

# Contexte général de la migration des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire

---

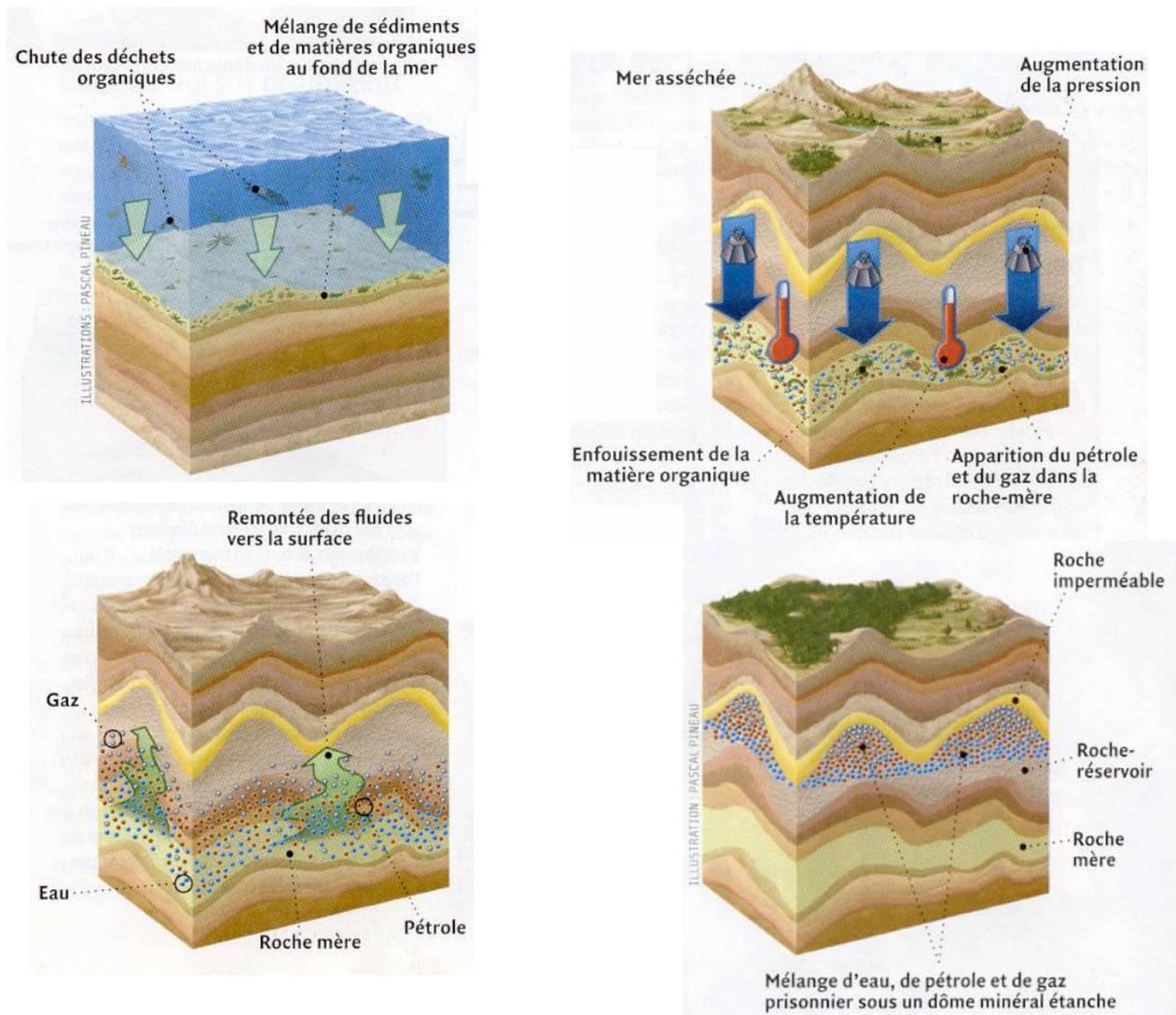
## 2.1 Système pétrolier

### 2.1.1 Définition d'un bassin

Un bassin sédimentaire est formé d'un ensemble de couches géologiques qui se déposent au cours du temps depuis l'âge de début de formation du bassin jusqu'à l'âge actuel. Chaque couche est composée de sédiments.

La durée de formation d'un bassin sédimentaire varie entre quelques millions d'années et quelques centaines de millions d'années. Spatialement, un bassin peut s'étendre sur plusieurs centaines de kilomètres, son épaisseur pouvant atteindre quelques kilomètres. Les couches qui le constituent ont une épaisseur de l'ordre de la centaine de mètres. La géométrie du bassin peut évoluer au cours du temps par **compaction** (le poids des couches supérieures comprime les couches inférieures réduisant leur épaisseur et leur porosité), par **érosion** (suppression partielle ou totale d'une ou plusieurs couches) ou par mouvement tectonique.

