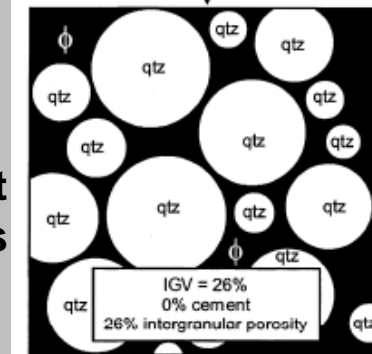


Etat initial



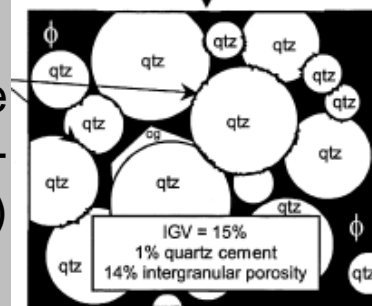
MECHANICAL

Réarrangement des grains



CHEMICAL

Suture (pression-dissolution)

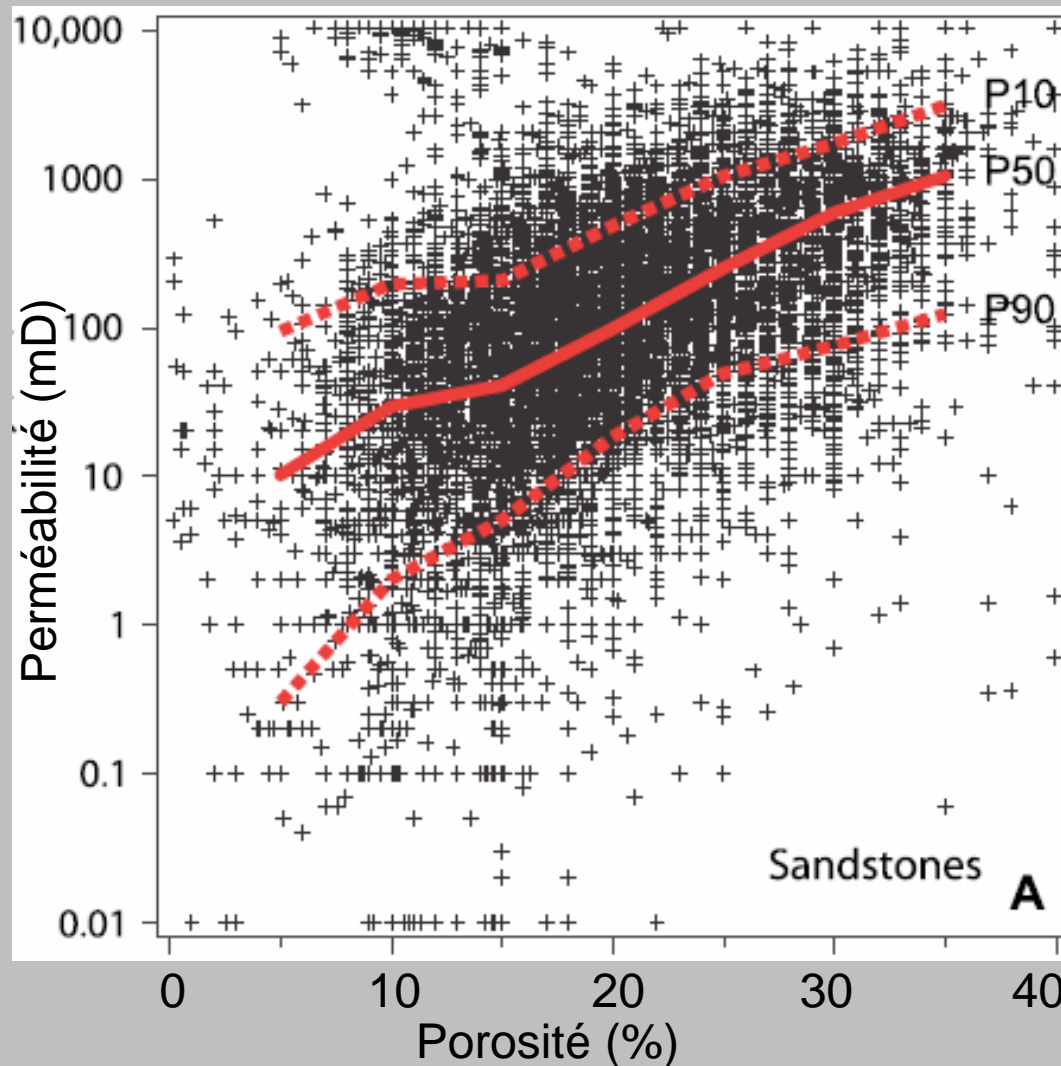


ENFOUISSEMENT

Paxton et al., 2002

LES RELATIONS POROSITE-PERMEABILITE (POROPERMS)

5400
échantillons
provenant de
réservoirs
pétroliers du
monde entier:

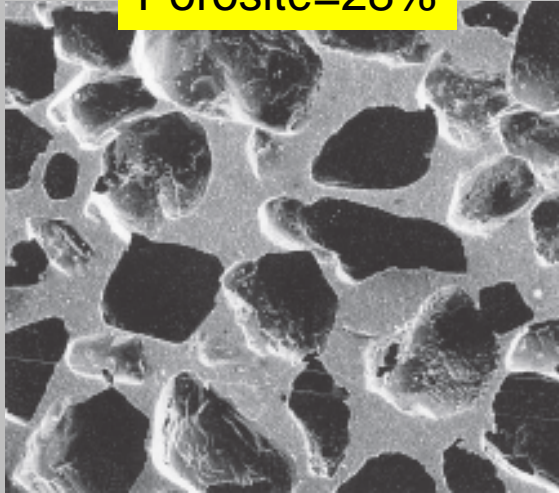


=> Absence de
loi universelle
porosité-
perméabilité

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

LES RELATIONS POROSITE-PERMEABILITE (POROPERMS)

Porosité=28%

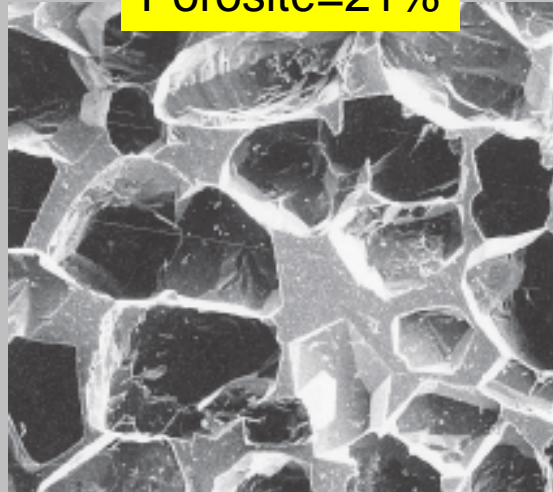


0.2mm

Sable de Fontainebleau

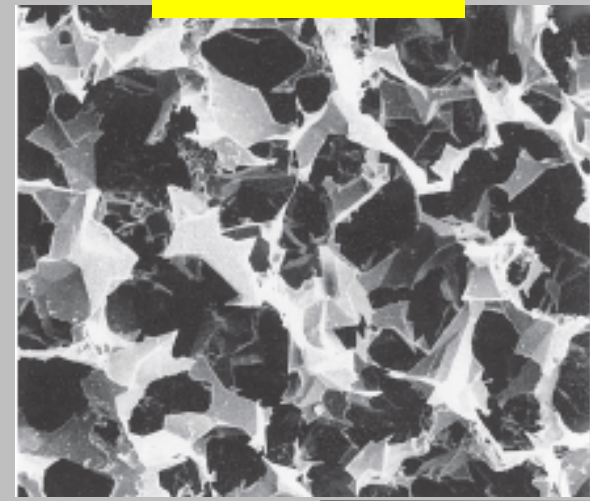
Moulage du réseau poreux par de la résine (« pore casts »):

Porosité=21%



0.2mm

Porosité=5%



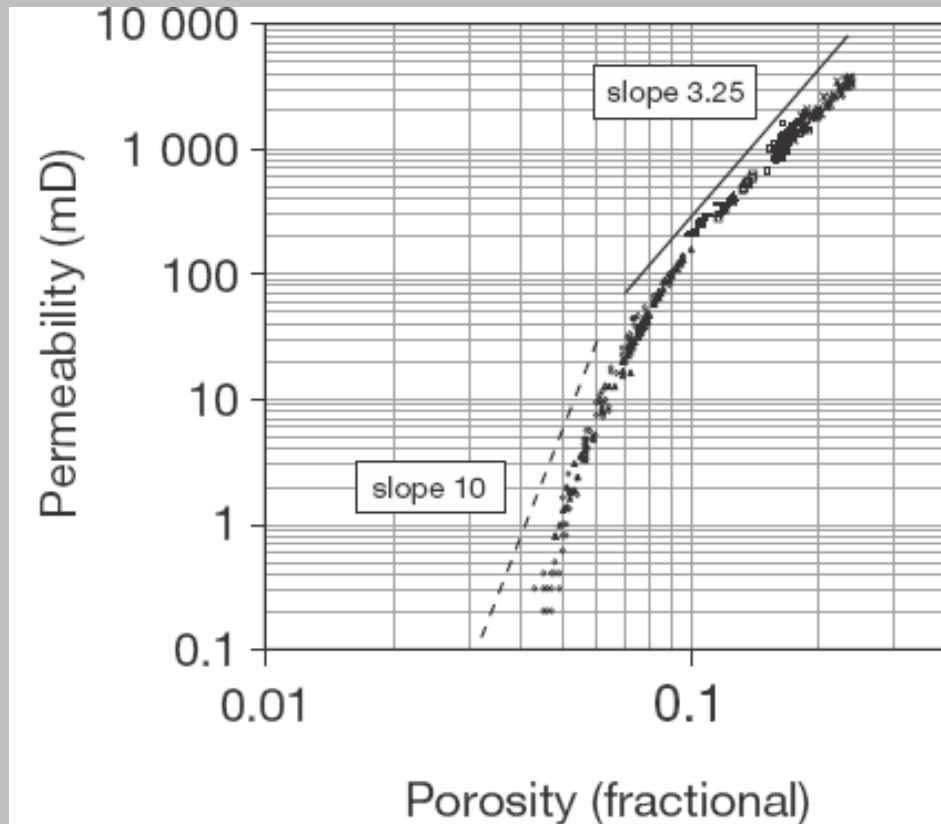
0.2mm

- 1 type poreux: intergranulaire
- variations de porosité liées à l'arrangement de grains (compaction mécanique)

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

LES RELATIONS POROSITE-PERMEABILITE (POROPERMS)

Sable de Fontainebleau



Pour ce type poreux, relation logarithmique:

$$\log K = a(\log \phi)^3 + b(\log \phi)^2 + c(\log \phi) + d$$

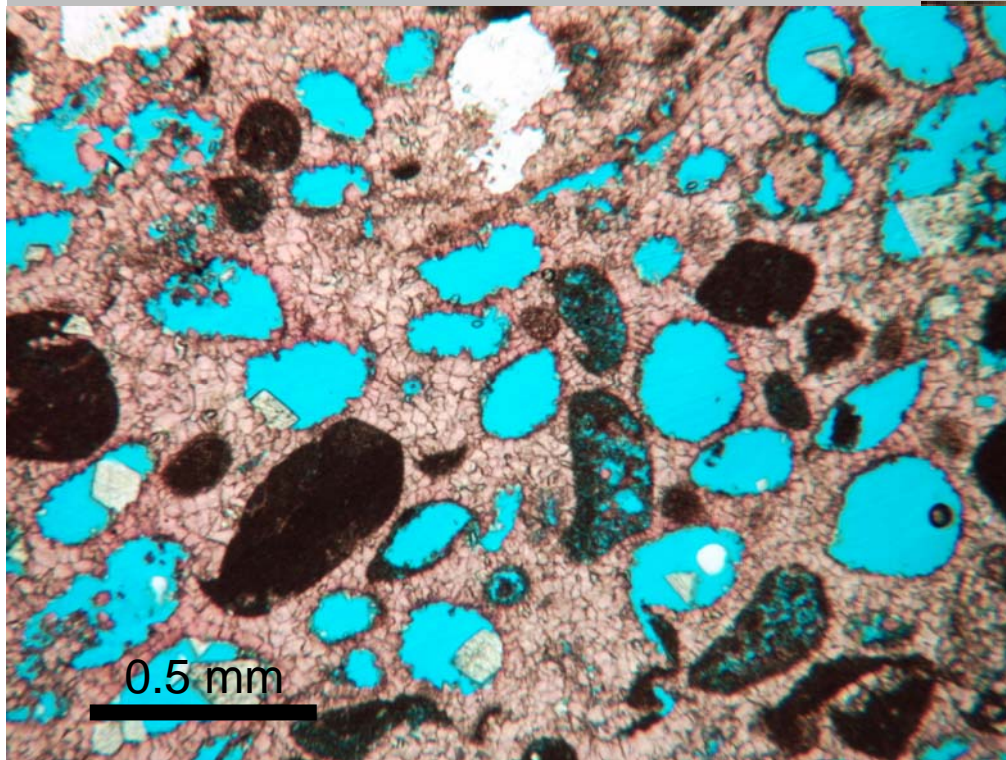
Une loi mathématique peut être tirée de ce jeu de mesures car un seul type poreux est représenté.

Dans les réservoirs, la variété de géométries de types poreux rendent souvent impossible la détermination de lois porosité-perméabilités (=poroperm)

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

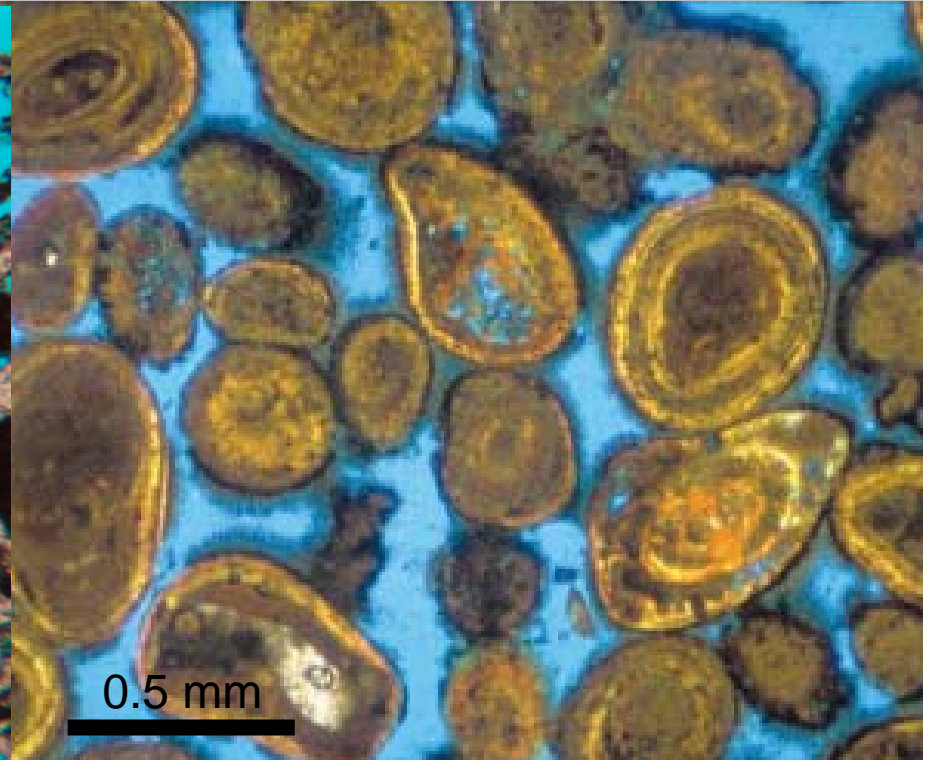
RELATIONS POROSITE vs PERMEABILITE

2 faciès de dépôt identiques, 2 porosités identiques mais des perméabilités très différentes!



