

# **Transferts en milieux poreux Applications industrielles**

## **Production des réservoirs pétroliers**

A. Kamp (1) et P. Egermann (2)

1: Centre Huile Lourde Ouvert & Expérimental (CHLOE)

2: Gaz de France

Cours ENSEEIHT 2007

### **Objectifs du cours**

---

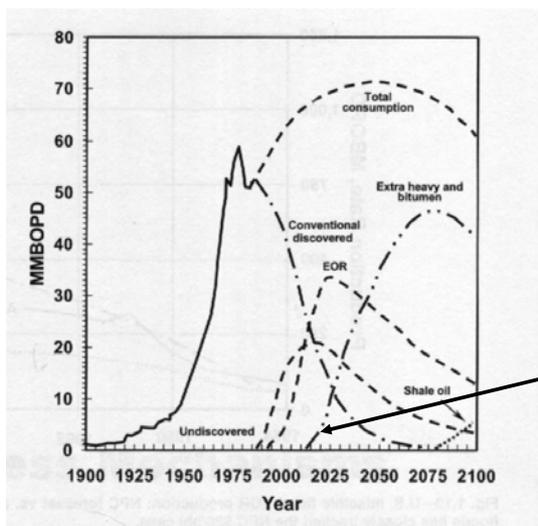
- Introduction aux métiers de l'ingénierie de réservoir
- Connaître et utiliser les propriétés pétrophysiques utiles pour décrire le réservoir
  - statiques: état initial (quantités en place)
  - dynamiques: exploitation (quantités récupérables)
- Méthodes de mesure des principaux paramètres et leurs applications pratiques (rappels selon les besoins)
- Comprendre l'impact de la pétrophysique sur les choix de développement du réservoir (exercices)

## Plan

- Séance 1
  - Introduction à la modélisation de réservoir
    - Contexte général sur l'utilisation des énergies fossiles
    - Qu'est qu'un réservoir d'hydrocarbure ?
    - L'ingénierie de réservoir
  - Évaluation des quantités en place
    - Prise en compte d'une zone de transition
    - Exercice 1 : impact sur les accumulations - forage
- Séance 2
  - Comportement dynamique du réservoir
    - Les différentes périodes – moyens de prédiction
    - Exercice 2 : récupération en déplétion primaire
  - Techniques de récupération améliorée
    - Les différents procédés existants
    - Exercice 3 : récupération par injection d'eau

### Séance 3 : Récupération des huiles lourdes

## Les enjeux liés aux approvisionnements (1)



**EOR = Enhanced Oil Recovery**

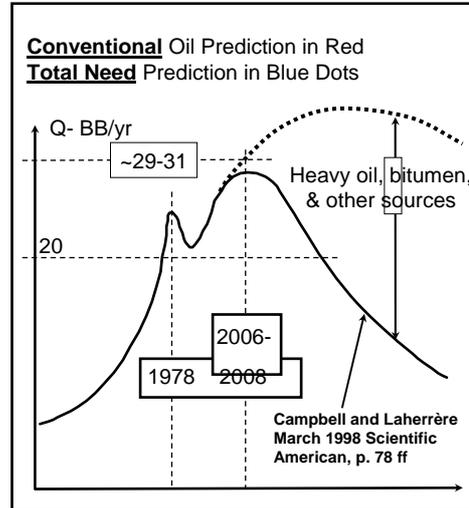
**Undiscovered =  
Offshore profond,  
piémonts, Moyen Orient, ..**

**Large contribution  
attendue de la  
production des huiles  
lourdes et de l'EOR**

## Une courbe d'évolution plus récente ...

- prédictions 2001:
  - Demande +1.5%/yr
  - Moins de renouvellement
  - Pic de prod attendu vers ~2006-2008
  - Middle East : représente 30%, 50% vers 2011

Degré de prédiction de ces courbes (cf estimations de 1985)

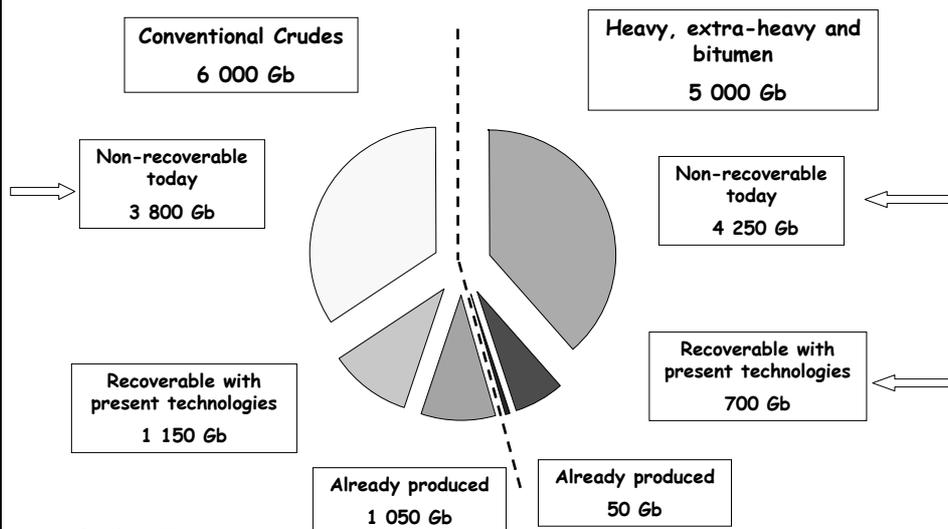


(2001)