Les sédiments déposés sont poreux et remplis d'eau. Cette eau a la capacité de s'écouler dans le réseau poreux sous l'effet de gradients de pression. Certaines couches sont composées de sédiments contenant de la matière organique sous forme solide (le kérogène). Elles sont identifiées comme des **roches-mères**. Cette matière organique a pu se préserver au cours de son enfouissement et avec l'augmentation de la température, il se produit des réactions chimiques qui transforment lentement le kérogène en hydrocarbures. Ce phénomène est appelé craquage thermique. Après leur expulsion de la roche-mère, les hydrocarbures se déplacent dans des couches plus poreuses et perméables (appelées **drains**) jusqu'à ce qu'ils s'accumulent sous une barrière imperméable (ou **couverture**) pour former des **réservoirs**. La figure 2.1 illustre de manière schématique la vie d'un bassin.



**Figure 2.1** : Schéma de la vie d'un bassin. Source : Pineau.

Un **système pétrolier** est composé de plusieurs éléments favorables à la formation d'une accumulation d'hydrocarbures :

- une roche-mère qui a engendré et expulsé des hydrocarbures,
- un drain qui a pu recueillir et faire migrer ces hydrocarbures,
- un réservoir, i.e., une couche poreuse et perméable, capable d'accumuler des hydrocarbures,
- une couverture qui agit comme une barrière et empêche la fuite des hydrocarbures accumulés,
- un piège, i.e., une zone du sous-sol présentant une forme à géométrie fermée suffisamment grande pour accumuler des quantités importantes d'hydrocarbures.

D'autres conditions doivent également être réunies afin d'avoir une accumulation d'hydrocarbures. La roche-mère doit être suffisamment enfouie afin d'être thermiquement mature. De plus, le piège doit être formé avant la migration des hydrocarbures sinon ces derniers peuvent atteindre la surface sans former d'accumulation. Enfin, les hydrocarbures, une fois piégés, ne doivent pas subir de dégradation au cours du temps, il faut de bonnes conditions de conservation.

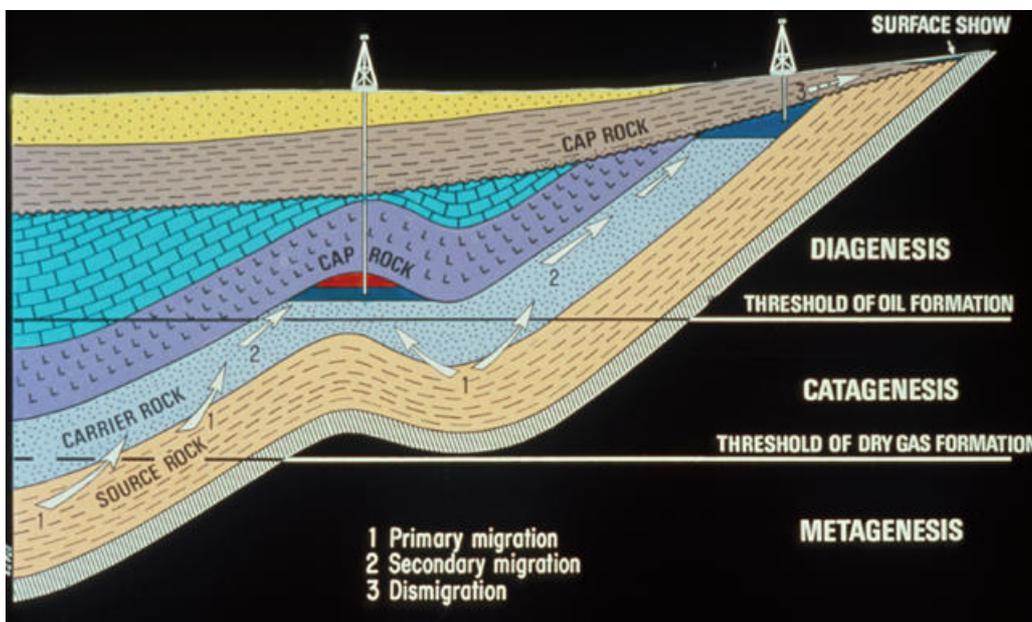
## 2.1.2 Génération et migration des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont générés à partir d'une partie de la roche solide qui est insoluble dans des solvants organiques et appelée kérogène dans laquelle de la matière organique est piégée. Le kérogène se forme au cours des dépôts de sédiments à partir d'organismes plus ou moins altérés présents dans le milieu de sédimentation ou transportés par des fleuves ou des courants marins. Il est le résultat de la transformation de sédiments d'origine vivante par les bactéries dans les premiers mètres de leur enfouissement. Au cours de l'histoire géologique, ces sédiments vont être recouverts par d'autres sédiments et s'enfoncer progressivement à l'intérieur du bassin.

Avec la profondeur, la température augmente. Lorsqu'elle se trouve entre 60°C et 120°C, les macromolécules de kérogène se cassent en molécules plus courtes composées uniquement de carbone et d'hydrogène : les hydrocarbures. Lorsque les quantités d'huile et de gaz générées sont suffisamment importantes, les hydrocarbures sont expulsés hors des roches-mères. Cette expulsion est appelée **migration primaire**.

Sous l'effet combiné de la pression du fluide, de la gravité et du gradient de pression capillaire, ces hydrocarbures peuvent migrer et s'accumuler sous une roche couverture (roche imperméable bloquant la progression des hydrocarbures). Cette seconde étape constitue la **migration secondaire**. Enfin, il arrive parfois que les hydrocarbures arrivent au bout d'un certain temps à traverser la roche couverture pour gagner d'autres zones d'accumulation ou parvenir en surface. On parle alors de migration tertiaire ou de **dysmigration**.