Porosity: 23.1 %; Permeability: 17 md

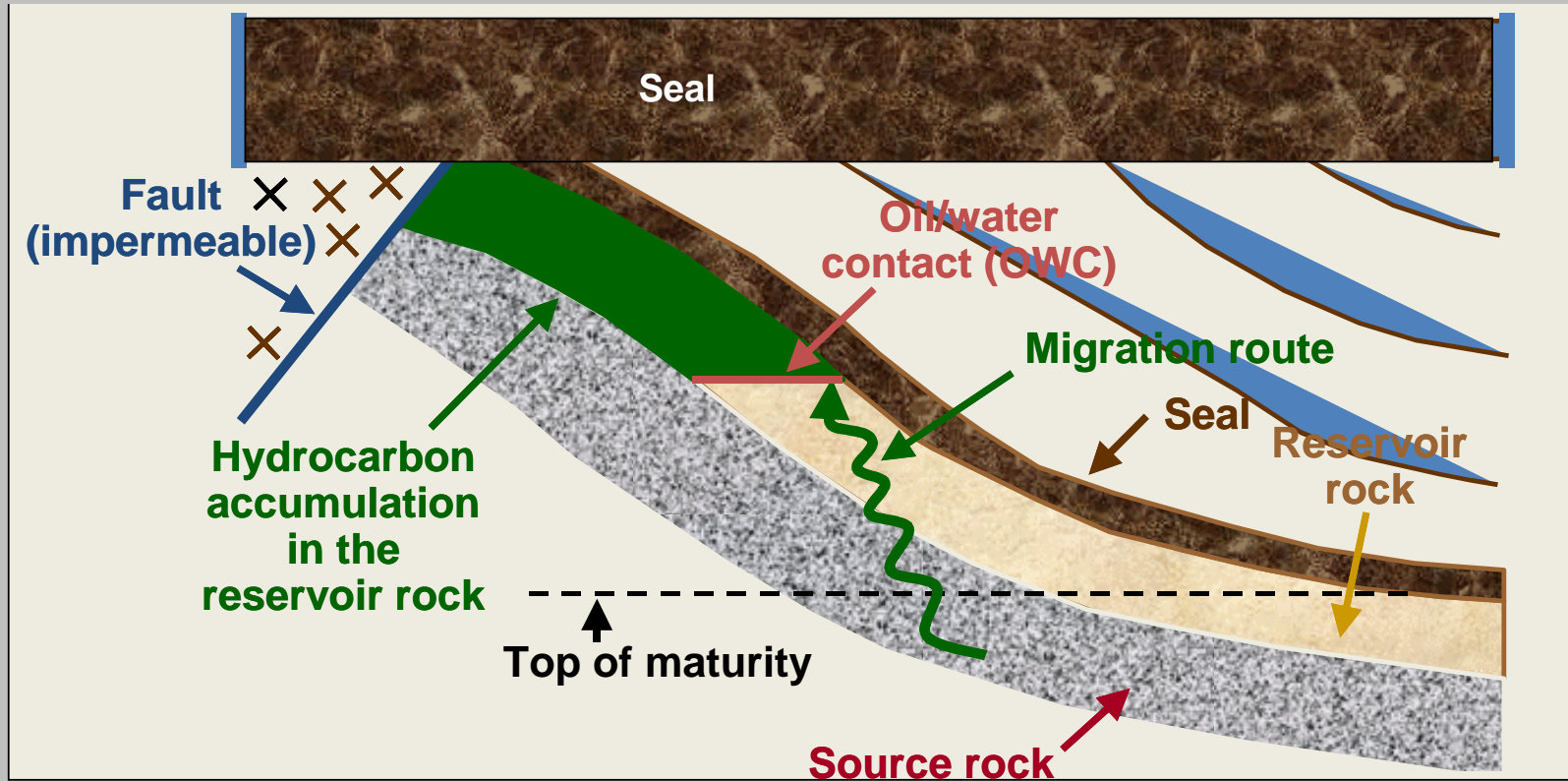
*Grainstone cimenté à oïdes et péloïdes dissous
=>porosité moldique*



Porosity: 25 %; Permeability: 1500 md

*Grainstone non cimenté à oïdes et péloïdes
=>porosité intergranulaire*

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures



-Qualités requises: matrice imperméable + pas de fracture

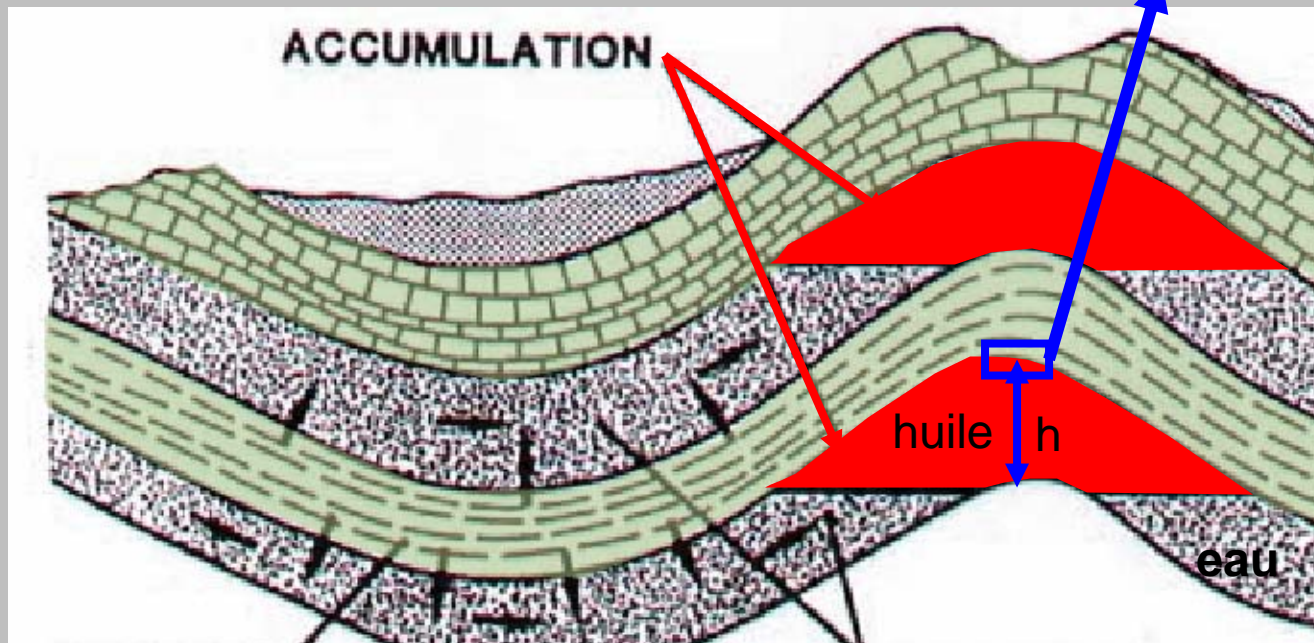
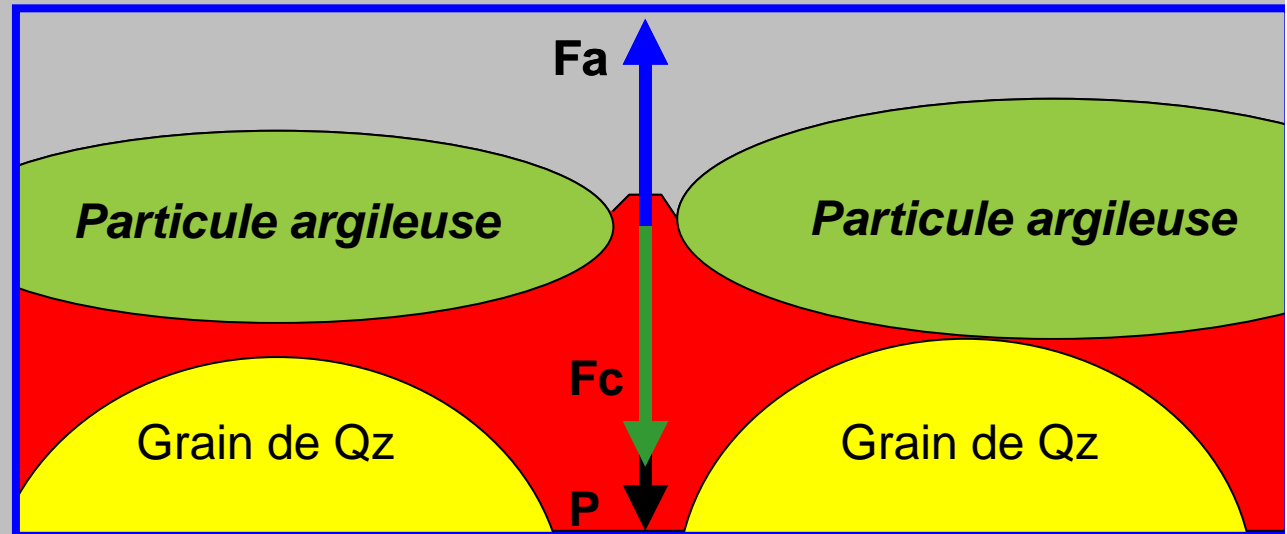
-Couvertures habituelles: argile, évaporites.

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

P: poids de la colonne d'huile

Fa : force d'Archimède sur la colonne d'huile

Fc force capillaire au sommet du réservoir



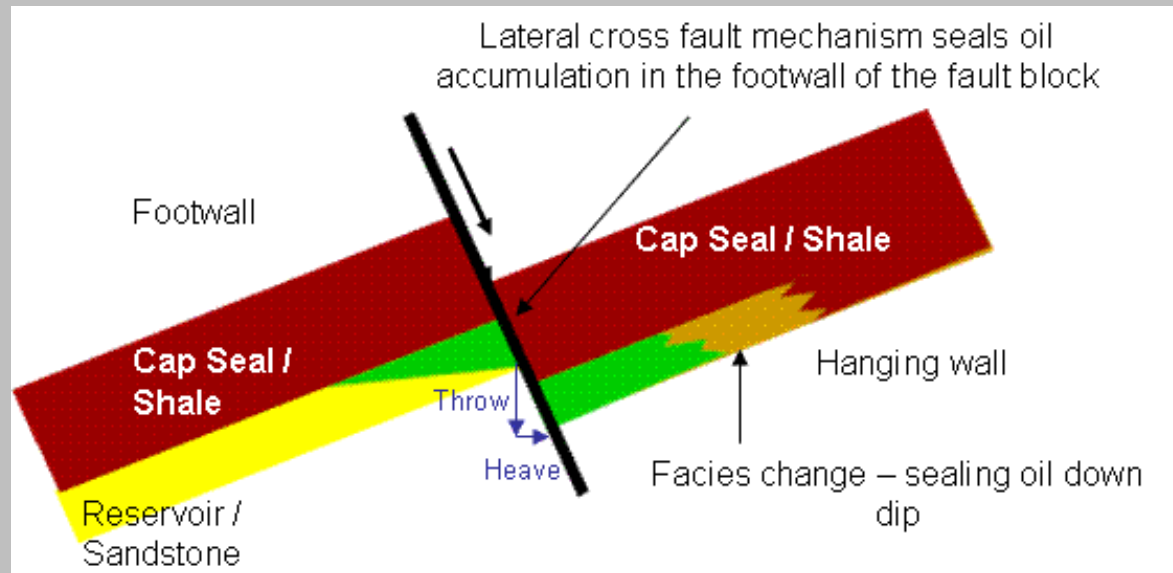
L'huile est piégée sous la couverture si:

$$(\rho_{\text{eau}} - \rho_{\text{huile}}) \cdot g \cdot h < P_c$$

Pc: pression capillaire

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

LES FAILLES: DRAINS OU BARRIERES DE PERMEABILITE?



Selon la lithologie des roches en présence de part et d'autre de la faille, on distingue 2 catégories de faille:

- %Argile < 15%: Failles cataclastiques (cataclasites): zone broyée et cimentée.
- %Argile > 15%: Failles à trame argileuse: « tartinages » d'argile (« smearing »)

CHAPITRE V- Les réservoirs à hydrocarbures et les couvertures

LES FAILLES: DRAINS OU BARRIERES DE PERMEABILITE?



Failles et fractures cimentées dans un réservoir gréseux

Injection d'argile dans le plan de faille

CHAPITRE VI

Les hydrocarbures non conventionnels

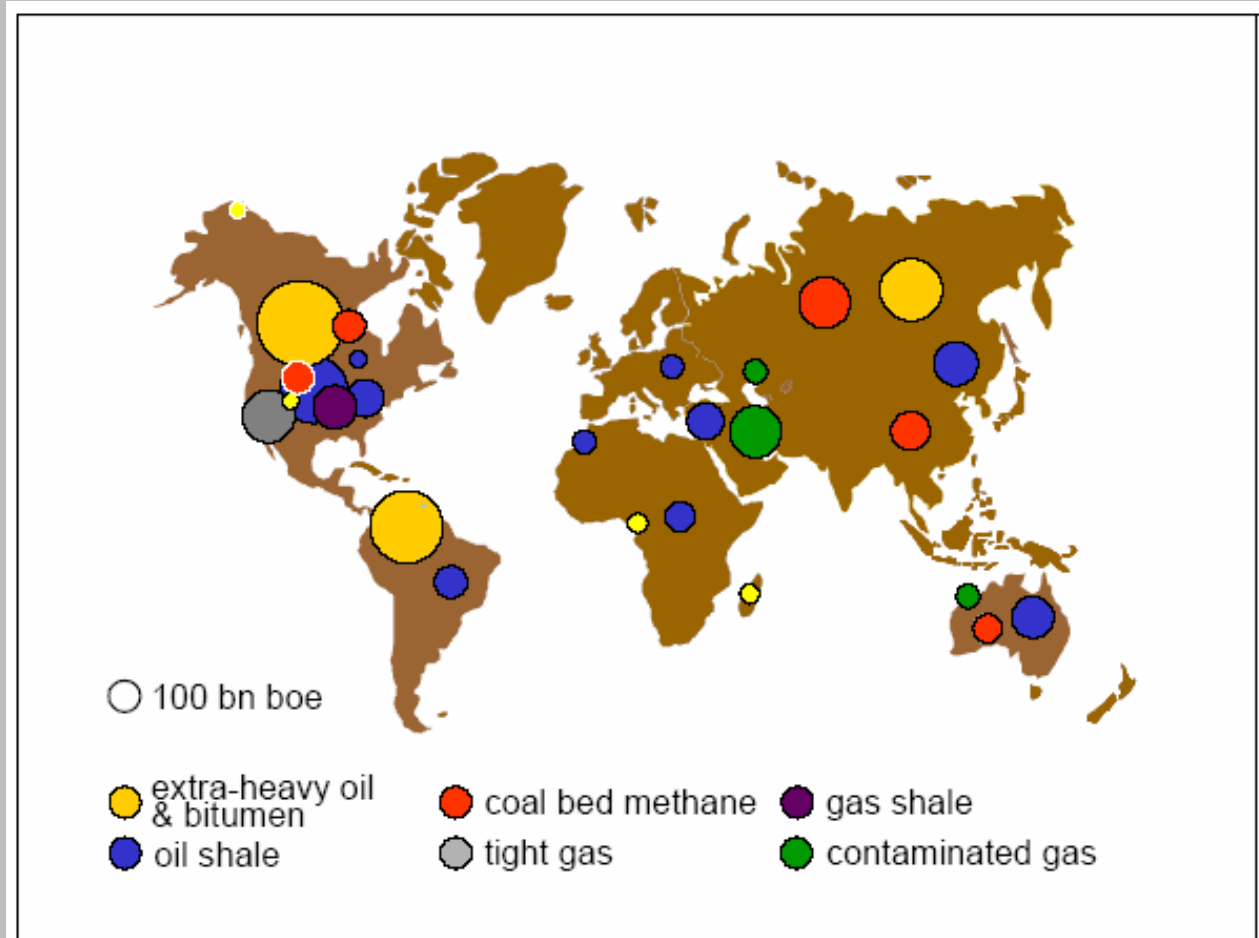
CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

LES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS DANS LE MONDE

Les hydrocarbures non-conventionnels correspondent aux accumulations qui ne peuvent être exploitées par les méthodes habituelles de production.