5

Cours N7 2007 – séance 1 Production des réservoirs pétroliers

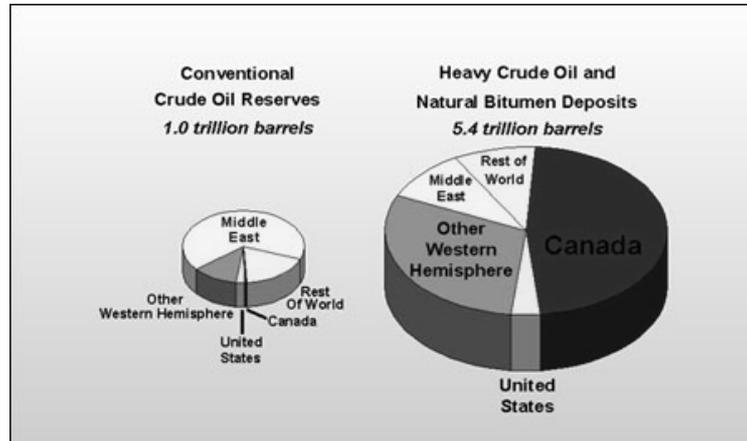
## Ressources disponibles



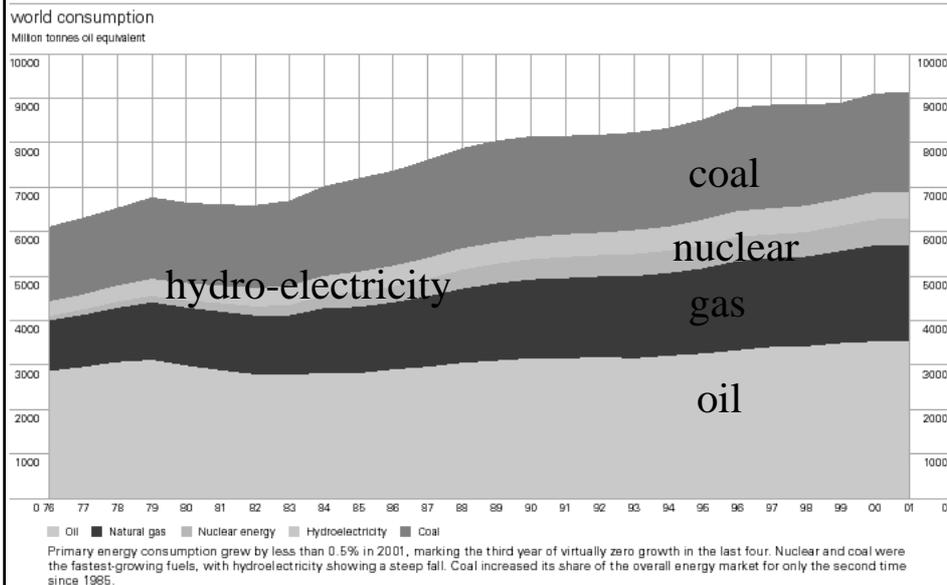
Armelle Sanière, IFP

6

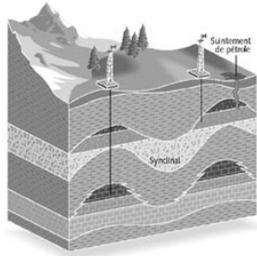
## Les enjeux liés aux approvisionnements (2)



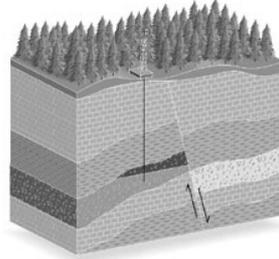
## Evolution de la consommation mondiale en énergie



## La nature des réservoirs pétroliers

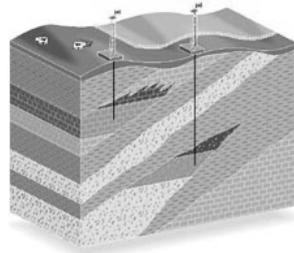


**Anticlinal**

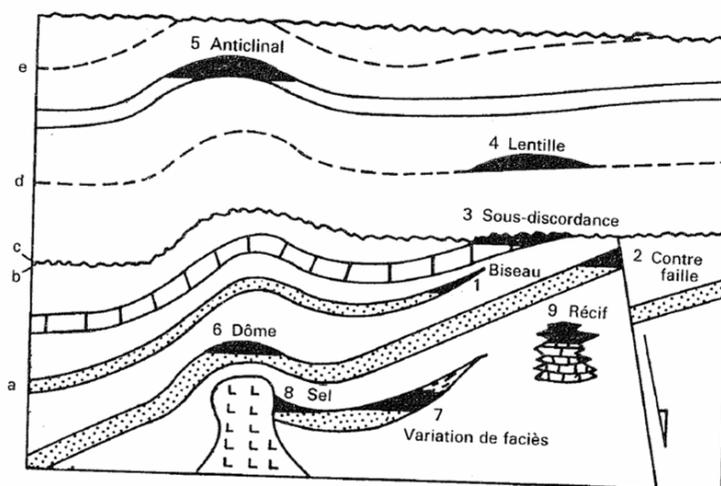


**Faille non  
Communicante**

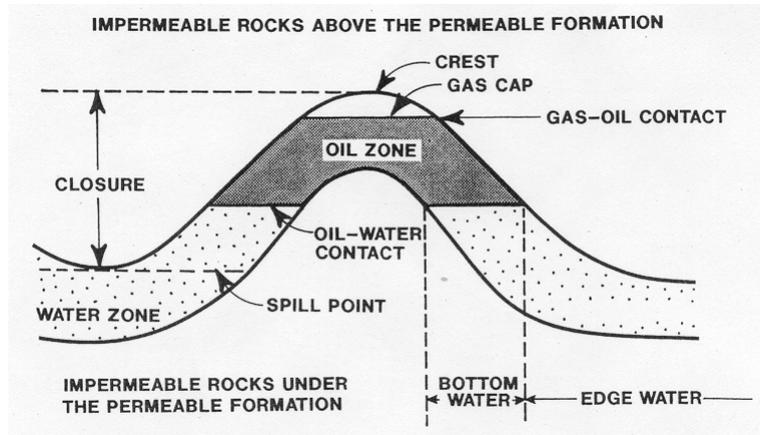
**Pinchout**



## Autres types de piège rencontrés



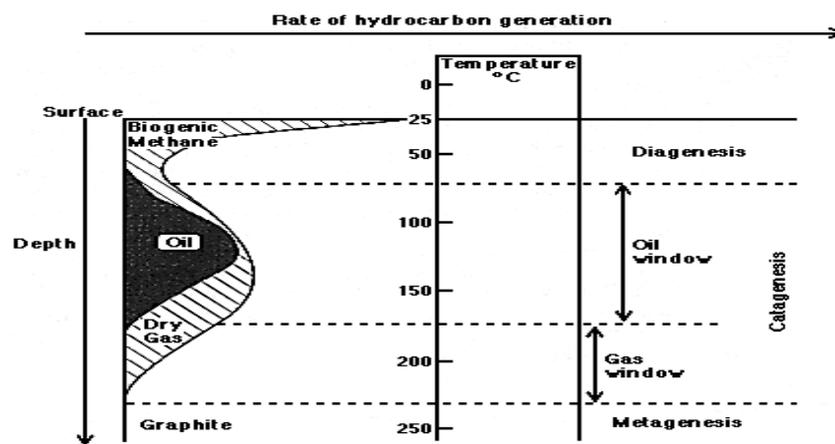
## RESERVOIR CROSS-SECTION



*Porous and permeable formation surrounded by impermeable rocks,*

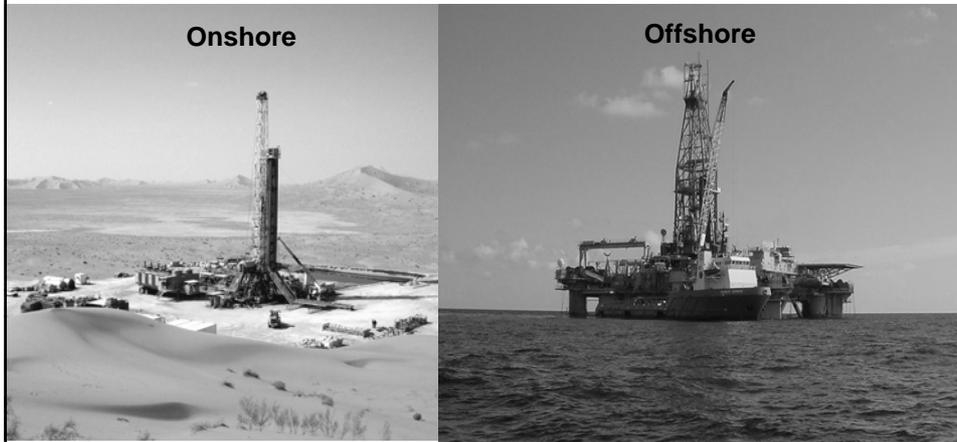
*Tiab and Donaldson, 1996*

## Formation des hydrocarbures

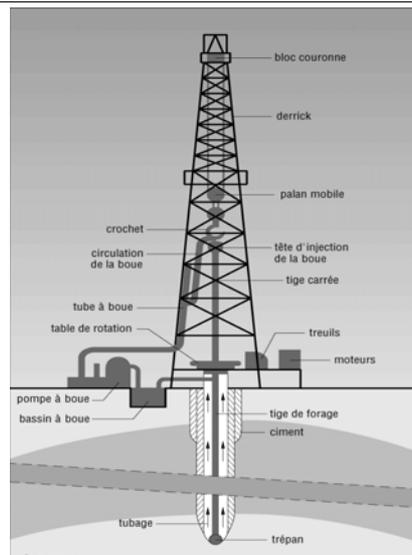


**A partir de la roche mère  
constituée de matière organique**

## Moyens d'exploration



## Un rig de forage



DIRECTIONAL.MPG

## Les différents outils de forage

**tricônes**

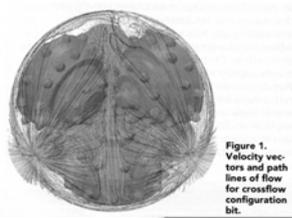


Figure 1. Velocity vectors and path lines of flow for crossflow configuration bit.