La figure 2.1 illustre de manière schématique les différents types de migration.



**Figure 2 :** Schéma des différents types de migration (d'après Tissot et Welte (1984)).

**Remarque.** Le craquage du kérogène, appelé également craquage primaire, aboutit à la création d'hydrocarbures, mais aussi de CO<sub>2</sub>, d'eau. Une variété spécifique de kérogène peut même se transformer en charbon. Les hydrocarbures créés peuvent à leur tour subir une transformation sous l'effet de la température. Ce craquage, appelé craquage secondaire, produit des hydrocarbures mais aussi du bitume, des asphaltènes ainsi que des gaz inertes et acides. Les composés non-hydrocarbures sont généralement retenus dans la roche et ne migrent pas.

Dans la suite de cette thèse, nous tenons compte uniquement des hydrocarbures produits par craquage primaire et nous n'aborderons pas le traitement des hydrocarbures non-conventionnels comme des sables ou des schistes bitumineux.

### 2.1.3 Types de pièges

Un piège, i.e. un volume fermé important, est nécessaire pour constituer une accumulation d'hydrocarbures. Il en existe plusieurs types :

- **les pièges structuraux** : ils présentent une géométrie fermée, causée par des déformations des roches. Les pièges anticlinaux et les pièges contre failles sont les plus connus. Dans le premier cas, les hydrocarbures s'accumulent sous l'anticlinal jusqu'à ce qu'ils atteignent un point de fuite (par débordement) pour continuer ensuite à migrer. Dans le deuxième cas, les fluides circulant dans une couche perméable sont coincés sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement des couches à la faveur d'une faille (Figure 2.3).

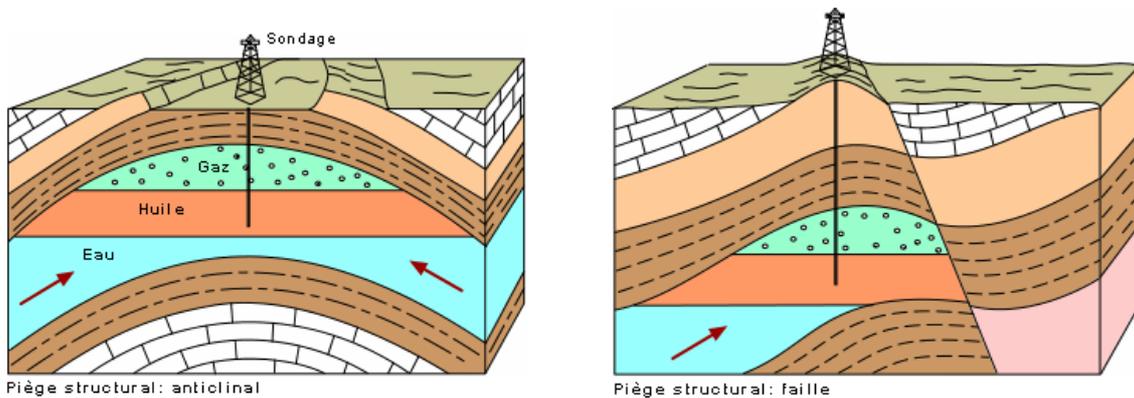


Figure 2.3 : Schémas de pièges structuraux.

- **les pièges stratigraphiques** : ils ne possèdent pas de géométrie fermée. La migration se trouve bloquée par une variation latérale de la qualité du réservoir, qui évolue vers une roche imperméable et permet ainsi éventuellement la formation d'accumulations d'hydrocarbures. Pour traverser ce type de piège, les hydrocarbures doivent s'accumuler suffisamment jusqu'à ce qu'ils arrivent à percer la roche imperméable (Figure 2.4).

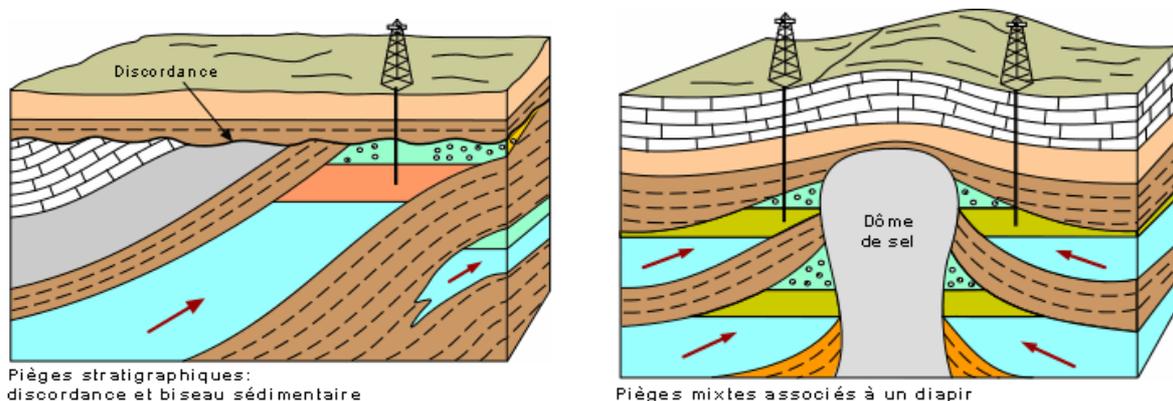


Figure 2.4 : Schémas de pièges stratigraphiques.