Réservoirs non-conventionnels:

- “Tight gas” sands
- “Coal bed methane”
- GAS SHALES
- Sables bitumineux



CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

HUILES NON-CONVENTIONNELLES

- **Schistes bitumineux** (*oil shales*):
=Roches mères matures à grains fins (argiles, silts, marnes, calcaires mudstones), à huile non-expulsée.
- **Sables bitumineux** (*tar sands*)
=Sables peu consolidés, imprégnés d'hydrocarbures visqueux (migrés et biodégradés)

GAZ NON-CONVENTIONNELS

- **Schistes à gaz** (gas shales):
=Roches mères matures à grains fins (argiles, silts, marnes, calcaires mudstones), à gaz non expulsé.
- **Sables compacts à gaz (« Tight gas sands »)**
=Grès très cimentés à gaz migré et piégé dans la porosité résiduelle.
- **Gaz de houille** (coalbed methane)
=Gaz généré et piégé dans un charbon mature

CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

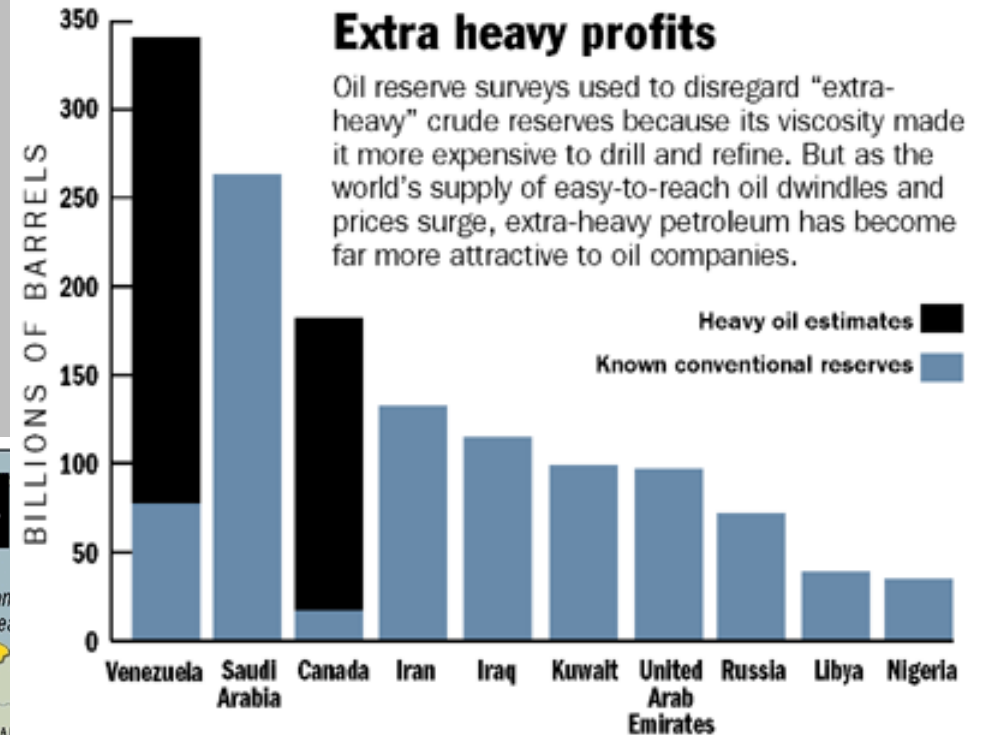
CONVENTIONNELS VS NON CONVENTIONNELS

- **Caracteristiques des réservoirs ‘conventionnels’**
 - Forte perméabilité du réservoir et faible viscosité des hydrocarbures
 - Pièges et couvertures bien identifiées
 - Bons taux de récupération

- **Caracteristiques des réservoirs ‘non-conventionnels’**
 - Extension régionale
 - Limites diffuses
 - Faibles perméabilités du réservoir ou forte viscosité de l’hydrocarbure
 - Faibles taux de récupération

CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

LES SABLES BITUMINEUX (« Tar sand »)



Les sables bitumineux du Venezuela et du Canada représentent 44% des réserves d'huile mondiales

CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

LES SABLES BITUMINEUX (« Tar sand »)

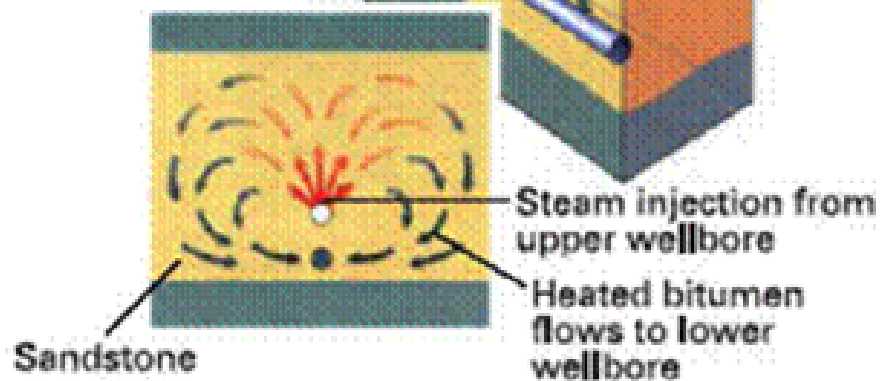
Production des sables bitumineux par injection de vapeur

Puits d'injection

vapeur

Oil

Puits de récupération



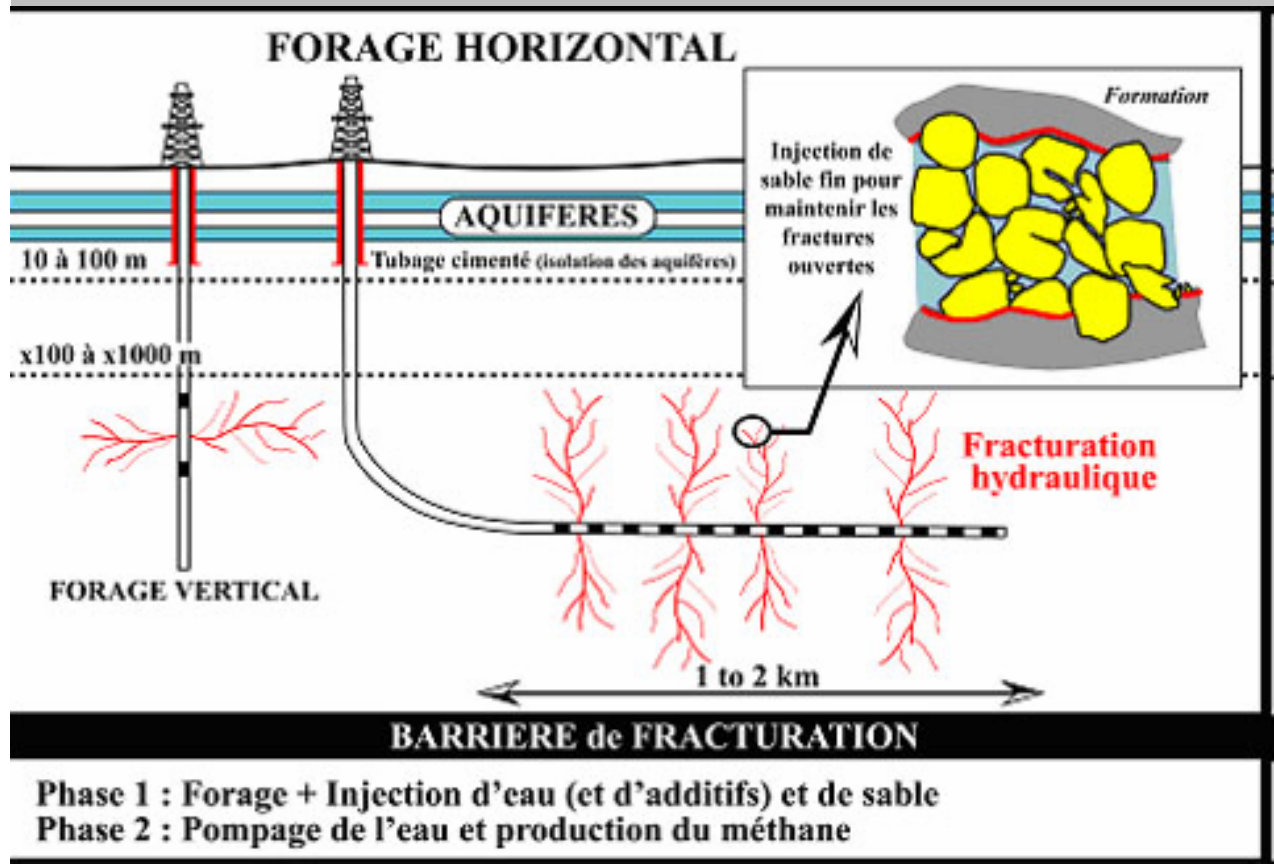
Source: USGS

Steam assisted gravity drainage (SAGD)

L'injection de vapeur à 300°C dans les sables bitumineux permet de diminuer la viscosité du bitume qui peut alors s'écouler et circuler dans le puits de récupération.

CHAPITRE VI- Les hydrocarbures non conventionnels

PRODUCTION DES « TIGHT GAS » ET DES GAZ DE SCHISTE



Augmentation de la récupération par fracturation hydraulique

injection de fluide sous pression:
Eau+additifs:

- 1) Sable => empêche la refermeture des petites fractures
- 2) Lubrifiants => facilite la pénétration du sable
- 3) Détergents => diminue la tension superficielle gaz-eau

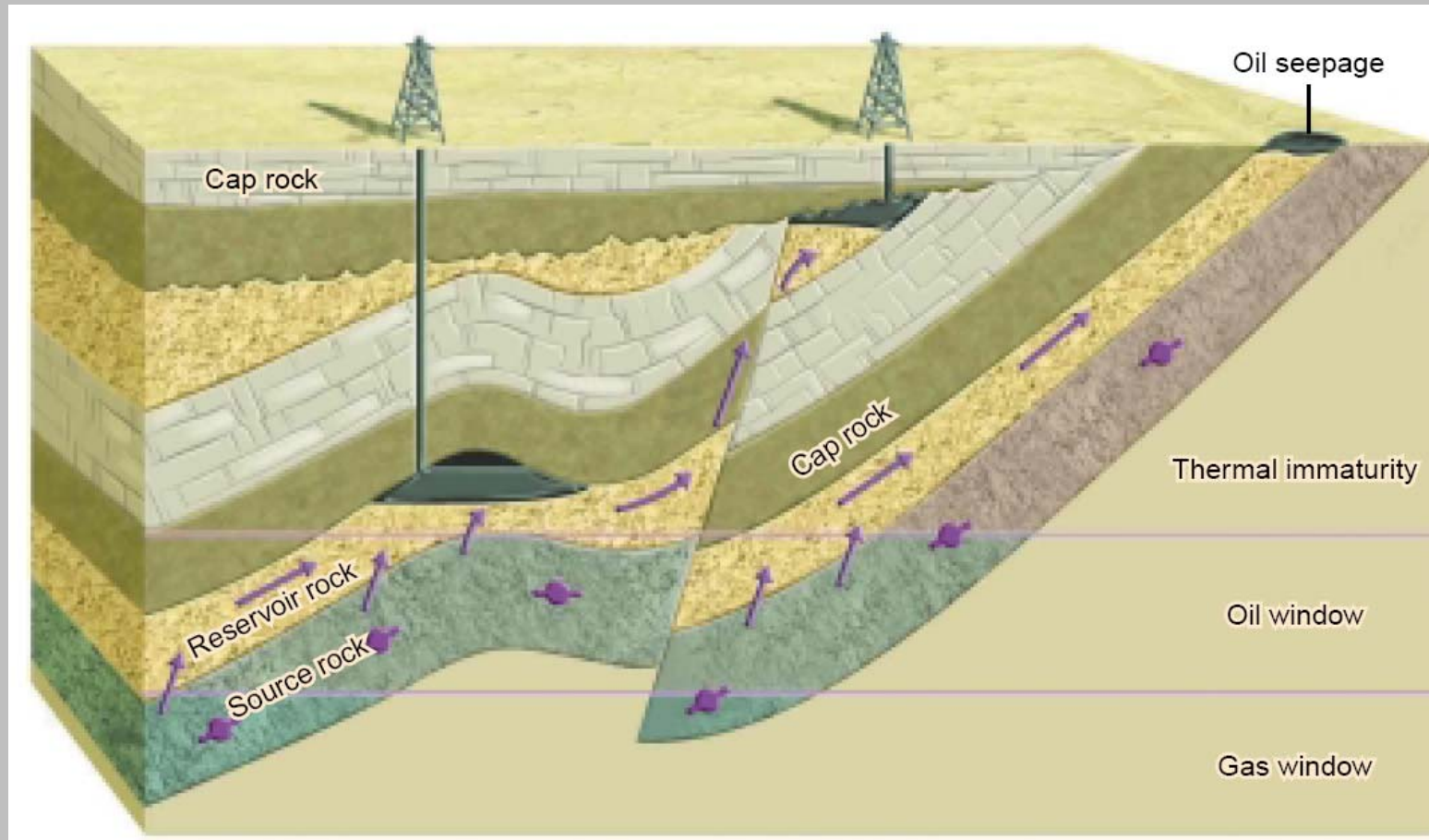
Source: IFP

CHAPITRE VII

La notion de système pétrolier

CHAPITRE VII- La notion de système pétrolier

VII-1 DEFINITION: LE SYSTEME PETROLIER



Un système pétrolier est l'ensemble des éléments et processus conduisant à la formation et à l'accumulation d'hydrocarbures dans un bassin sédimentaire.