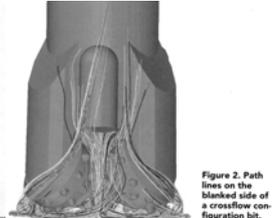
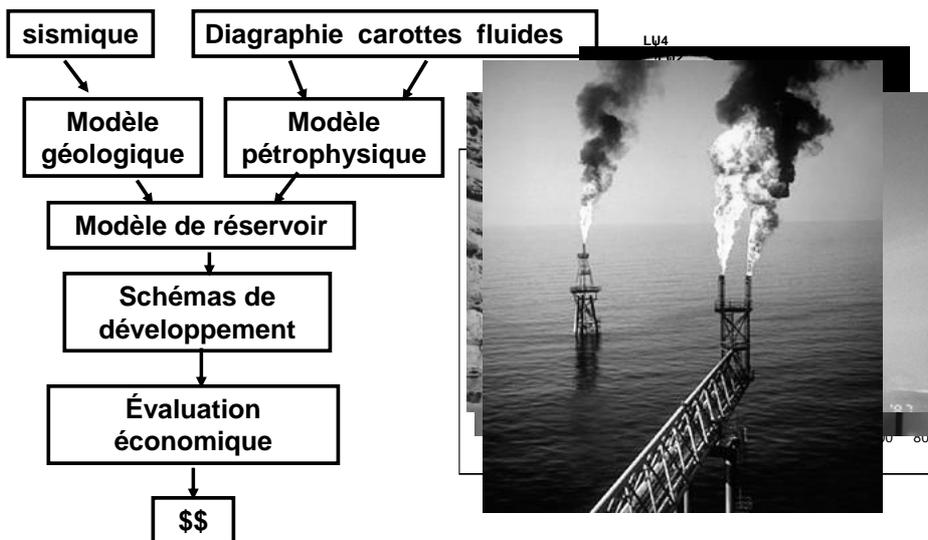


Figure 2. Path lines on the blanked side of a crossflow configuration bit.

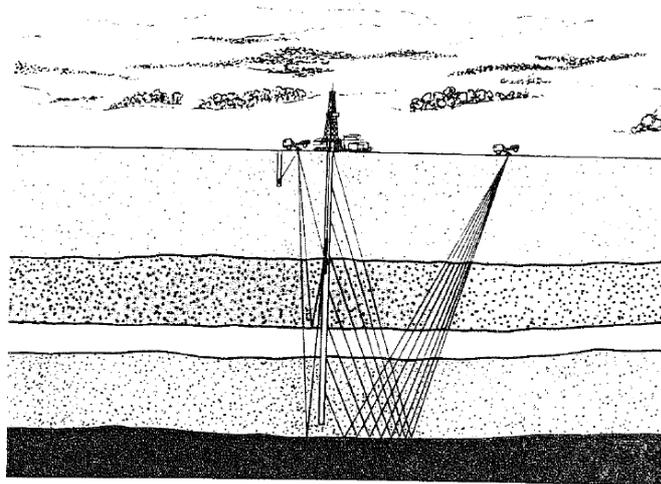
**Monoblocs**



## L'évaluation des réservoirs : une approche intégrée



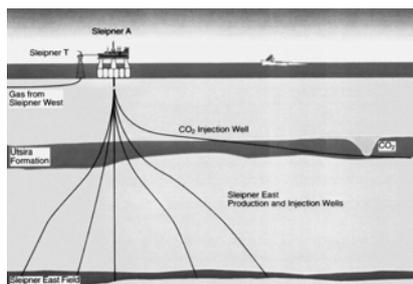
## Acquisition de données sismiques



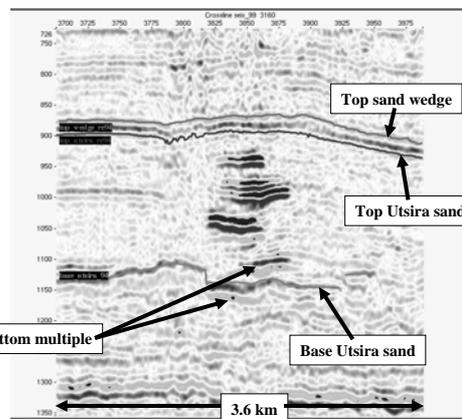
Cartographie  
du sous - sol

3DSEISMIC.MPG

## Sleipner : CO2 extension



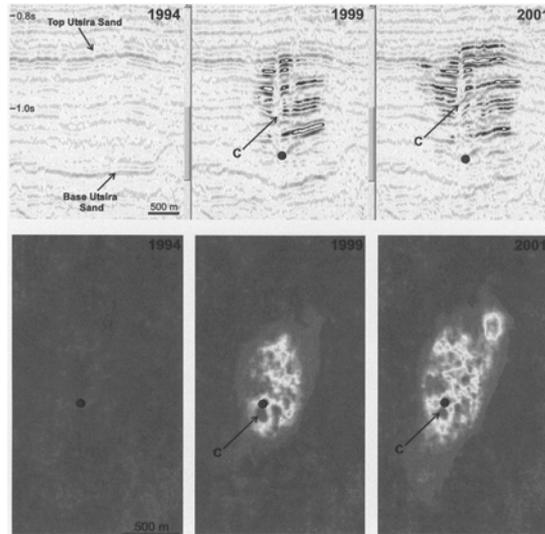
Gas replacing water  $\Rightarrow$  huge amplitude variations



Estimation of the Mass of Injected CO2  
at Sleipner  
Using Timelapse Seismic Data

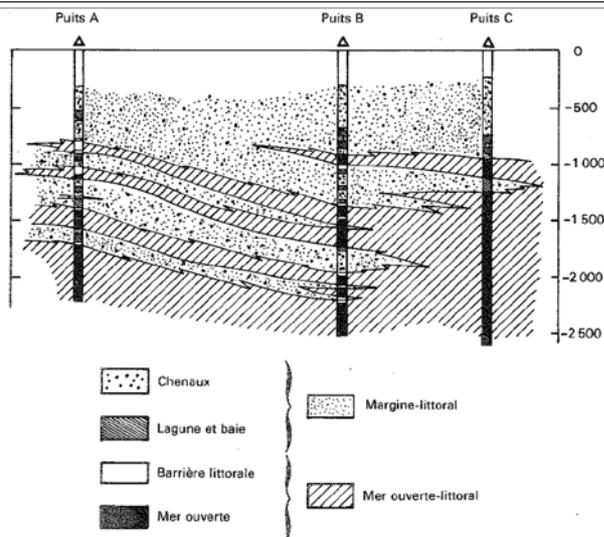
EAGE meeting - 2002

### Sleipner 1996/1999/2001



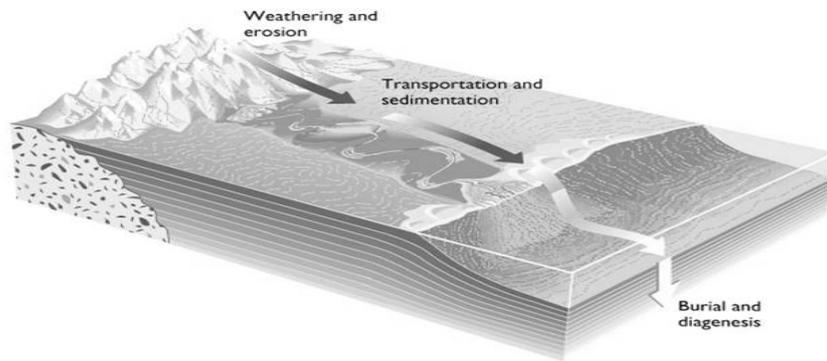
Chadwick R.A., Arts R. and Eiken O., 2005, 4D seismic quantification of a growing CO2 plume at Sleipner, North Sea, 6th Petroleum Geology Conference, Proc. 1-15