La plupart des plus grands gisements sont logés dans des pièges anticlinaux (pièges structuraux). On trouve aussi des pièges sur faille ou mixtes anticlinal-faille, des pièges formés par la traversée des couches par un dôme salin, ou encore créés par un récif corallien fossilisé. Il existe également des pièges diagénétiques c'est-à-dire des pièges stratigraphiques ayant pris naissance pendant le dépôt ou la diagénèse de la roche réservoir.

#### 2.1.4 Réservoir

On appelle **réservoir** une formation du sous-sol, poreuse et perméable (généralement des grès ou des carbonates), renfermant une accumulation naturelle d'hydrocarbures, limitée par une barrière de roches imperméables (généralement des argiles ou des évaporites). Un réservoir est caractérisé par :

- sa **porosité** : rapport entre le volume des pores et le volume total du milieu. Elle caractérise la capacité de stockage de la roche.
- sa **perméabilité** : aptitude d'une roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Cette aptitude varie en fonction de la direction de l'écoulement.

L'état de remplissage d'un réservoir est décrit par les saturations, i.e. les rapports entre le volume d'eau, d'huile et de gaz et le volume de pores. Le réservoir est généralement stratifié en couches lithologiques de quelques mètres ou dizaines de mètres d'épaisseur qui correspondent à un raffinement local des couches stratigraphiques du bassin.

Un **gisement** est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement. Certains gisements sont constitués de plusieurs dizaines ou même plusieurs centaines de réservoirs.

#### 2.1.5 Prospection pétrolière et simulateur de bassin

La prospection pétrolière vise à découvrir les gisements à l'intérieur des bassins sédimentaires. Pour cela, elle s'appuie sur :

- la recherche de structures pièges dans le sous-sol, le plus souvent à l'aide de mesures sismiques. Ces dernières fournissent des images 2D ou 3D du sous-sol sur plusieurs centaines voire quelques milliers de mètres de profondeur.
- les données de forage pour déterminer si le piège est rempli. Elles fournissent également :
  - ◆ des informations sur les diverses lithologies (descriptions, compositions, propriétés...),
  - ◆ des datations qui permettent de retracer l'histoire du bassin au cours des temps géologiques,
  - ◆ des données sur la localisation, la nature et l'état de la matière organique et des hydrocarbures éventuellement présents,
  - ◆ des données sur l'état de pression et de température en divers points.
- l'analyse d'échantillons pour déterminer la qualité du gisement.

Avec une prospection "classique", les estimations du potentiel pétrolier d'une région résultent d'une approche qualitative où l'on se contente de recenser les pièges, les réservoirs et les roches-mères. Les coûts des mesures sismiques et des forages d'exploration sont très élevés et il y a un fort risque de trouver un piège vide. Dans ce contexte, la simulation numérique de l'évolution des bassins sédimentaires est un outil important qui permet de réduire les risques économiques et de donner une évaluation a priori de la qualité d'un gisement.

Différents types de systèmes pétroliers sont présentés par Magoon et Dow (1994), Burrus (1997) ainsi que Gluyas et Swarbrick (2004).

## 2.2 La migration dans un simulateur de bassin

Un simulateur de bassin permet de modéliser l'évolution d'un bassin depuis le début de son histoire pour connaître son état actuel. Le modèle de bassin prend en compte les phénomènes suivants :

- la compaction (variation de l'épaisseur et de la porosité d'une couche lorsqu'elle s'enfonce), l'érosion, l'hydrodynamisme (pression, contrainte),
- la thermique,
- la génération des hydrocarbures,
- l'expulsion, la migration et le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs.

Dans ce document on se focalise sur la dernière étape : la modélisation de la migration. Le but est d'évaluer le potentiel pétrolier et plus précisément de fournir comme résultats :

- la localisation des accumulations,
- l'estimation des chemins de migration,
- l'histoire du remplissage et des quantités piégées,
- les propriétés caractérisant la composition des fluides dans l'accumulation,
- la modification des composés d'une accumulation suite à une biodégradation.

### 2.2.1 Découplage entre les mécanismes

Dans un bassin sédimentaire, les pressions sont essentiellement dues à l'écoulement de l'eau dont le principal moteur est la compaction. Plus l'eau a la facilité de traverser les pores et d'atteindre la surface, plus le champ de pression est proche de l'hydrostatisme. Par contre, si l'eau se retrouve piégée, par exemple sous une couche de sel, de fortes pressions vont naître. Comme les hydrocarbures représentent un volume très faible relativement aux volumes d'eau et de roche présents dans le bassin, ils influencent peu le champ de pression créé par l'eau. C'est pourquoi, on peut considérer que la migration des hydrocarbures est un phénomène relativement découplé des autres phénomènes dans la vie du bassin.

En revanche, l'évolution géométrique du bassin étant essentiellement dûe au tassement des sédiments et les roches subissant également des contraintes, on considère que la compaction et l'écoulement des fluides dans le bassin sont des phénomènes fortement couplés. Autrement dit, on tient compte de l'influence mutuelle entre les variations de pression, de porosité et de contrainte.