VII-2 LE TIMING MATURATION-PIEGEAGE:
UN POINT CRITIQUE DES SYSTEMES PETROLIERS

Eléments
Roche-mère
Route de migration
Réservoir
Couverture
Piège

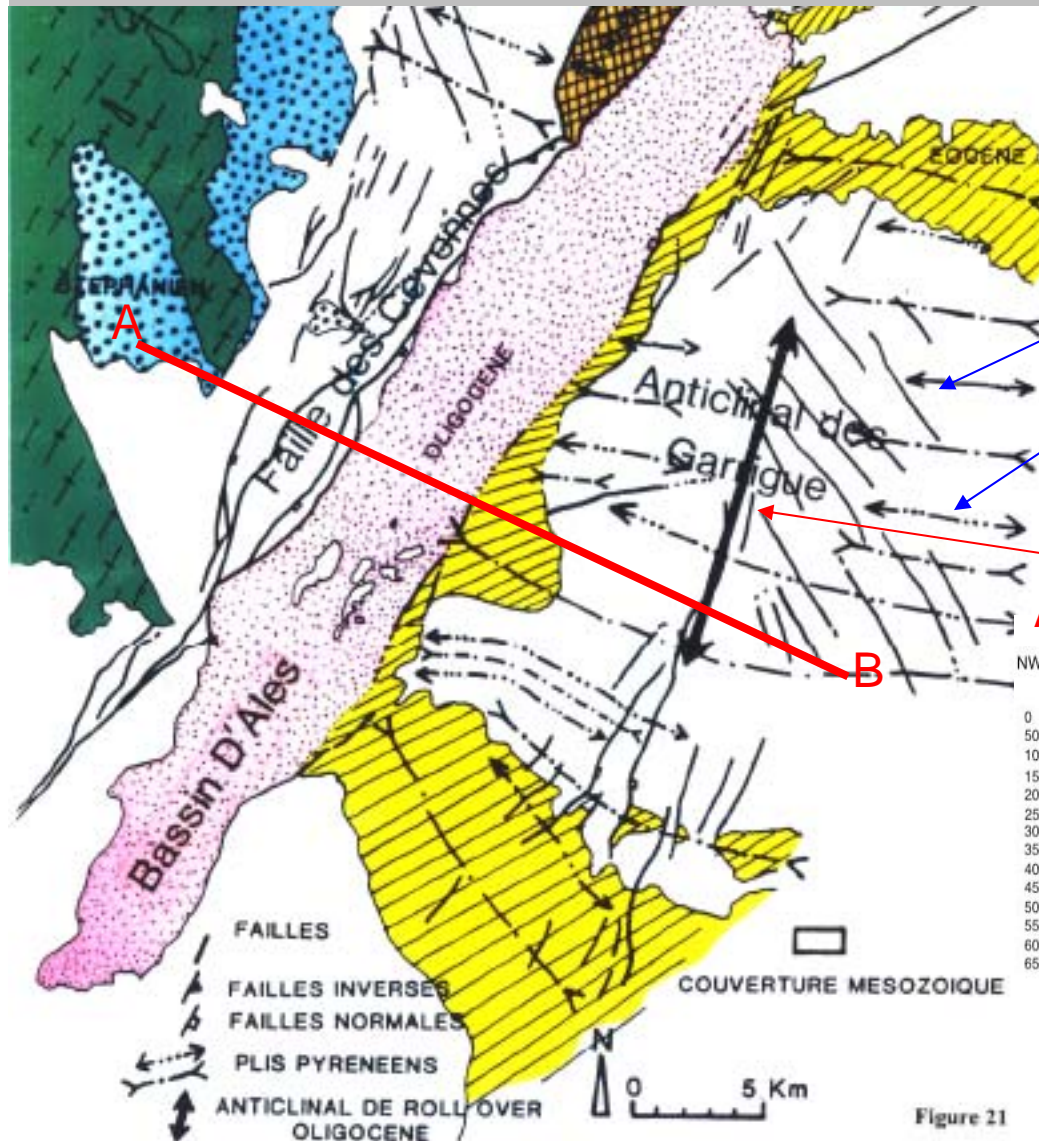
Processus
Génération
Migration
Accumulation
Préservation

La présence simultanée de tous les éléments constitutifs d'un système pétrolier (roche-mère, réservoir, couverture, piège) n'est pas suffisante le fonctionnement d'un système pétrolier.

- => il faut que la roche-mère ait été mature et ait expulsé l'huile
- => il faut que les pièges aient été déjà formés au moment de la migration secondaire!

CHAPITRE VII- *La notion de système pétrolier*

VII-2 LE TIMING MATURATION-PIEGEAGE: **UN POINT CRITIQUE DES SYSTEMES PETROLIERS**



Exemple du bassin Tertiaire d'Alès

Anticlinaux pyrénéo-provençaux
(Crétacé sup. à Eocène)

Anticlinal de roll-over
(Eocène terminal-Oligocène)

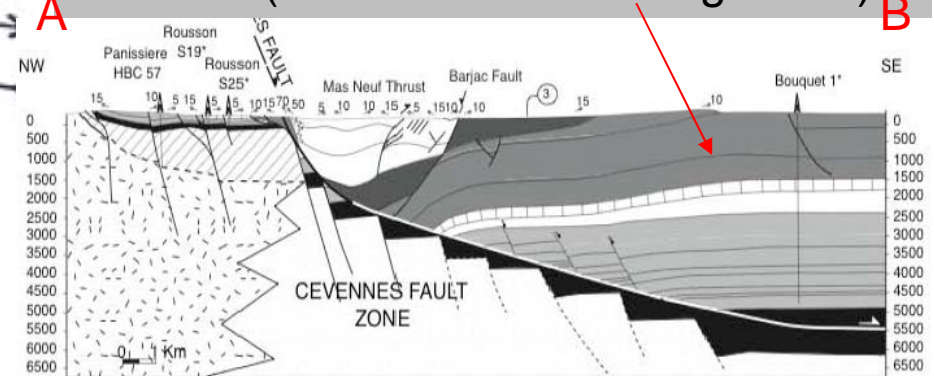
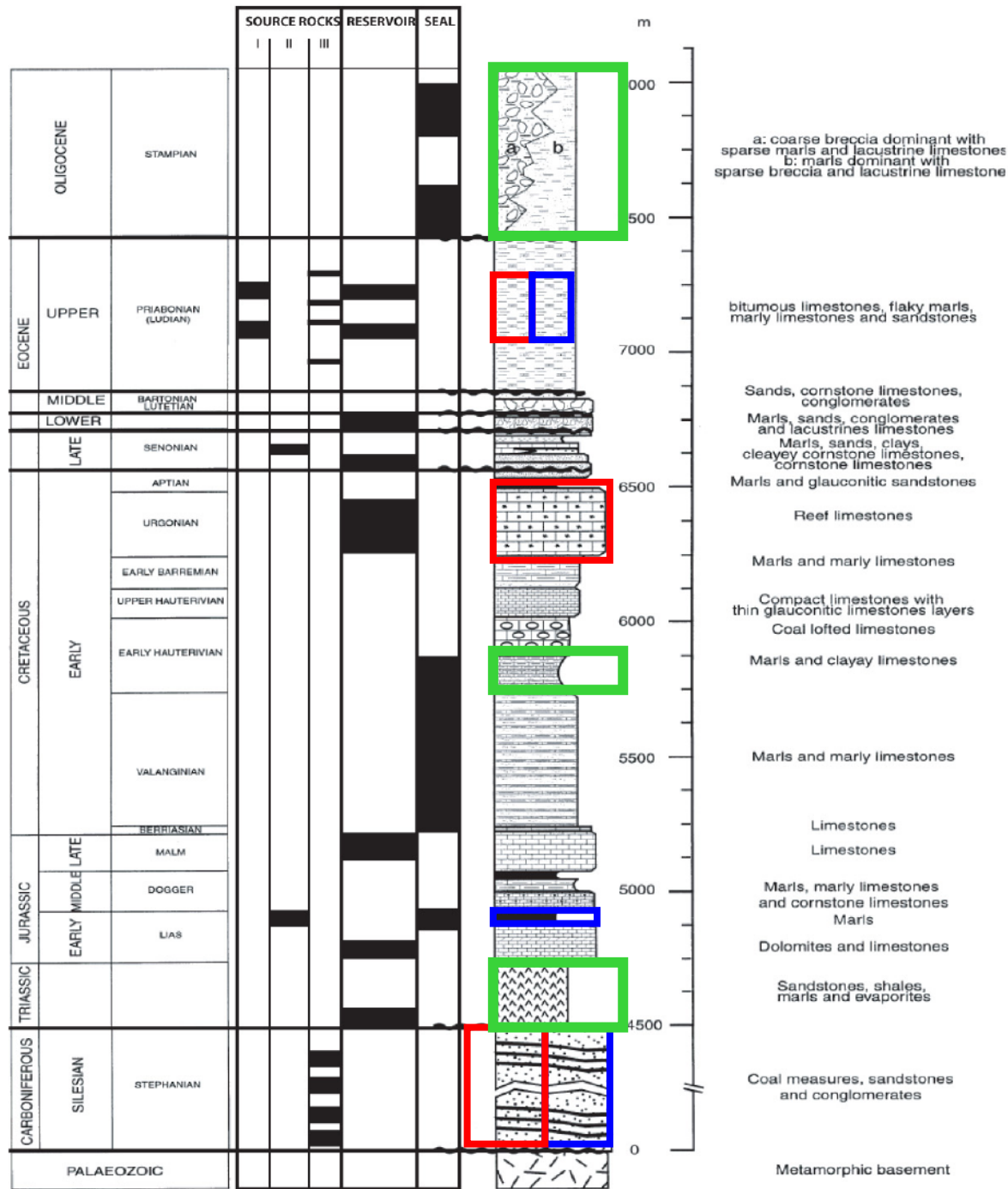


Figure 21

LOCALISATION DES INDICES DE SURFACE





ROCHES-MERES

- Charbons stéphanien
- Schistes cartons (Jurassique inf.)
- Marnes noires lacustres (Priabonien)

RESERVOIRS

- Grès stéphanien
- Calcaires mésozoïques (dont Urgonien)
- Calcaires lacustres (Priabonien)

COUVERTURES

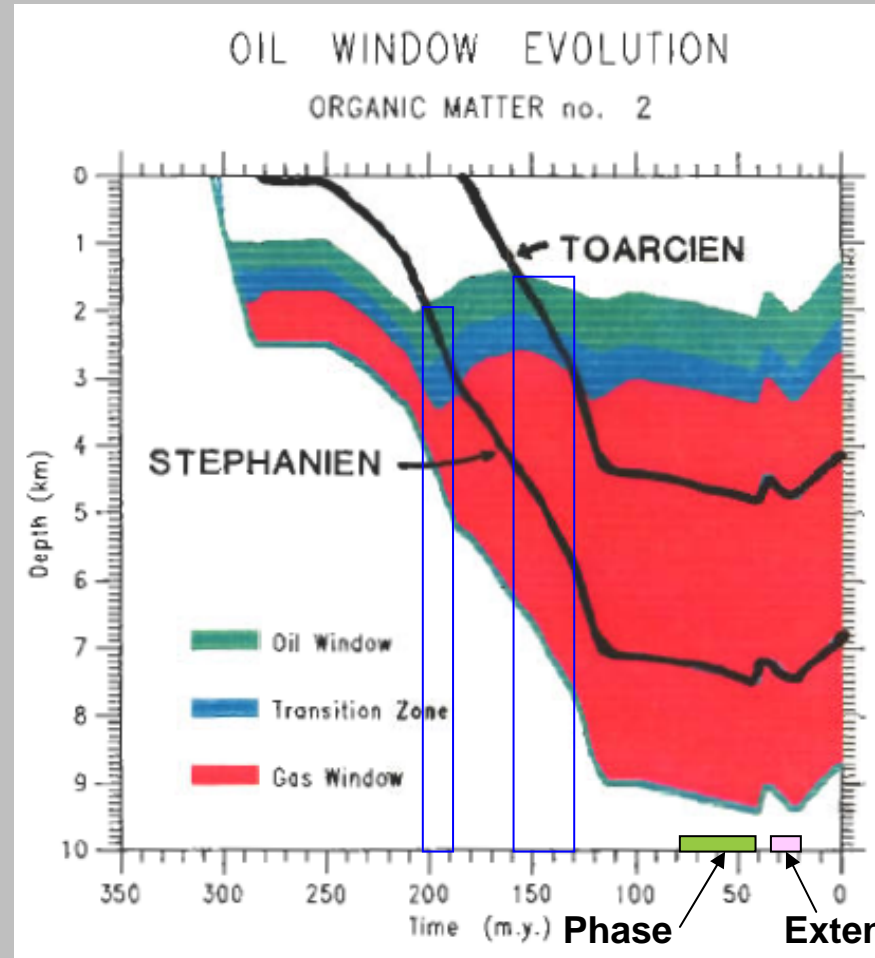
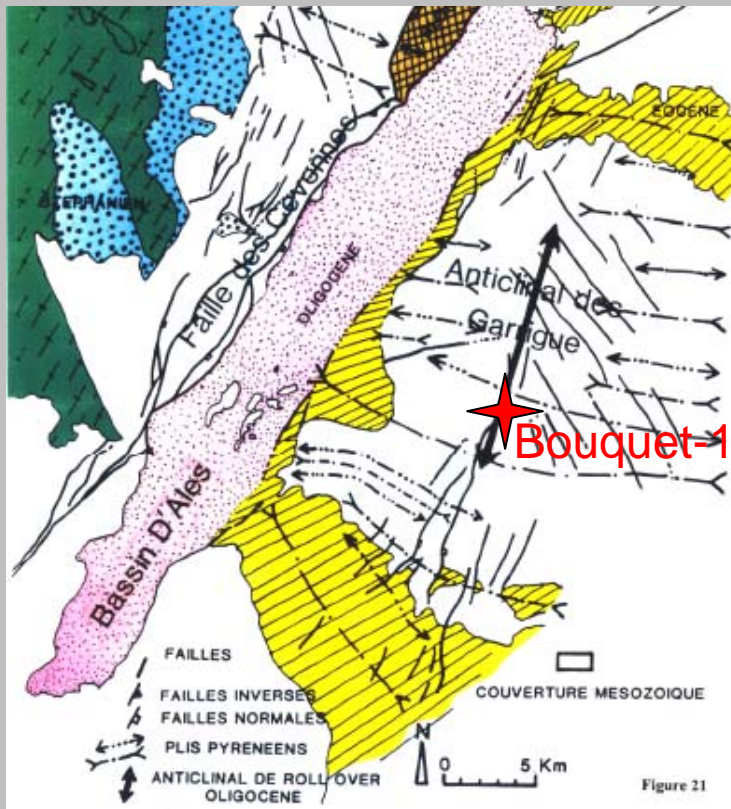
- Argiles et gypses du Trias
- Marnes de bassin (Jurassique/Crétacé)
- Argiles oligocènes

CHAPITRE VII- La notion de système pétrolier

VII-2 LE TIMING MATURATION-PIEGEAGE: UN POINT CRITIQUE DES SYSTEMES PETROLIERS

Evolution de la maturation des roches-mères

Pourquoi Bouquet-1 est-il un puits sec?