### Difficultés de corréler entre puits



**Lien réalisé à partir  
d'un modèle  
géologique fin  
sédimentologie  
géostatistique**

## Modélisation géologique



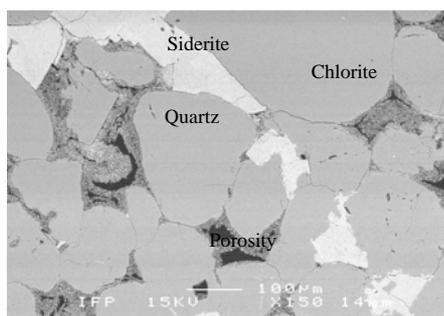
**Reconstituer l'histoire du réservoir pour mieux  
appréhender ses hétérogénéités**

**Utilisation d'une approche multi-échelle : lames  
minces, sismique, affleurements, ...**

Cours N7 2007 – séance 1 Production des réservoirs pétroliers

21

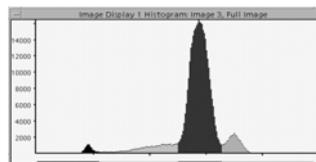
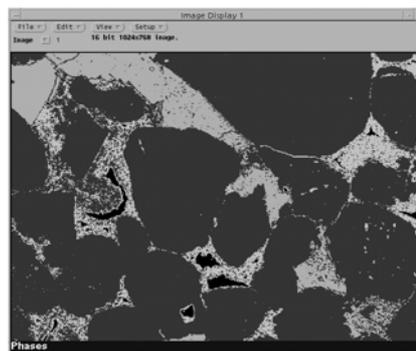
## S.E.M. image analysis



Results of segmentation (pixels belonging to different classes are represented by different gray levels) enables an estimation of the fraction area of each class (or mineral) in the image.

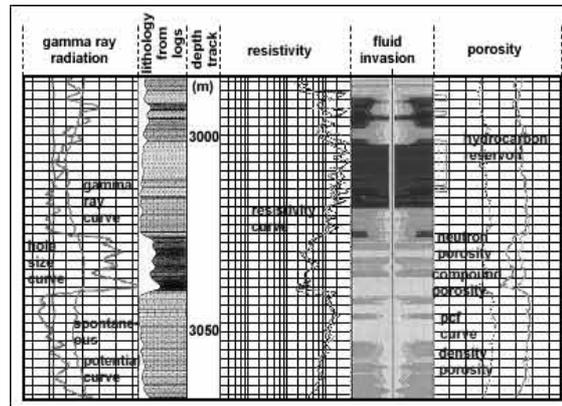
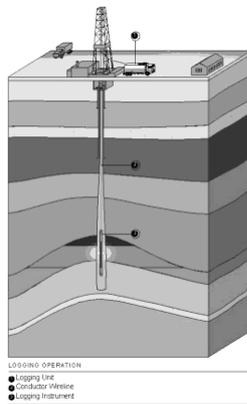
Area fraction: Image 1, Full Image		
low	high	% area
0	53	1.94
60	140	9.11
141	203	79.02
204	245	9.93

Cours N



22

## logging



## Études sur carottes

- L'acquisition des données pétrophysiques coûte cher
  - Carottage (temps de rig)
  - Coût des mesures
- L'acquisition des données pétrophysiques est longue
  - effort logistique depuis le puits jusqu'au laboratoire
  - les expériences peuvent être longues
    - équilibres capillaires (plusieurs mois)
    - interprétation des résultats



**Seul moyen de disposer de mesures fiables**

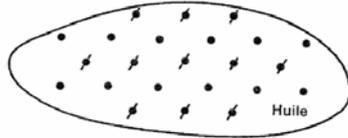
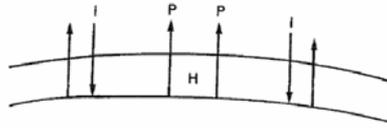
## La pétrophysique

- Étude des propriétés physiques des roches
  - propriétés statiques:
    - capacités de stockage: la porosité, saturations
    - compressibilité
    - mesures électriques:  $a$ ,  $m$ ,  $n$
    - mouillabilité
    - pression capillaire
  - propriétés dynamiques:
    - capacité d'écoulement d'un fluide seul ou de plusieurs fluides:
      - la perméabilité
      - les perméabilités relatives

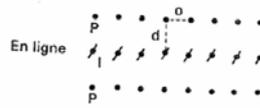
## Les champs d'huile ....



## Mode d'injection five – spot ou line-drive



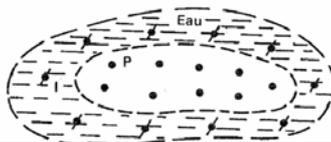
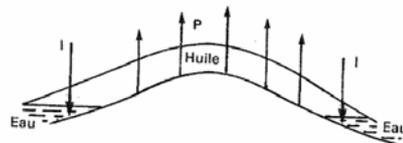
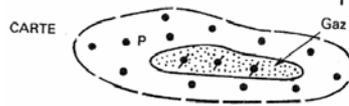
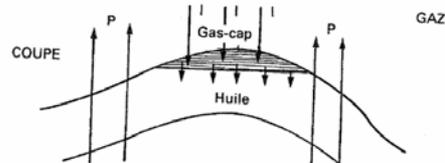
### IMPLANTATION DES PUIITS



Seven-spot



## Mode d'injection périphérique



## La pétrophysique: plusieurs sources et échelles

### Les carottes

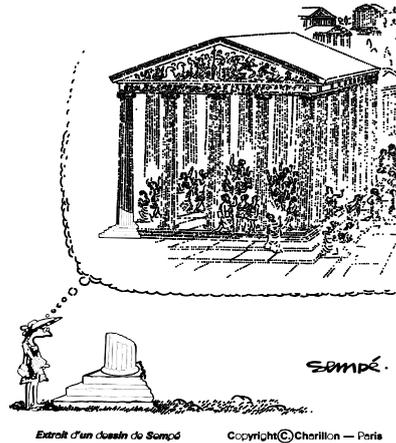
cm, discontinue

### Les logs

30 cm, continue

### Les essais de puits

mètre, discontinue



## Définitions générales

### Questions majeures d'un opérateur

- Accumulations
  - quantité initiale d'hydrocarbures (huile ou gaz) en place (calculée dans les conditions de stockage)
- Réserves
  - quantité récupérable d'hydrocarbures. Production cumulée finale
  - coefficient de récupération = Réserves / Accumulations
- Profils de production
  - temps nécessaire pour produire les réserves (nombre de puits)