**Remarque.** Le découplage entre la migration des hydrocarbures et les phénomènes de compaction et d'écoulement de l'eau peut être remis en cause notamment dans le cas de réservoirs à fortes surpressions et de roches-mères riches en matières organiques.

### 2.2.2 Conséquence sur le simulateur

Les considérations précédentes permettent d'imaginer des couplages externes explicites facilitant les tests de scénarios multiples.

On peut en effet se contenter de mesurer dans un premier temps les conséquences d'une nouvelle configuration géologique sur la compaction des couches, la porosité et la pression, puis d'évaluer dans un deuxième temps l'influence de cette nouvelle configuration sur la migration des hydrocarbures dans le bassin.

On appelle "événement" un intervalle de temps correspondant à une évolution géométrique spécifique du bassin (dépôt d'une couche, érosion totale ou partielle d'une ou plusieurs couches, non dépôt). On peut alors imaginer des opérations de synchronisation localisées dans le temps au niveau des grands événements ou envisager le calcul de migration comme un calcul pouvant être effectué postérieurement à une simulation complète en pression du bassin. Si le calcul de migration est suffisamment rapide, il permet dans ce cas de tester plusieurs scénarios de migration ou de recalculer des données connues sur les pièges déjà découverts.

Néanmoins, la géométrie étant un élément crucial pour déterminer la localisation des accumulations, il peut être nécessaire de découper les événements en intervalles de temps plus courts afin de permettre de passer continuellement d'une géométrie à une autre. Dans ce cas, le calcul de migration doit être fait après chacun de ces intervalles.

### **2.2.3 Utilisation pratique**

En tenant compte des différents degrés d'interaction entre les physiques, un calcul de migration peut être effectué :

- à chaque intervalle de temps si la géométrie subit de grandes modifications au cours de chaque événement. Dans ce cas, il est plus intéressant d'insérer le calcul de migration directement à l'intérieur du simulateur de bassin.
- à chaque événement, s'il n'y a pas de bouleversements géométriques trop importants entre les événements. Dans ce cas, le calcul de migration peut soit être fait dans le simulateur de bassin, soit être indépendant.
- sur une simulation existante avec plusieurs scénarios quand le calcul de migration est rapide et que la géométrie ne subit pas de grands changements. Ceci peut permettre de faire un ajustement de certains paramètres d'entrée sur des données de gisement (procédure de calibration) ainsi qu'une analyse d'incertitude et de risque afin de connaître l'impact des paramètres d'entrée sur les résultats obtenus.



## Chapitre 3

### Mécanismes de la migration des hydrocarbures

---

Afin de construire de nouveaux modèles de migration pour les bassins sédimentaires et afin de comprendre et comparer les modèles existants, il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance et une compréhension des mécanismes de la migration secondaire et tertiaire des hydrocarbures. Nous ne parlerons pas ici de la migration primaire, i.e. l'expulsion des hydrocarbures hors de la roche-mère, qui est un phénomène complexe et encore mal compris même s'il a probablement un effet important sur la migration secondaire.

Dans les simulateurs de bassin, seulement une partie des facteurs contrôlant la migration sont pris en compte. Intervient alors la difficulté d'avoir des paramètres et des modèles adaptés à l'échelle de temps des bassins sédimentaires. En effet, les outils de simulation ne peuvent suffire sans la connaissance des paramètres adéquats et la validité scientifique des concepts utilisés. Comme aucune expérience ne peut être faite à l'échelle des bassins, seules des observations et des interprétations des phénomènes géologiques peuvent aider à estimer leur pertinence.

Les lois et les modèles utilisés dans les simulateurs proviennent généralement d'extrapolations de modèles physiques et chimiques existant à des échelles plus fines (microscopiques ou réservoir). Or, des phénomènes instantanés à l'échelle des temps géologiques (comme une activité sismique) influencent l'écoulement des fluides dans un bassin. Ceux-ci, le plus souvent, ne sont pas modélisés dans les simulateurs qui décrivent des évolutions moyennes. De plus, à l'échelle bassin, les épaisseurs des couches déposées prises en compte dans les simulateurs sont rarement inférieures à quelques dizaines de mètres, la stratigraphie initiale est donc simplifiée en regroupant des couches. Les techniques d'homogénéisation, notamment pour les perméabilités, sont difficiles à mettre en œuvre. En général, les paramètres sont moyennés en espace et lissés en temps. Comme ils sont calés à l'échelle du million d'années, ils peuvent différer fortement des mesures obtenues en laboratoire ou sur le terrain. De surcroît, ces mesures de données observées, comme la porosité et la perméabilité des argiles, sont souvent imprécises du fait de la difficulté à les obtenir (Burrus, 1997; Chenêt et al., 1984). Il faut donc avoir des modèles adaptés à l'échelle des phénomènes étudiés mais la précision des paramètres qu'ils utilisent est souvent difficile à garantir.

A travers les paragraphes suivants, nous essayons de mettre en avant ces difficultés. Dans un premier temps, nous introduisons les paramètres physiques caractérisant le système fluides/roche, puis nous détaillons les mécanismes de la migration à différentes échelles afin de comprendre comment modéliser correctement ces mécanismes à l'échelle des bassins. Enfin, nous expliquons quels sont les facteurs dominants parmi ceux impliqués, ce qui permettra, par la suite, de mieux comparer les différents modèles de migration.