Mauvais timing génération-structuration!

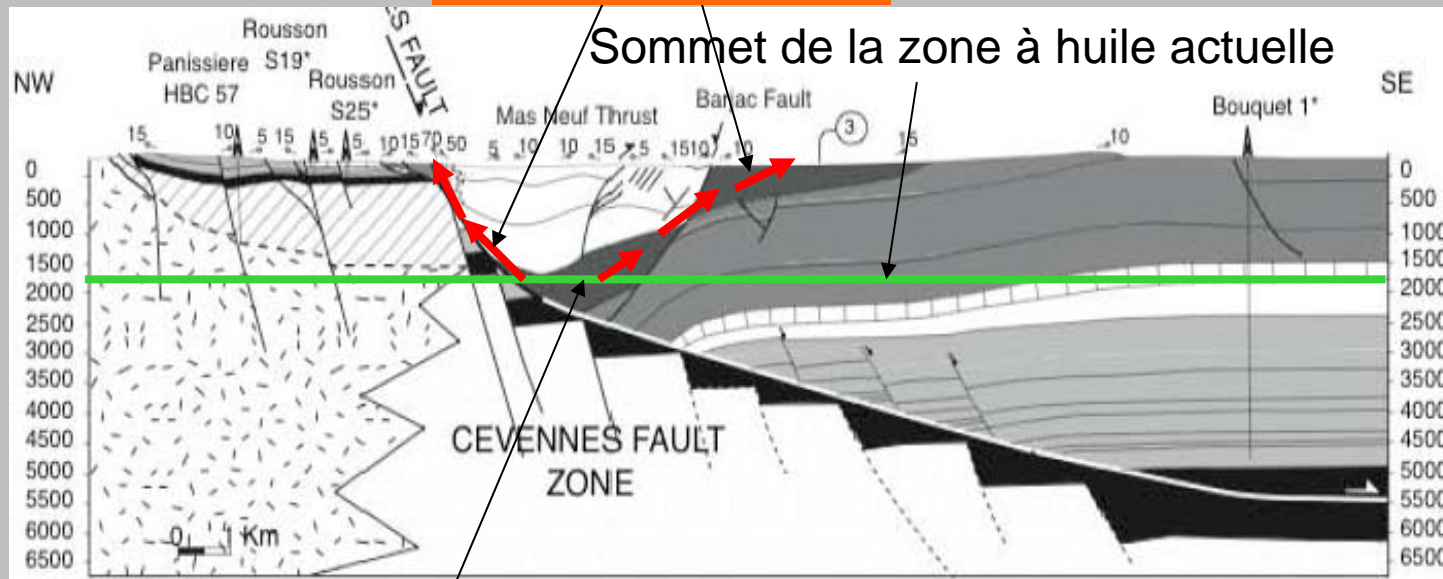
Phase pyrénéo-provençale
Extension « oligocène »

CHAPITRE VII- La notion de système pétrolier

VII-2 LE TIMING MATURATION-PIEGEAGE: UN POINT CRITIQUE DES SYSTEMES PETROLIERS

D'où viennent les asphaltes du bassin d'Alès?

Chemins de migration



Marnes noires lacustres
(Priabonien = Eocene
terminal) matures

CHAPITRE VIII

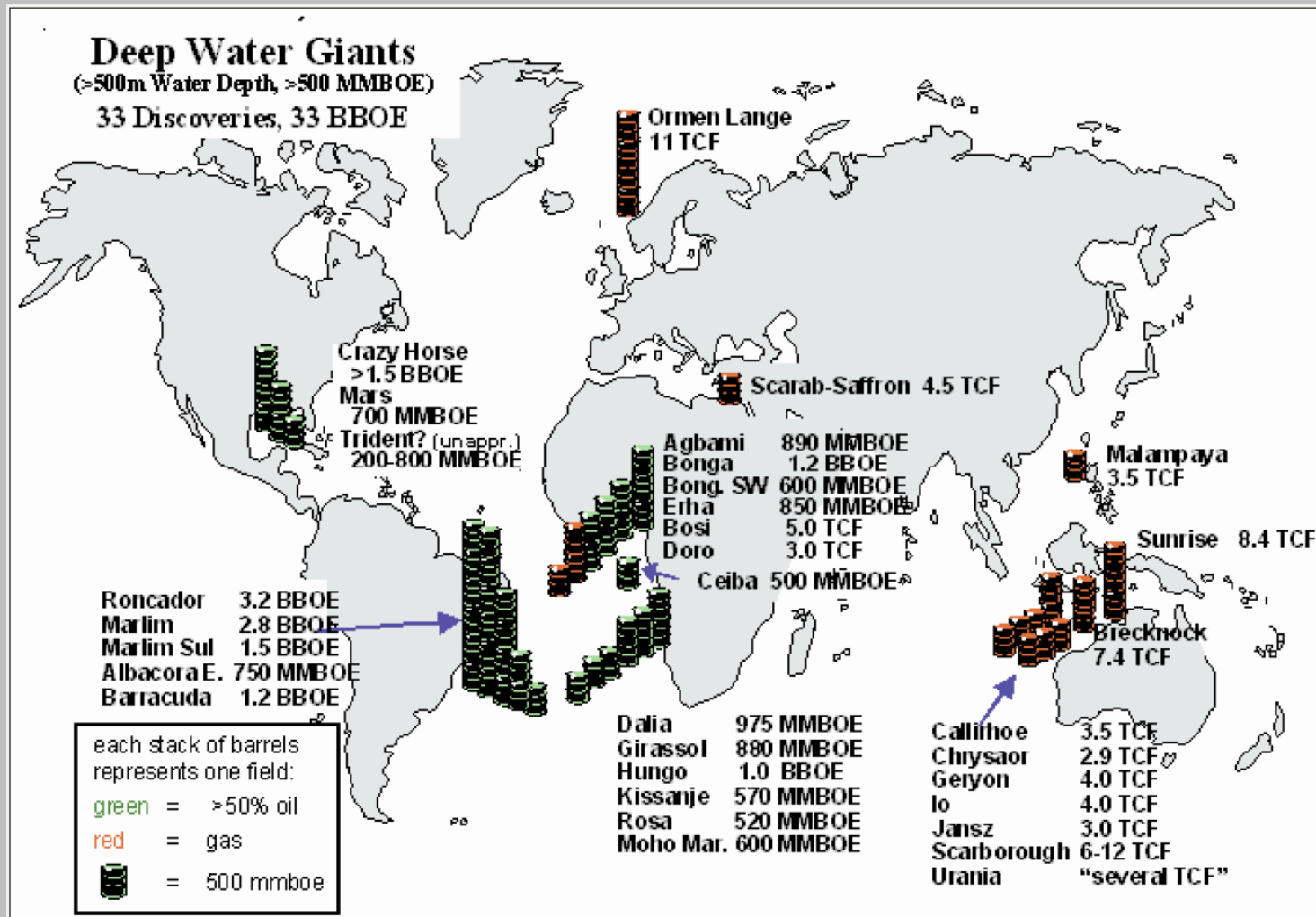
***Systemes pétroliers et contexte
géodynamique:***

***l'exemple de l'Atlantique Sud (Offshore
Brésil et Golfe de Guinée)***

CHAPITRE VIII- *Systemes pétroliers et contexte géodynamique*

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

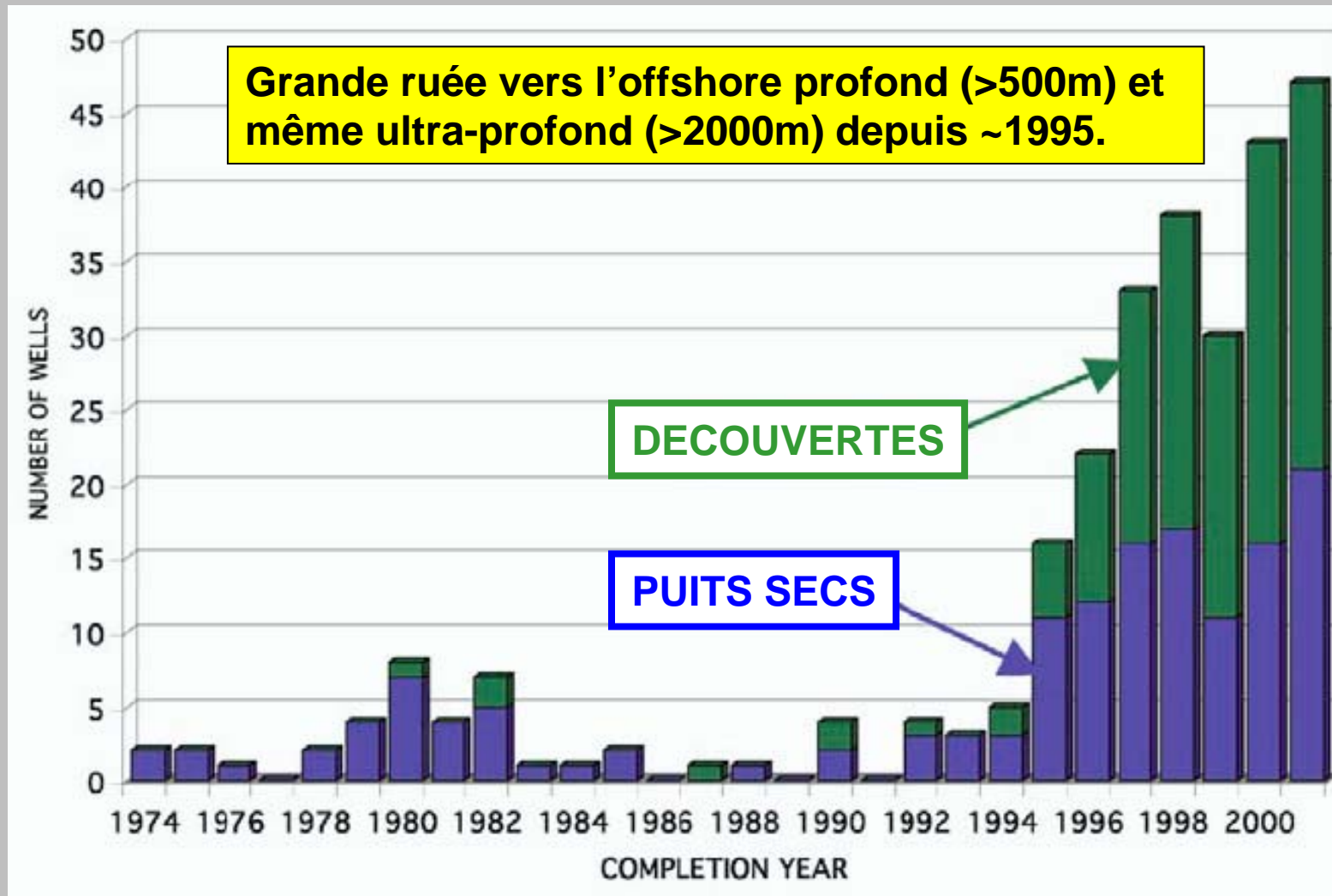
Les réserves des champs « géants » (>500 MMBOE) de l'offshore profond du monde (>500m de profondeur d'eau):



CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

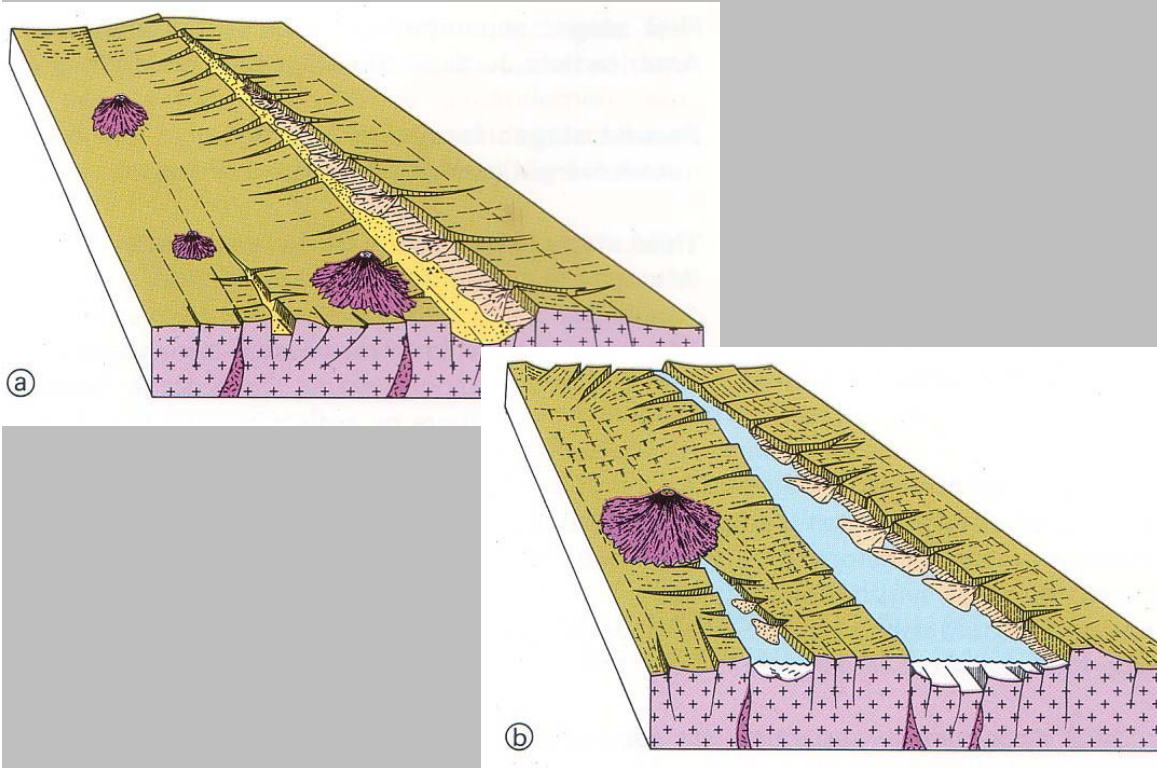
Nombre de puits d'exploration forés dans l'offshore profond:



CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

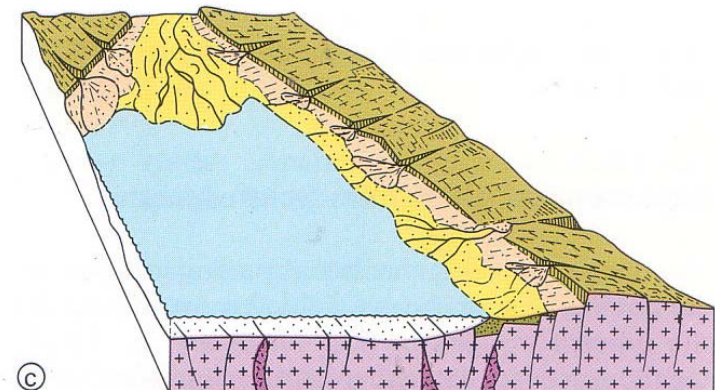
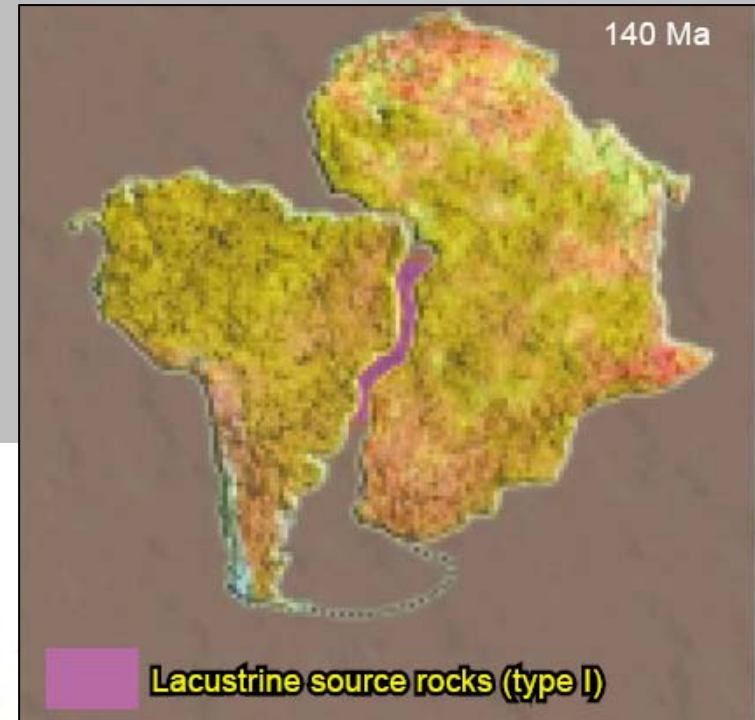
LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

1- Jurassique supérieur- Crétacé inf. : RIFTING



1- Formation de grabens à remplissages continentaux (fluvio-lacustres)

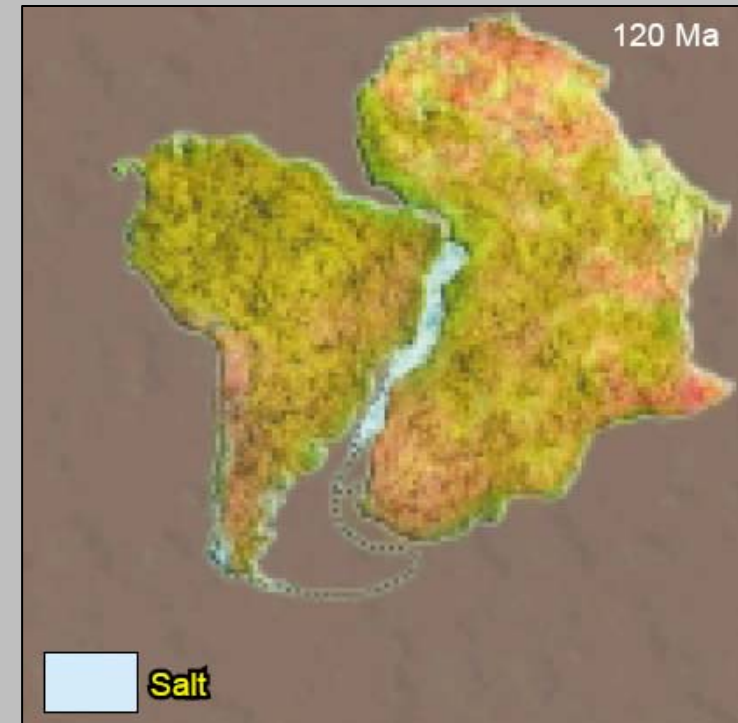
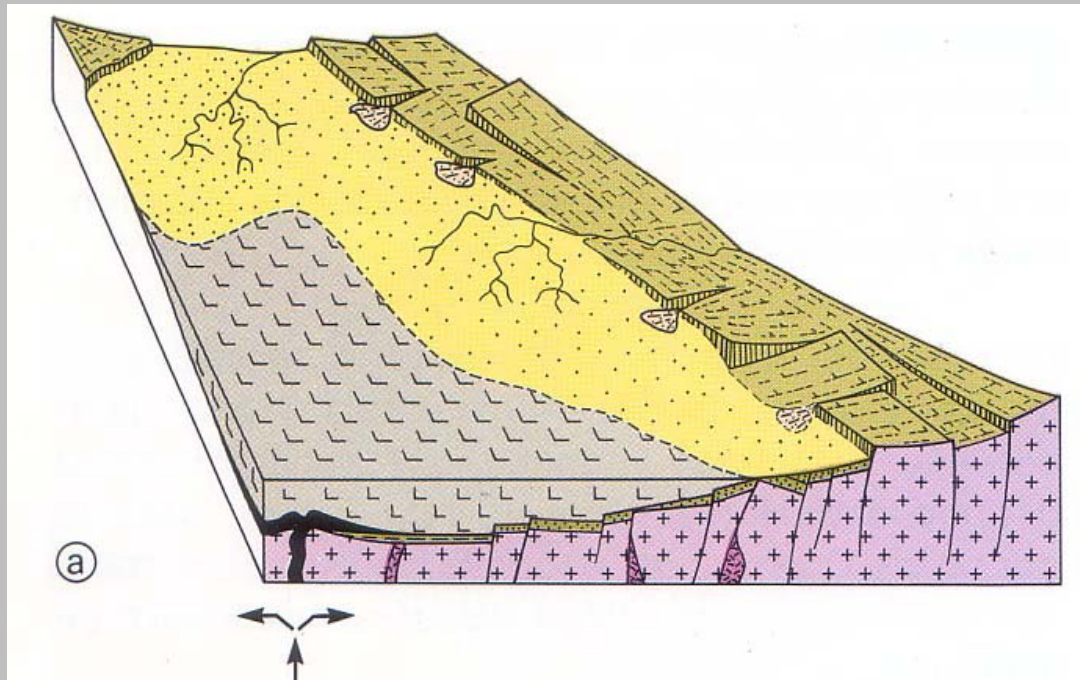
2- Dépôt de roches-mères lacustres



CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

2- Crétacé inf. (APTIEN): FIN DE RIFTING



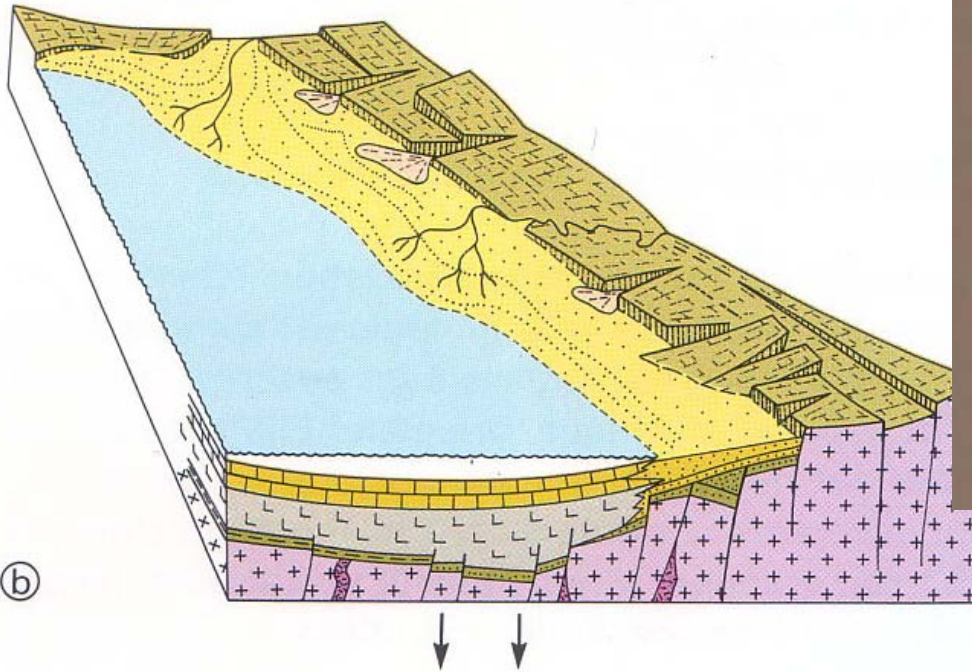
1- Connexions marines

2- Dépôt de sel

CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

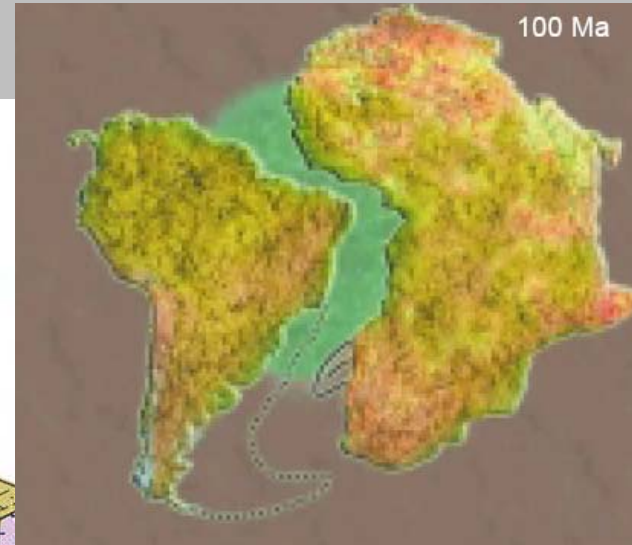
3- Crétacé sup. : marge passive



1- Bassin marin peu profond

2- Dépôt de roches-mères marines (conditions anoxiques)

3- Développement de plate-formes carbonatées



Cretaceous marine source rocks (type II)

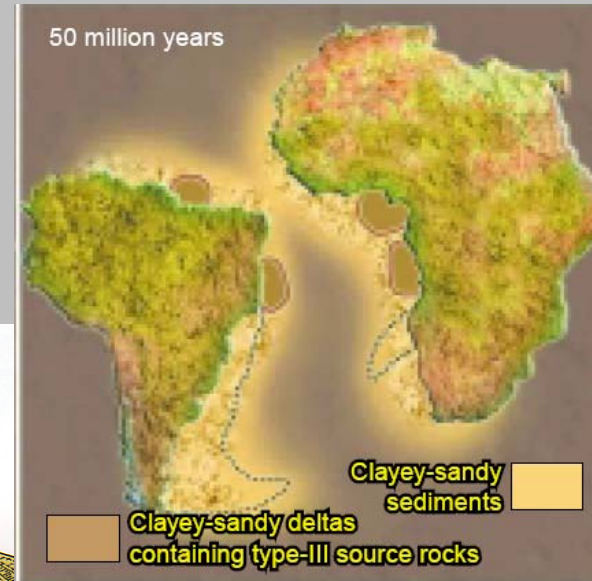
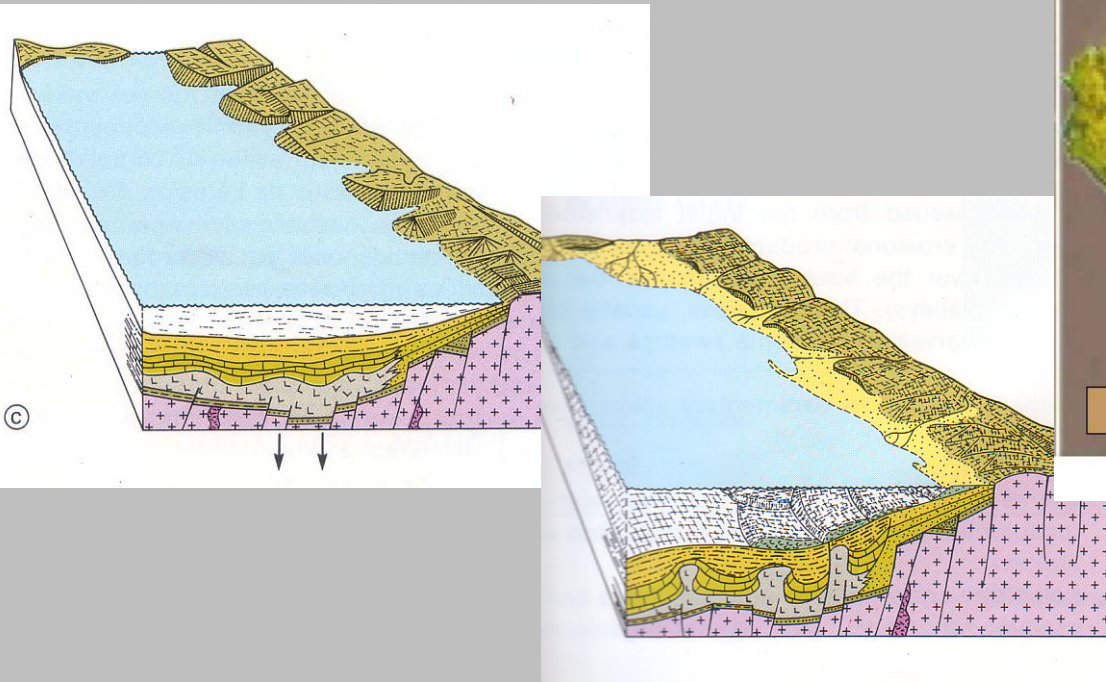


Calcareous and marly sediments

CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

4- Tertiaire à Actuel : marge passive



Tertiary

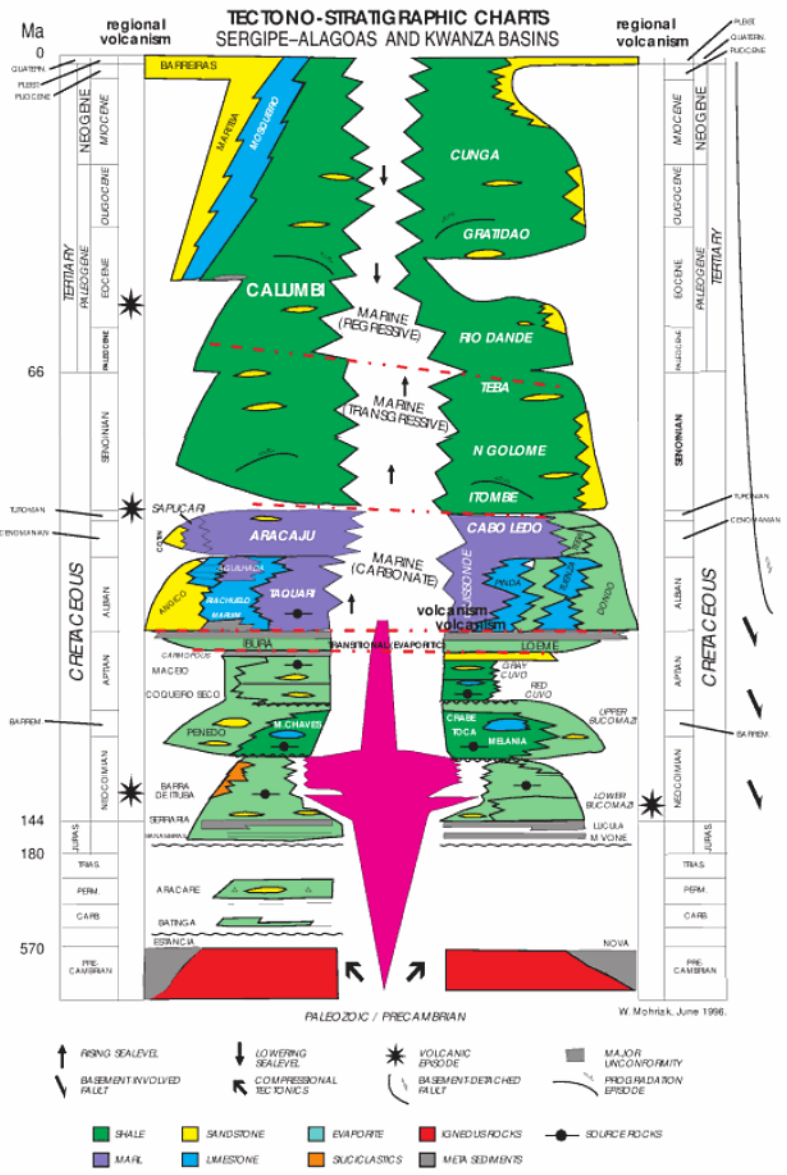


Present day

- 1- Domaine océanique franc
- 2- Sédimentation silicoclastique (systèmes deltaïques à turbiditiques)
- 3- Tectonique gravitaire et salifère
- 4- Roches-mères de type III (deltas)