## Notion de pression capillaire

$$P_c = P_A - P_B = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

$$P_A = P_{atm}$$

$$P_B = P_{atm} - h(\rho_w - \rho_{air})g$$

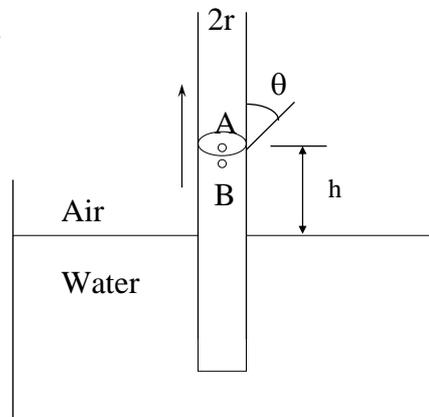
$$P_c = h(\rho_w - \rho_{air})g$$

Dépend

mouillabilité

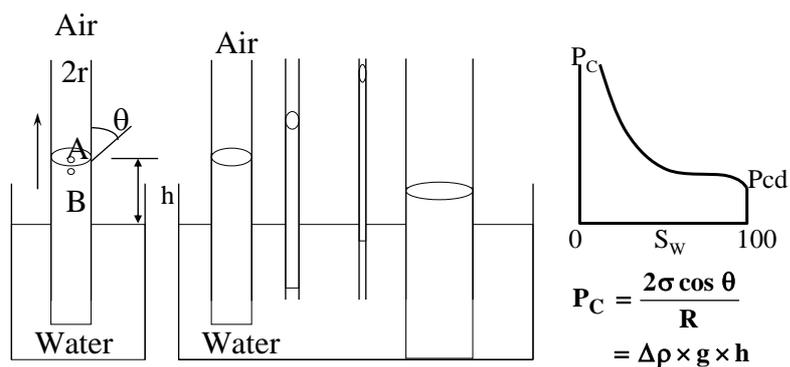
Diamètre du pore

Tension interfaciale



La pression capillaire correspond à la différence de pression entre deux fluides en équilibre dans un capillaire

## Pression capillaire dans un milieu poreux



Milieu poreux modélisé par une distribution de tubes capillaires de différents diamètres

Pour une  $P_c$  donnée ( $h$ ), tous les pores de rayon  $r < R$  sont remplis de fluide mouillant

## Unités

<i>Units</i>	<i>SI</i>	<i>CGS</i>	<i>Practical</i>
$Q$	$\text{m}^3/\text{s}$	$\text{cm}^3/\text{s}$	$\text{cm}^3/\text{s}$
$A$	$\text{m}^2$	$\text{cm}^2$	$\text{cm}^2$
$P$	<b>Pa</b>	<b>baryes</b>	<b>atm</b>
$L$	<b>m</b>	<b>cm</b>	<b>cm</b>
$\mu$	<b>Pa.s</b>	<b>poises</b>	<b>cp</b>
$\sigma$	<b>N/m</b>	<b>dynes/cm</b>	
$K$	$\text{m}^2$	<b>perm</b>	<b>Darcy</b>

1 bar = 14.5 psi

1 Atm = 14.7 psi

1 in = 0.0254 m

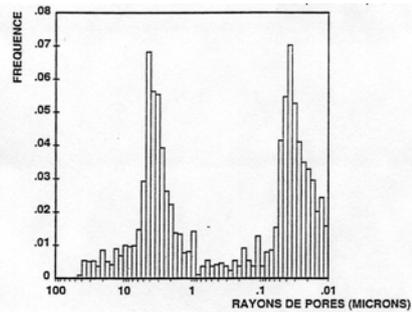
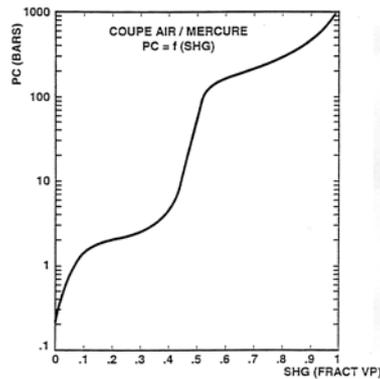
1 ft = 0.3048 m

## Pression capillaire: méthodes expérimentales

- Porosimétrie mercure
  - injection de mercure pour la distribution de taille de pore 
  - fortes pressions (1000 bar)
  
- Membrane semi perméable 
  - conditions ambiantes ou réservoirs
  - fluides modèles ou gisements
  
- Centrifugation 
  - conditions ambiantes

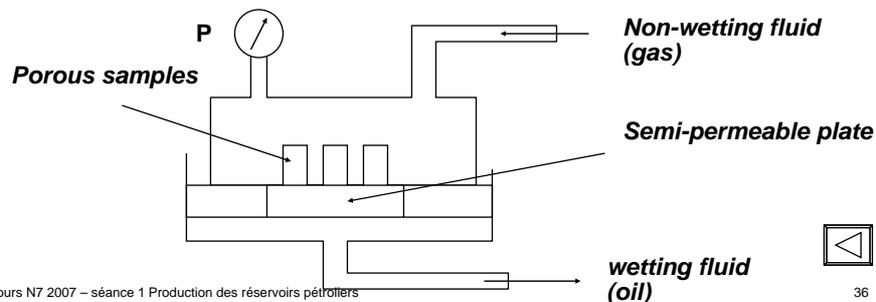
## Pression capillaire: porosimétrie mercure

- rapide (2 jours)
- diamètre des pores
- MAIS le système Hg / vide pas représentatif
  - mouillabilité, piégeage des phases, etc ...



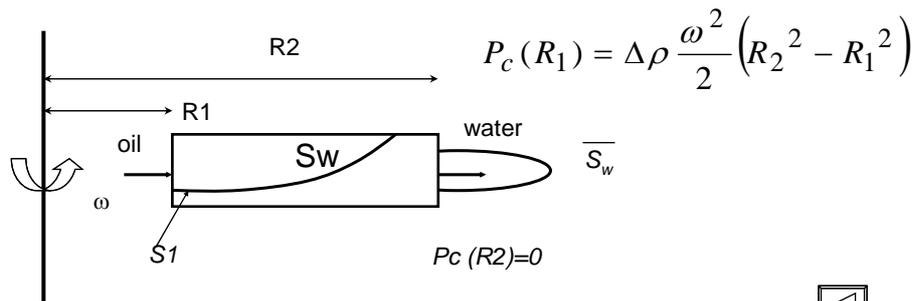
## Pression capillaire: membrane semi perméable

- Plus souple du point de vue utilisation
  - conditions opératoires et fluides
  - meilleure représentativité
- MAIS très long pour obtenir les équilibres capillaires (plusieurs mois)



## Pression capillaire: centrifugation

- Bonne représentativité
- Rapide (de l'ordre d'une semaine)
- MAIS pas en conditions de réservoir



## Passage conditions laboratoire / réservoir

- Souvent obtention d'une  $P_c$  en condition ambiante avec des fluides modèles
  - Correction nécessaire pour être représentatif des conditions de fond

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

- distribution de  $r$  identique
- si on considère qu'il n'y a pas de problèmes de représentativité de la mouillabilité,  $\cos \theta$  identique
- $\sigma$  à corriger

$$P_c^{\text{res}} = P_c^{\text{labo}} \frac{\sigma^{\text{res}} \times \cos \theta^{\text{res}}}{\sigma^{\text{labo}} \times \cos \theta^{\text{labo}}}$$