### 3.1 Description physique du système fluides/roche

Dans ce paragraphe, nous commençons par décrire les propriétés physiques des fluides, comme leur densité et leur viscosité, puis nous abordons la notion d'écoulements en milieu poreux en introduisant les notions de vitesse de Darcy et de perméabilité. Enfin, nous décrivons les interactions entre les fluides et une roche à l'aide des pressions capillaires et des perméabilités relatives. De plus, nous essayons de donner quelques détails sur les expériences et les modèles permettant de caractériser les paramètres présentés.

#### 3.1.1 Propriétés physiques des fluides

##### 3.1.1.1 Densité

La densité ou masse volumique est une grandeur physique qui caractérise la masse d'un matériau par unité de volume. Elle s'exprime en  $\text{kg.m}^{-3}$ .

La densité d'une phase hydrocarbures peut être directement calculée à partir de lois thermodynamiques, elle dépend de la pression, de la température et de sa composition. Il existe différentes méthodes de calcul: à partir du GOR (gas/oil ratio) pour la densité de l'huile, à partir du CGR (condensate/gas ratio) pour la densité des gaz (England et al., 1987), avec la méthode de Standing-Katz (1942) ou encore à partir de celle d'Alani-Kennedy (1960).

La densité de l'eau, dépend, elle, de la pression, de la température et de la salinité (Schowalter, 1979).

Le modèle suivant peut être utilisé dans les simulateurs de bassin (c'est le cas de Temis<sup>®</sup>). Pour chaque composé  $i$  dans une phase hydrocarbures, on calcule la densité  $\rho_i$  par une approximation linéaire :

$$\rho_i = \rho_{0,i} (1 + C_{0,i} (P - P_{ref,i}) - \beta_i (T - T_{ref,i}))$$

où :

$\rho_{0,i}$  est la densité de référence du composé  $i$ ,

$C_{0,i}$  est le coefficient de compressibilité du composé  $i$ ,

$\beta_i$  est le coefficient d'expansion thermique isobare du composé  $i$ ,

$P_{ref,i}$  et  $T_{ref,i}$  sont respectivement la pression et la température de référence pour la densité du composé  $i$ .

La densité de la phase hydrocarbures est ensuite calculée avec la formule suivante :  $\frac{1}{\rho_o} = \sum_{i=1}^{nmob} \frac{Z_i}{\rho_i}$

où,

$nmob$  est le nombre de composés mobiles dans la phase hydrocarbures,

$\rho_o$  est la densité de la phase hydrocarbures,

$\rho_i$  est la densité du composé mobile  $i$  dans la phase hydrocarbures,

$Z_i$  est la fraction massique du composé mobile  $i$  dans la phase hydrocarbures.

Le tableau 3.1 donne un exemple de paramètres habituellement utilisés avec ce modèle.

Classes	$\rho_{0,i}$ (kg.m <sup>-3</sup> )	$C_{0,i}$ (Pa <sup>-1</sup> )	$P_{ref,i}$ (MPa)	$\beta_i$ (K <sup>-1</sup> )	$T_{ref,i}$ (K)
Méthane	0.67	6.0x10 <sup>-6</sup>	0.1	0.01	288.15
Ethane	1.25	9.0x10 <sup>-6</sup>	0.1	0.01	288.15
C <sub>3</sub> -C <sub>5</sub>	572	1.25x10 <sup>-9</sup>	3	0.0013	323.15
C <sub>6</sub> -C <sub>13</sub> sat	738	9.50x10 <sup>-10</sup>	3	0.001	323.15
C <sub>6</sub> -C <sub>13</sub> aro	891.72	8.6x10 <sup>-10</sup>	3	9.4x10 <sup>-4</sup>	323.15
C <sub>14+</sub> nisat	789.69	1.0x10 <sup>-9</sup>	3	7.8x10 <sup>-4</sup>	323.15
C <sub>14+</sub> Csat	869.44	7.3x10 <sup>-10</sup>	3	8.0x10 <sup>-4</sup>	323.15
C <sub>14+</sub> aroC	915.39	5.7x10 <sup>-10</sup>	3	7.9x10 <sup>-4</sup>	323.15
C <sub>14+</sub> aroU	915.39	5.7x10 <sup>-10</sup>	3	7.9x10 <sup>-4</sup>	323.15
NSO	1000	0	9.98	0	288.15

**Tableau 3.1** : Exemples de paramètres utilisés pour le calcul de la densité.

**Remarque.** Le modèle décrit peut toutefois être remis en cause pour des composés légers dont les compressibilités ne sont pas linéaires.

### 3.1.1.2 Viscosité

La **viscosité** d'un fluide est définie comme la résistance à l'écoulement uniforme et sans turbulence se produisant dans la masse d'une matière. La viscosité dynamique correspond à la contrainte de cisaillement qui accompagne l'existence d'un gradient de vitesse d'écoulement dans la matière. Elle s'exprime en Pa.s, en poiseuille (avec 1 Pl = 1 Pa.s) ou bien encore en poise (avec 1 Po = 0,1 Pl = 0,1 Pa.s).