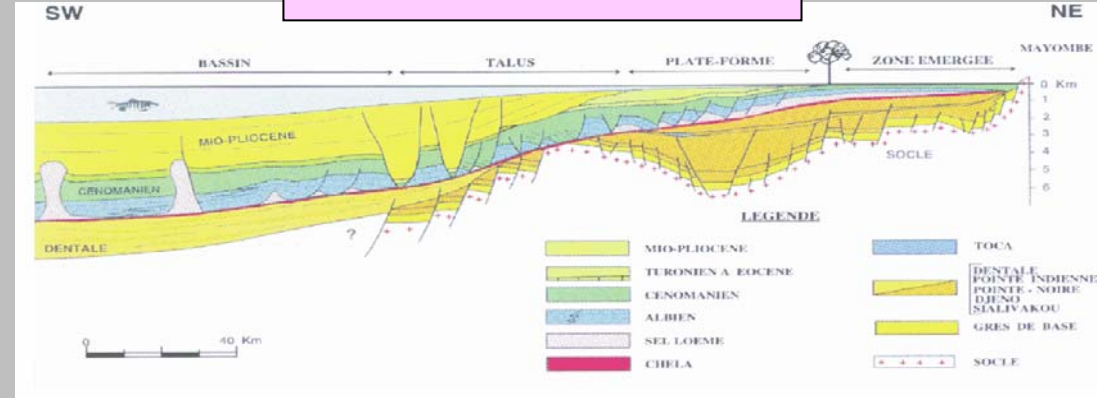
CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

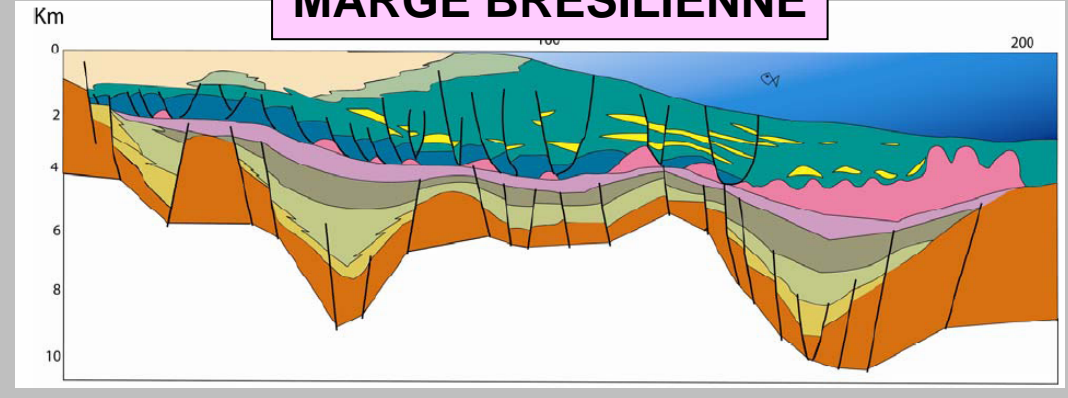


Symétrie des systèmes sédimentaires

MARGE ANGOLAISE



MARGE BRÉSILIENNE



CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

LES ROCHES-MERES

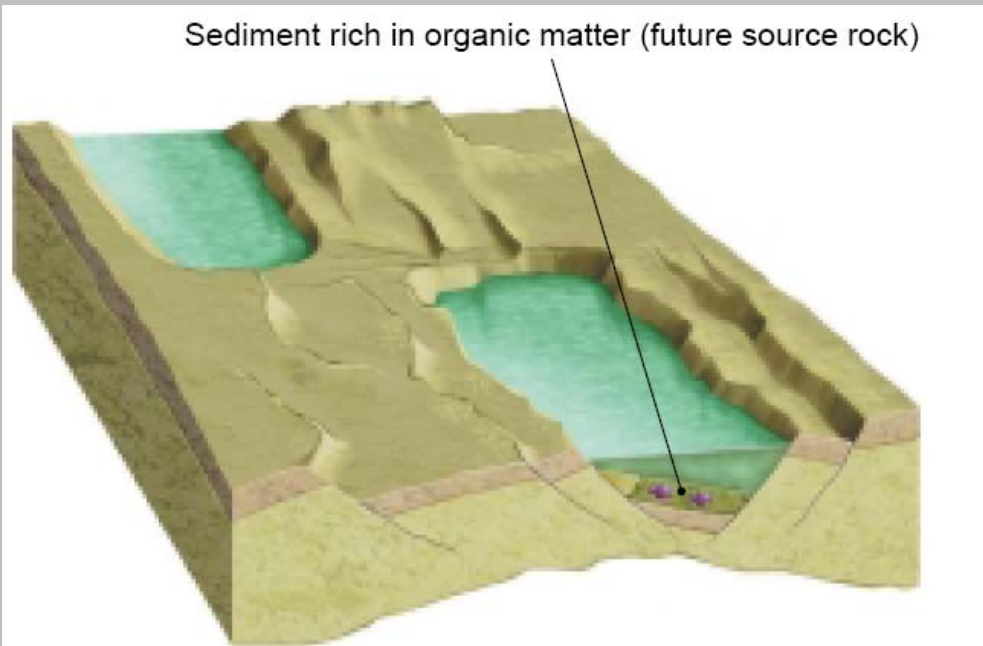


Figure 4

The “rifting” phase is characterised by the establishment of a corridor several thousand kilometres long, which contains a series of troughs offset from each other and occupied by large lakes. Thick sedimentary layers rich in Type-I organic matter (future source rock) are deposited in these lakes, interspersed with sandy and carbonate-bearing sediments that can exhibit reservoir properties.

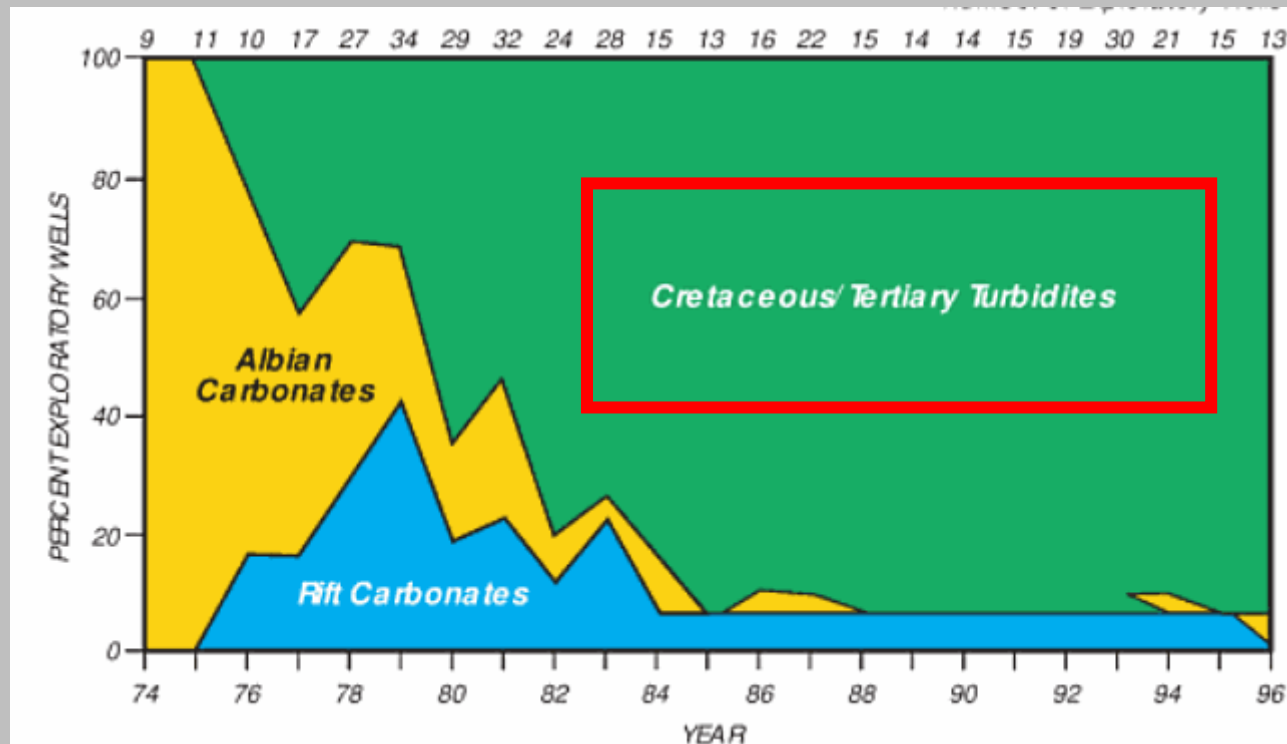
3 roches-mères principales:

- Roche-mère lacustre anté-salifère (syn-rift) créacé inf. : type I
- Roche-mère marine: type II (Créacé sup.)
- Roche-mère type III (Tertiaire)

CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

LES RESERVOIRS

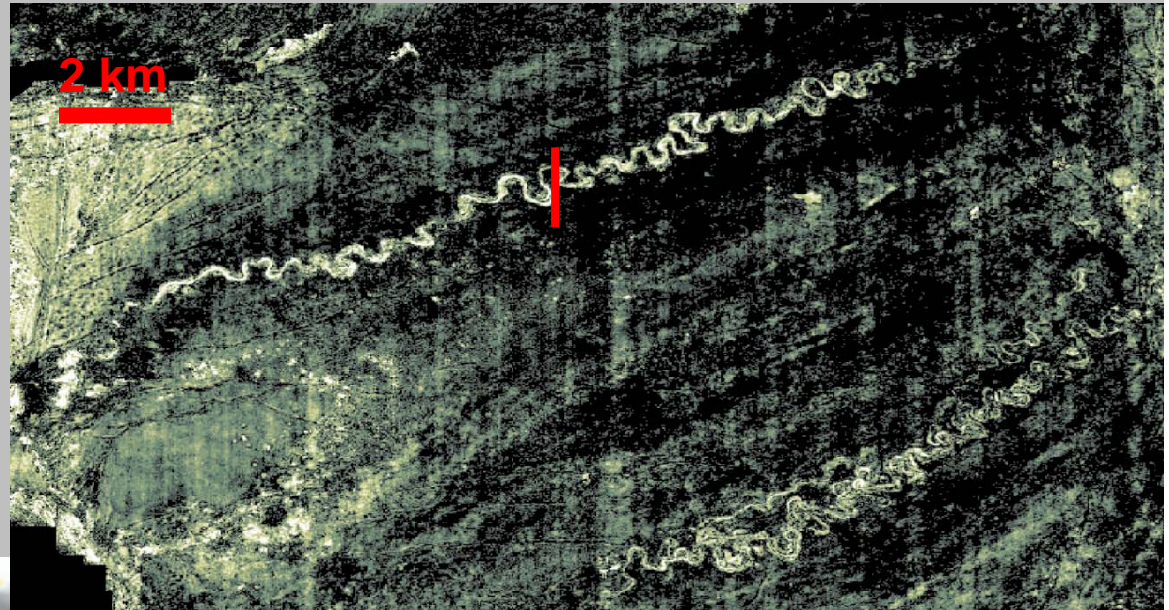


Sables turbiditiques Tertiaires=> principales cibles de l'offshore profond

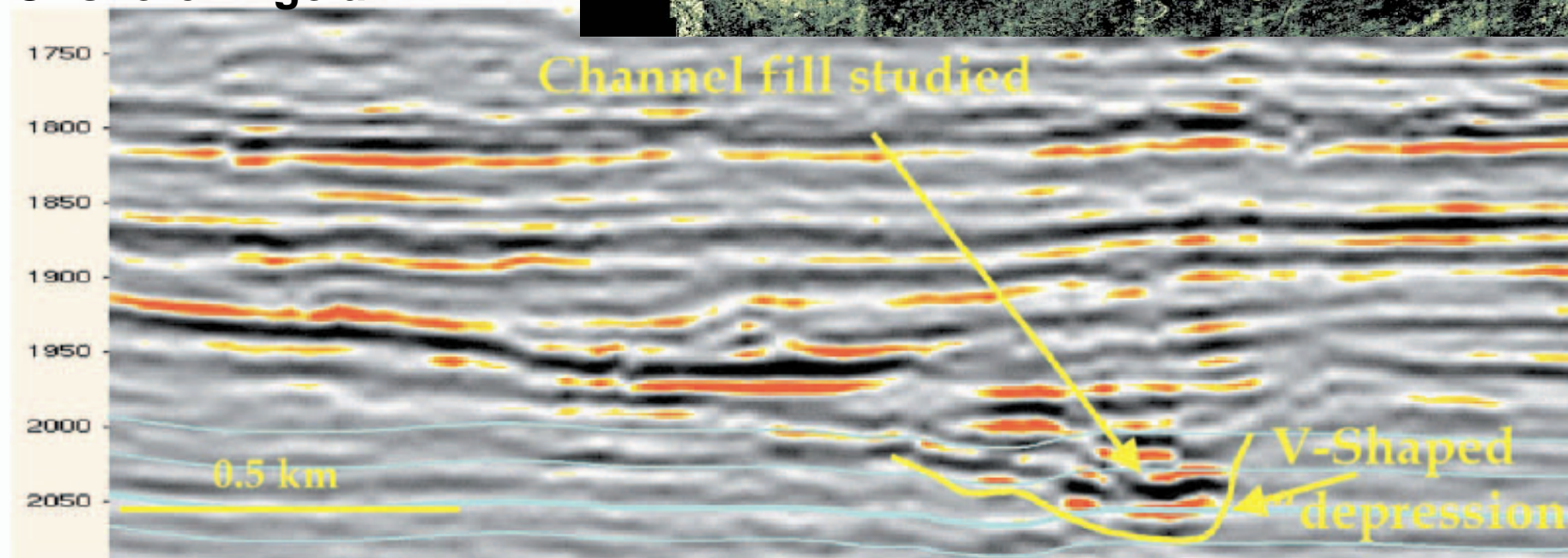
CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