## CAPILLARY PRESSURE

Corrélation des données expérimentales

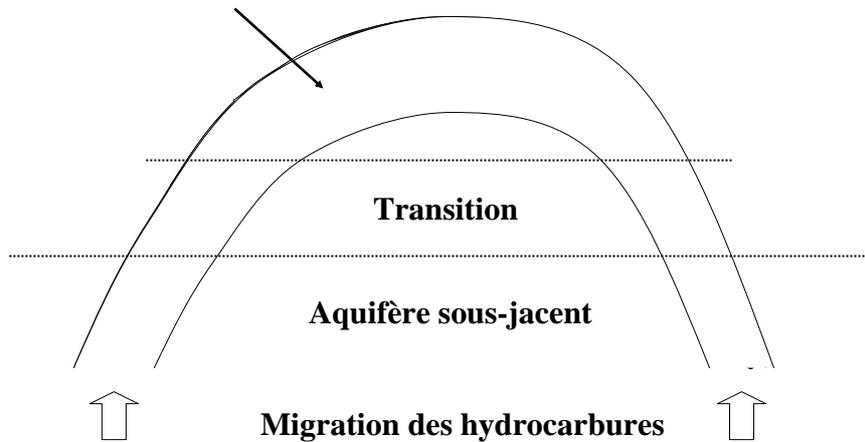
$$J(S_w) = (P_c / \sigma \cos \theta) \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

**Leverett 's J function : reduced capillary pressure function**

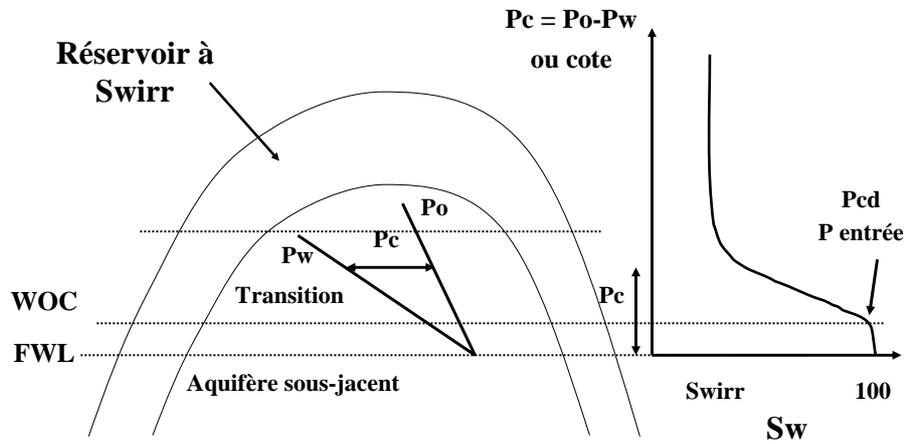
- **Successful in correlating  $P_c$  data for a specific lithologic type within the same formation**
- **Cannot capture the structure differences from one rock-type to another**
- **Not of general applicability (especially in carbonates)**

## Zone de transition (1)

Réservoir à Swirr



### Zone de transition (2)

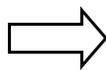


WOC = Water Oil Contact ( $S_w=1$ )

FWL = Free Water Level ( $P_c=0$ )

### Zone de transition (3)

- Évaluation à partir de la courbe de  $P_c$ 
  - $P_c$  drainage obtenue au laboratoire
  - Correction pour restituer les conditions réservoirs
  - $P_c(h) = \Delta\rho \times g \times h$  à partir du plan de capillarité nul
  - $P_c(S_w)$  connu



**$S_w = f(h)$**   
**Calcul des accumulations**



**Si la référence de cote est le FWL:  $P_c = \Delta\rho \times g \times h$**   
**Si la référence de cote est le WOC:  $P_c - P_{cd} = \Delta\rho \times g \times h$**

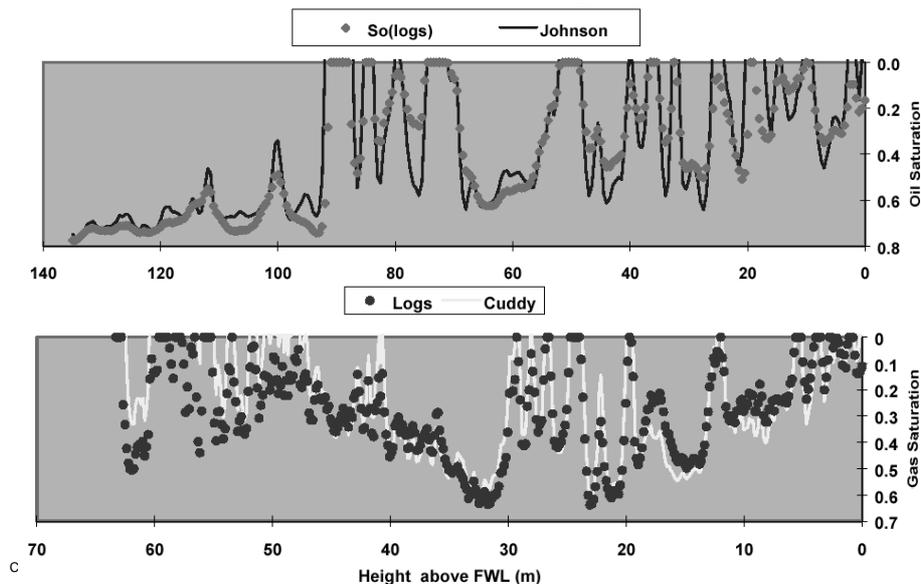
## Mesures électriques

- Mesures de résistivité importantes car réalisées sur l'ensemble des puits
  - donnent des informations sur le réservoir
    - Roche: isolant
    - hydrocarbures: bonne résistivité
    - Eau: faible résistivité
  - résistivité totale dépend donc des saturations et de la porosité

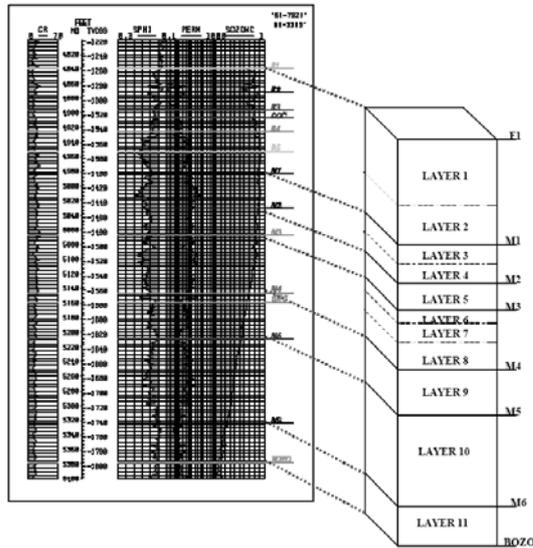


**Calcul de  $S_w$  possible  
mais besoin de calibration par  
des mesures en laboratoire**

## Exemples sur des cas réels



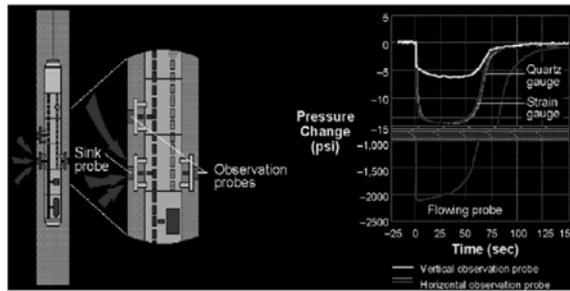
## Exemple d'un réservoir "tight" assez homogène