La viscosité est due aux forces attractives entre les molécules. Lorsqu'elle augmente, la capacité du fluide à s'écouler diminue. Pour un liquide, la viscosité tend à diminuer lorsque la température augmente. La viscosité dépend généralement de la température et de la composition de la phase mais elle peut aussi dépendre de la pression. Le tableau 3.2 donne quelques exemples de viscosités pour différents types d'hydrocarbures et pour l'eau. Il illustre le fait que le gaz est beaucoup moins visqueux que l'eau et l'huile. Ce contraste favorise la migration du gaz par rapport à celle de l'huile (Ungerer et al., 1990).

Fluide	Viscosité dynamique (mPa.s)		
	50°C	100°C	150°C
brut lourd californien	18000	270	27
brut californien	1200	50	10
brut du Wyoming	11	2.5	1.5
butane pur à 25MPa	0.17	0.12	0.086
méthane pur à 25 MPa	0.024	0.020	0.020
eau	0.55	0.28	0.18

**Tableau 3.2** : Exemples de viscosités dynamiques pour des huiles, des gaz et l'eau (d'après Ungerer et al. (1990)).

Il existe différents modèles pour le calcul de la viscosité. La plupart du temps ils dépendent de la température, de la pression et de sa composition (Pedersen et al., 1984; Zéberg-Mikkelsen, 2001), mais certains modèles se restreignent à la dépendance en pression et en température. Les modèles utilisés pour l'eau et l'huile dans les cas tests présentés dans ce document sont détaillés dans l'annexe C.

La viscosité a une influence, lors de la migration des hydrocarbures dans un bassin, sur l'historique de remplissage des accumulations.

**Remarque.** Le modèle décrit dans l'annexe C n'est pas adapté à tous les types de composés dont notamment les composés lourds.

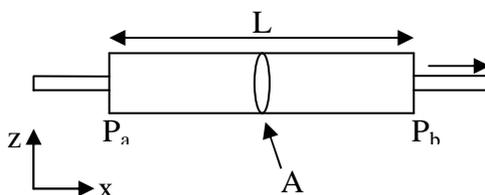
### 3.1.2 Ecoulements en milieu poreux

#### 3.1.2.1 Vitesse de Darcy

Darcy (1856) a mené des expériences sur l'écoulement stationnaire d'un fluide incompressible caractérisé par une viscosité  $\mu$  au travers d'un milieu poreux caractérisé par une perméabilité  $K$ . Le débit d'eau  $Q$  pouvant s'écouler à travers un sol ou un échantillon de matériau poreux, de section  $A$  et de longueur  $L$ , s'exprime par la formule suivante :

$$Q = -A \frac{K}{\mu} \frac{P_b - P_a}{L}$$

où  $(P_b - P_a)$  est la différence de pression obtenue sur la longueur  $L$  (Figure 3.1).



**Figure 3.1 :** Diagramme illustrant les définitions et les directions pour la loi de Darcy.

De manière plus générale, en divisant les deux côtés de l'équation par l'élément de surface  $A$ , la loi suivante, appelée loi de Darcy, a été déduite :

$$\vec{U} = -\frac{K}{\mu} \vec{\nabla}P$$

où,  $\vec{U}$  est la vitesse de filtration, aussi appelée vitesse de Darcy ou débit spécifique (m/s) et  $\vec{\nabla}P$  est le gradient de pression.

**Remarque.** Darcy lui-même a simplement montré expérimentalement la proportionnalité du flux d'eau dans une conduite avec le gradient de pression.

**Remarque.** La vitesse de Darcy est donc un débit  $Q$  (en  $m^3/s$ ) divisé par une surface  $A$  (en  $m^2$ ). Cette loi élaborée par Darcy dans des conditions unidimensionnelles se généralise ensuite pour des écoulements multidimensionnels.

La vitesse de Darcy peut être considérée comme une vitesse fictive de l'eau à travers la section totale d'écoulement comme s'il n'y avait pas de grains qui déforment les lignes de courant et réduisent à un pourcentage la section d'écoulement. Dans la réalité, comme la section d'écoulement est beaucoup plus faible que celle de l'ensemble eau-roche, l'eau devra circuler beaucoup plus rapidement dans les cheminements disponibles pour "conserver" le même débit.

La vitesse  $\vec{V}$  de l'eau à travers les pores dépend de la vitesse de Darcy et de la porosité  $\varphi$  :  $\vec{V} = \frac{\vec{U}}{\varphi}$ .

La loi de Darcy s'applique à tout type de fluides et à différentes échelles. Cependant, son application à l'échelle des bassins sédimentaires peut susciter des questions sur sa validité. En effet, il est admis que cette loi est valide pour des écoulements newtoniens lents, i.e., pour des nombres de Reynolds compris entre 1 et 10, sans glissement entre les fluides (Bear, 1972; Burrus, 1997). Toutefois, l'application de la loi de Darcy peut s'avérer fautive pour des argiles très peu poreuses et peu perméables (Jacquin, 1965), i.e. la dépendance linéaire de la vitesse de Darcy en fonction du gradient de pression peut s'avérer fautive.