Les principales cibles:
les chenaux
turbiditiques



Offshore Angola

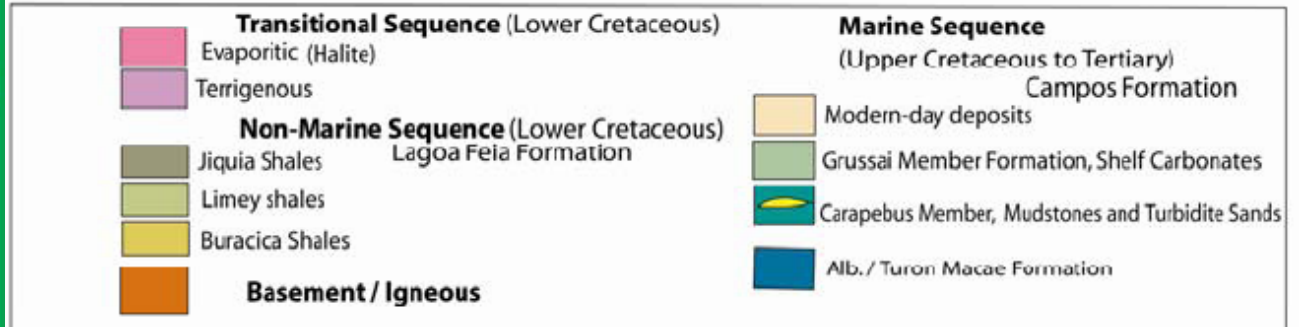
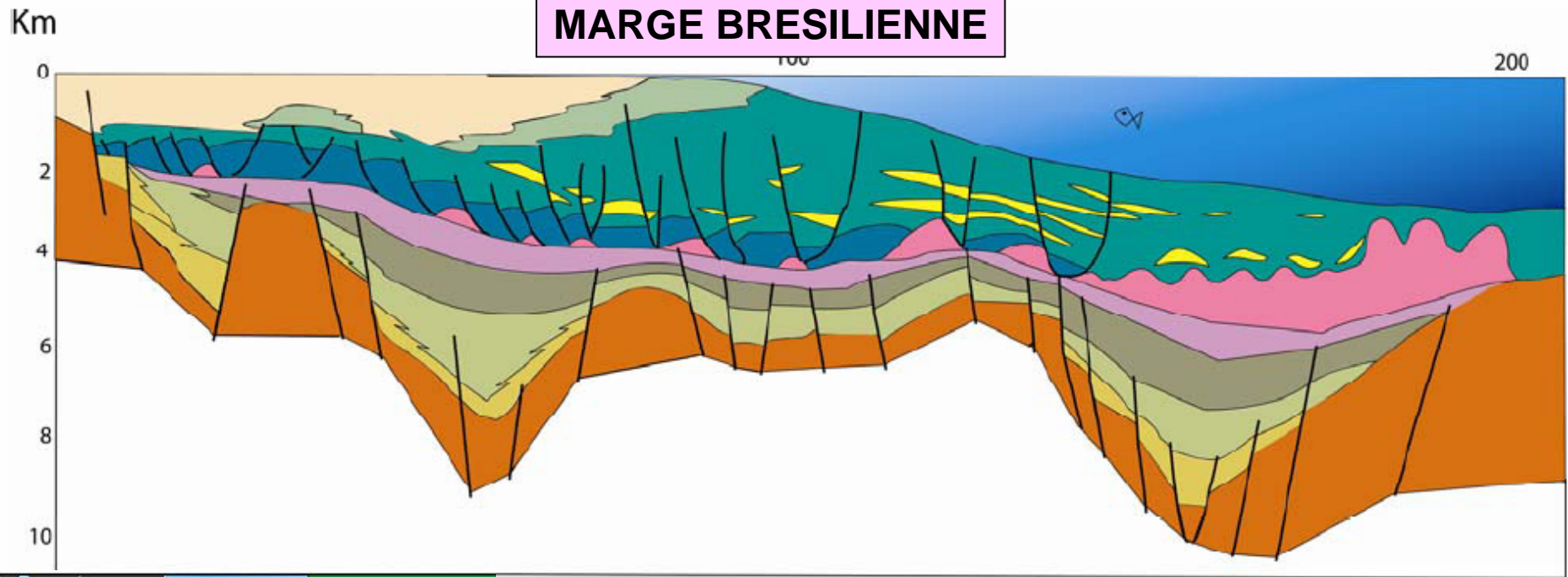


Kolla et al., 2001

CHAPITRE VIII- *Systèmes pétroliers et contexte géodynamique*

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

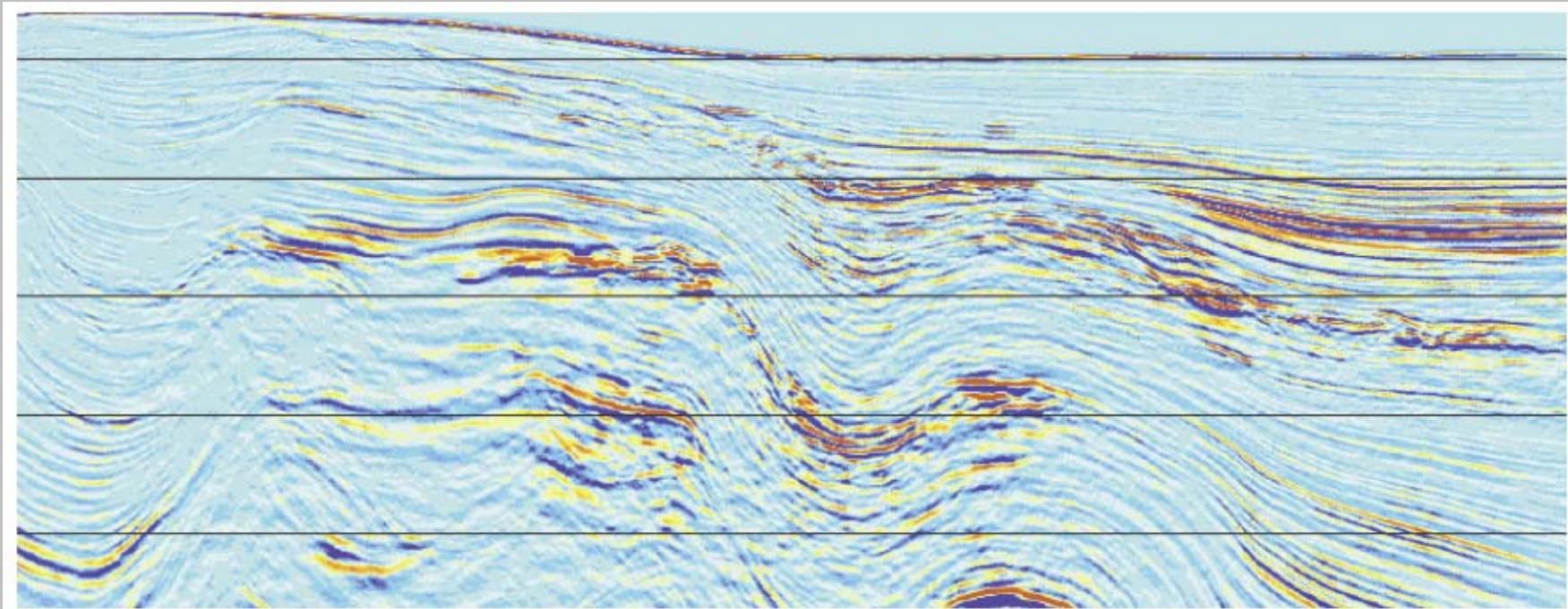
MARGE BRESILIENNE



CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

Les principaux pièges sont mixtes: stratigraphiques et structuraux!

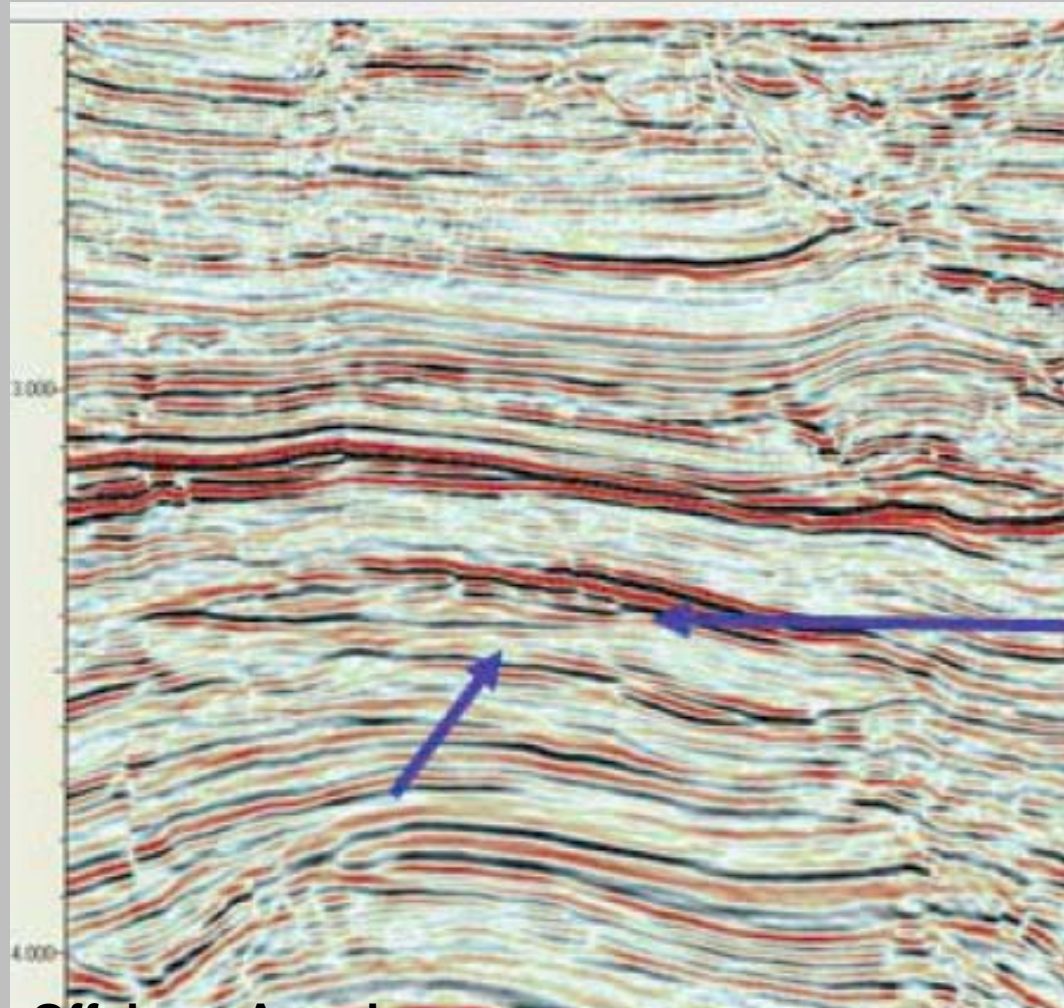


Offshore Angola

Amplitudes rouges=chenaux

CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD

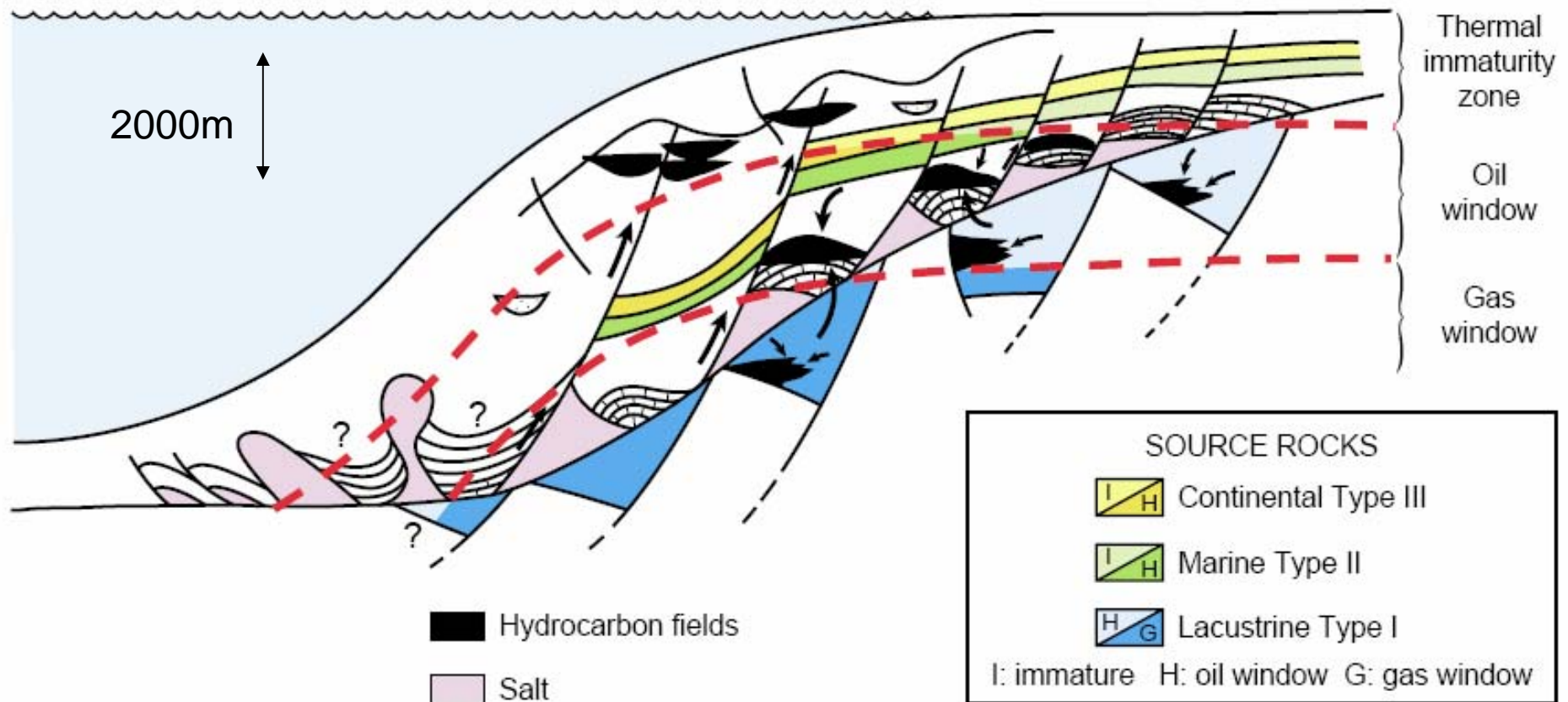


« Flat-spot » = réflecteur sismique horizontal représentant un contact fluide dans un réservoir (contact huile-eau, gaz-eau ou gaz-huile)

Offshore Angola

CHAPITRE VIII- Systèmes pétroliers et contexte géodynamique

VIII-2 LES SYSTEMES PETROLIERS DE RIFT ET DE MARGE PASSIVE: L'EXEMPLE DE L'OFFSHORE PROFOND DE L'ATLANTIQUE SUD



Eléments des systèmes pétroliers de l'offshore Atlantique-Sud