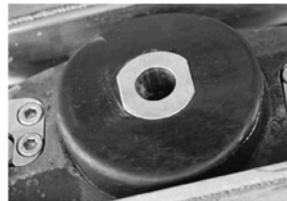
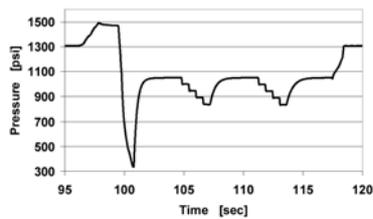
Cours N7 2007 – séance 1 Producti

45

## Dispositifs de prise de pression et de mesure de K



Domzalski et al. 2003

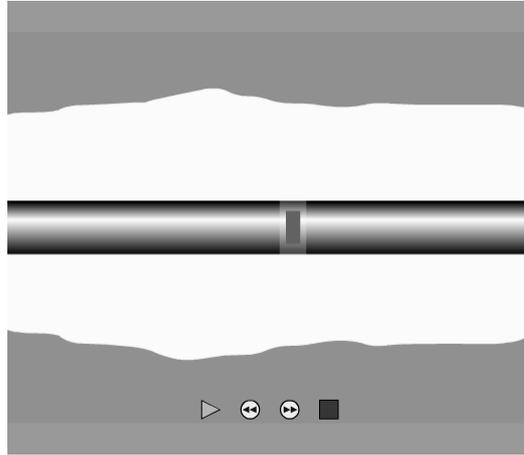


Cours N7 2007 – séance 1 Production des réservoirs pétroliers

Meister et al. 2003

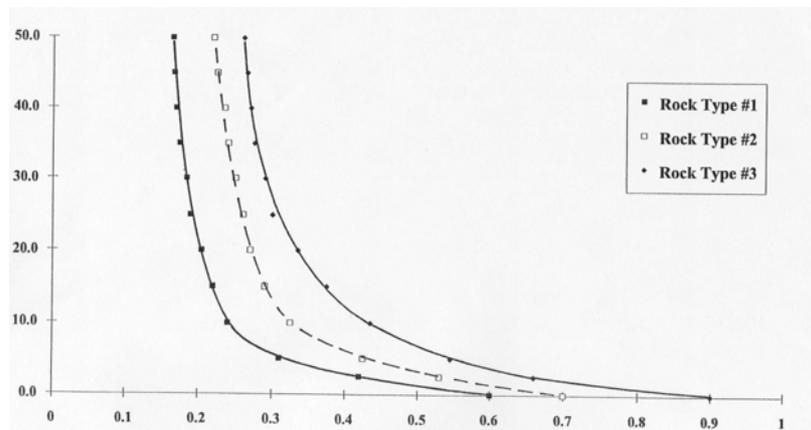
46

## Principe du dispositif de prise de pression



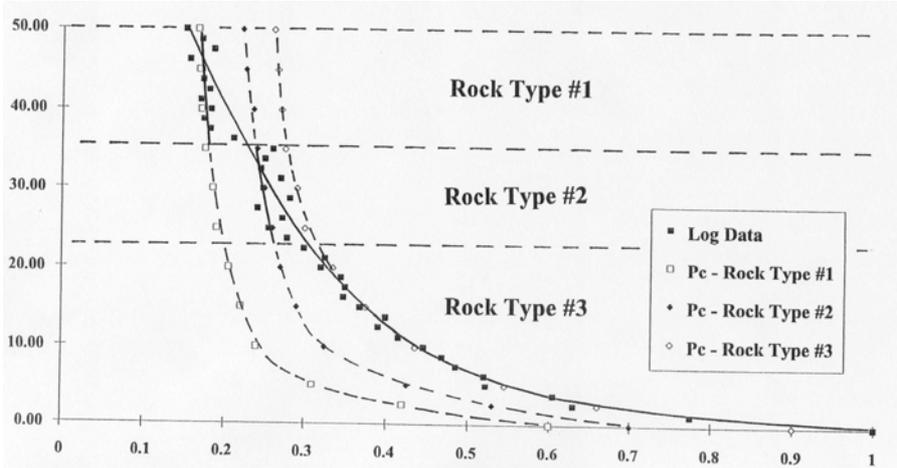
## RECONCILING $S_w$ DATA

### *Different capillary pressures for different rock-types*



## RECONCILING Sw DATA

### Reconciling Sw from Logs and capillary pressure data



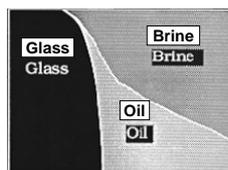
Slides additionnels concernant la mouillabilité des roches de réservoir et leur impact sur les propriétés d'écoulement

## Importance de la mouillabilité

- Conditionne
  - Distribution des fluides dans le milieu poreux
    - Perméabilités relatives
    - Pressions capillaires
    - Saturations résiduelles (récupérations : film du micromodèle)
- Dépend de
  - la composition de l'huile, de l'eau
  - la minéralogie
  - des conditions réservoirs (P, T)
  - épaisseur du film d'eau ( $S_{wi}$ )

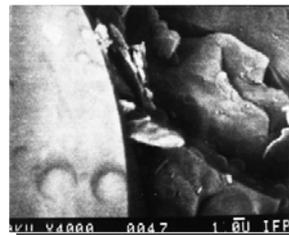
## Mouillabilité des réservoirs

- Jusque vers la fin des années 70
  - Ensemble des réservoirs considéré mouillable à l'eau
- Travaux de Elf, BP, Amoco ont démontré l'existence de réservoirs plutôt mouillables à l'huile
- Consensus actuel
  - 2 / 3 des réservoirs sont plutôt mouillables à l'huile



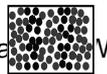
Robin, 2001

Oil-wet medium



## Type de mouillabilité

- Gaz / liquide
  - Gaz non mouillant
- Mouillable à l'eau (WW)
  - Eau tapisse les parois, l'huile au centre des pores
- Mouillable à l'huile (OW)
  - Huile tapisse les parois, l'eau au centre des pores
- Mouillabilité intermédiaire
  - Pas de préférence marquée pour un fluide
- Mouillabilité mixte
  - Une partie du réseau poreux WW, l'autre OW



## Quantification de la mouillabilité

- Angle de contact (estimation)
- Imbibition spontanée (estimation)
- Techniques de déplacement
  - Amott / Harvey Index
  - USBM index
- Perméabilités relatives (estimation)

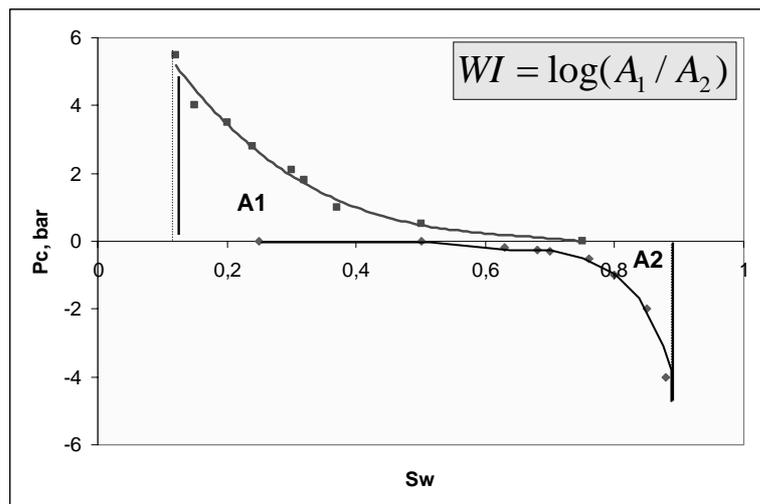
## Amott / Harvey Index

- Échantillon à 100% Sw
- Échantillon immergé dans de l'eau: imbibition spontanée,  $\Delta S_{ws}$
- Injection d'eau: imbibition forcée,  $\Delta S_{wf}$
- $\Delta S_{wt} = \Delta S_{wf} + \Delta S_{ws}$
- Échantillon immergé dans de l'huile: drainage spontanée,  $\Delta S_{os}$
- injection d'huile: drainage forcé,  $\Delta S_{of}$
- $\Delta S_{ot} = \Delta S_{os} + \Delta S_{of}$

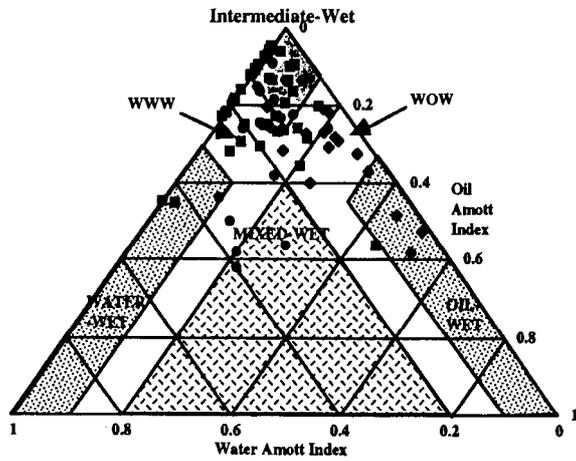
$$I_w = \frac{\Delta S_{ws}}{\Delta S_{wt}} \quad I_o = \frac{\Delta S_{os}}{\Delta S_{ot}}$$

$$WI = I_w - I_o$$

## USBM WETTABILITY TEST

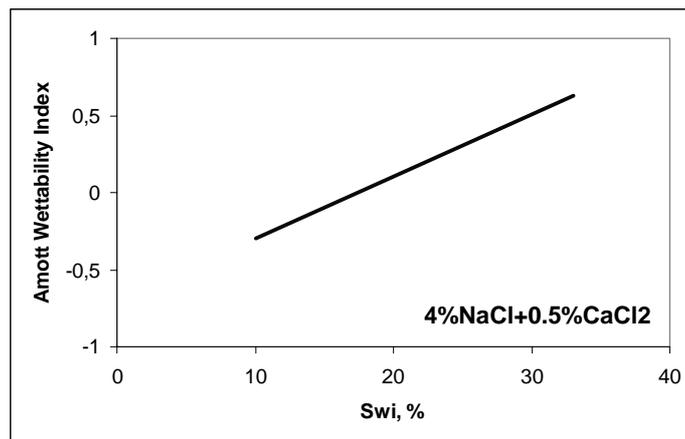


## Diagramme ternaire de mouillabilité



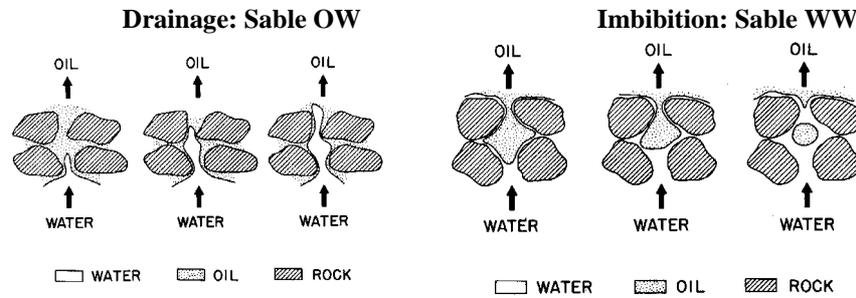
Prudhoe Bay field  
Jerauld & Rathmell  
SPERE 97

## Évolution de la mouillabilité avec Swi



Jadhunandan & Morrow, SPE 22597

## Mécanismes de déplacement



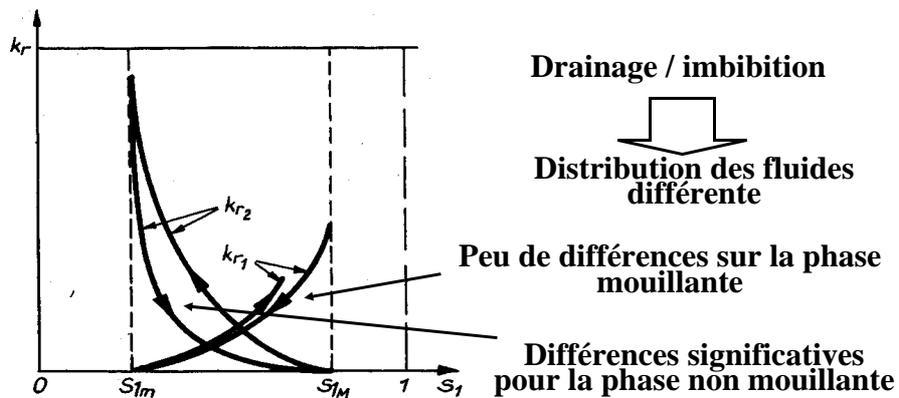
Craig, 1971

**Drainage = déplacement pour lequel la saturation de la phase non-mouillante augmente**

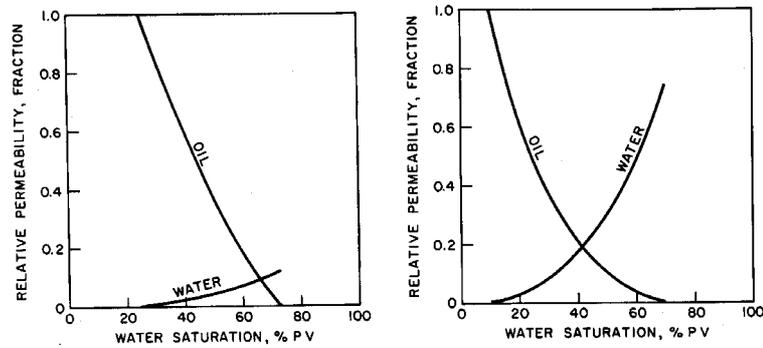
**Imbibition = déplacement pour lequel la saturation de la phase mouillante augmente**

## Hystérésis des $k_r$

- Différences observées entre un drainage (inj huile) et une imbibition (inj eau)



## Effet de la mouillabilité sur les $k_r$ (1)



**Augmentation de la valeur de  $k_{rw}$  à  $S_{orw}$   
Déplacement du point de croisement des deux courbes**

## Effet de la mouillabilité sur les $k_r$ (2)

**Règles du pouce de Craig:**

	<i>Water-wet</i>	<i>Oil-wet</i>
<i>Saturation irréductible en eau</i>	Généralement > 20-25 % PV	Généralement < 15%PV Souvent < 10%PV
<i>Point de croisement des courbes de <math>K_r</math></i>	> 50% $S_w$	< 50% $S_w$
<i><math>K_{rw}</math> à la saturation résiduelle en huile</i>	Généralement < 0.3	0.5 peut être supérieur à 1

**La plupart des réservoirs ont une mouillabilité intermédiaire**

### **Effet de la mouillabilité sur les kr (3)**

---

- Nécessité de s'assurer que la mouillabilité des échantillons est bien représentative
- Mais préservation des échantillons imparfaite
  - Dépôts d'asphaltènes
  - exposition possible à l'oxygène
- En générale, la mouillabilité est restaurée
  - Nettoyage, mise en Swi
  - Balayage avec l'huile du réservoir
  - vieillissement à P et T pendant 3 semaines au moins
  - Comparaison des résultats avec un échantillon préservé