**Remarque.** Le nombre de Reynolds, noté Re, représente le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses (Bear, 1972). Il est défini de la manière suivante :

$$Re = \rho \frac{Ud}{\mu}$$

Où :

$\rho$  est la densité du fluide ( $\text{kg.m}^{-3}$ ),

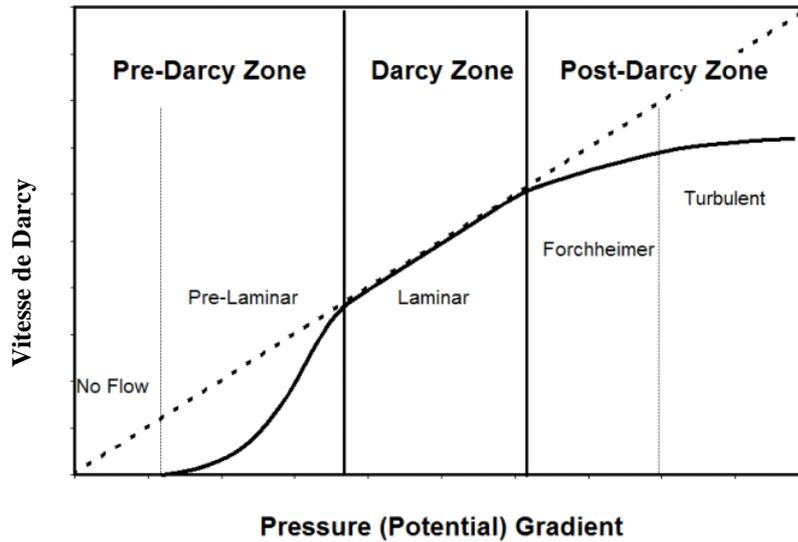
$U$  est la vitesse de Darcy (m/s),

$d$  est une longueur caractéristique du milieu poreux (m). Généralement, on utilise un diamètre de grain représentatif du milieu,

$\mu$  est la viscosité du fluide (Pa.s).

Lorsque les valeurs du nombre de Reynolds sont faibles, les forces de viscosité sont prépondérantes, l'écoulement est laminaire. Quand ces valeurs sont plus fortes, les forces d'inertie sont très importantes, l'écoulement suit un modèle de Forcheimer, puis lorsque les valeurs du nombre de Reynolds sont très fortes, l'écoulement devient turbulent.

Quand le régime n'est pas laminaire, c'est à dire que les vitesses sont très fortes ou au contraire très faibles dans un milieu poreux, la loi de Darcy ne convient plus (Longmuir, 2004). La figure 3.2 illustre la distinction entre les flux pré-darcéens, darcéens et post darcéens. England et al. (1987) mettent en avant qu'en prenant une densité arbitraire pour le pétrole liquide de  $650 \text{ kg.m}^{-3}$ , les valeurs calculées du nombre de Reynolds vont de  $1.e^{-10}$  à  $5.e^{-16}$ . Cela montre que durant la migration des hydrocarbures, les flux sont dans le régime laminaire (non-turbulent). Cependant, à l'intérieur des réservoirs, ces derniers sont souvent pré-darcéens (Longmuir, 2004).



**Figure 3.2 :** Régimes des différents types de flux. Source : Longmuir (2004).

### 3.1.2.2 Perméabilité

La perméabilité est une caractéristique physique d'un matériau représentant sa capacité à permettre le passage du fluide. Elle s'exprime en Darcy ou en  $m^2$  ( $1 D = 0.98692 \times 10^{-12} m^2$ ). Elle peut être considérée comme significative de la surface utilisable pour l'écoulement et elle dépend de la géométrie du réseau poreux.

En laboratoire, différentes expériences permettent de calculer une perméabilité à partir de la loi de Darcy (cf. paragraphe 3.1.2.1) en mesurant un débit et un gradient de charge. Usuellement, la perméabilité au gaz est mesurée sur des échantillons lavés et séchés soumis à une pression de confinement de quelques dizaines de bars. Cependant ces mesures peuvent être erronées en cas de présence de fissures, d'un écoulement non-laminaire, d'un séchage trop élevé de l'échantillon si ce sont des argiles, ou bien encore du fait des interactions entre le fluide et la roche.

Ces expériences en laboratoire permettent d'obtenir une très large gamme de perméabilités dépendant de plusieurs caractéristiques de la roche considérée comme le volume, les dimensions et la forme des pores ou la structure et la connectivité du réseau de pores. Par contre, les mesures effectuées en sondage dans des réservoirs montrent des valeurs généralement plus élevées que celles du laboratoire. En effet, à cette échelle, les discontinuités sont des fractures ou des failles alors qu'au laboratoire, seules les fissures de petite taille sont observables. Le tableau 3.3 donne les ordres de grandeur de perméabilités d'un ensemble de roches. On observe que pour une même roche, on peut avoir un comportement différent suivant l'échelle à laquelle on s'y intéresse.

<b>Intervalles de perméabilité</b>	<b>Echelle de temps de production</b>	<b>Echelle de temps géologique</b>
> 1 Darcy (sables grossiers, calcaires fracturés)	très perméable	très perméable, gradients de pression hydrostatique
$10^{-3}$ à 1 Darcy (grès)	modérément perméable	très perméable, gradients de pression hydrostatique
$10^{-3}$ à $10^{-6}$ Darcy (grès cimentés, silts)	peu perméable	modérément perméable, gradients de pression hydrostatique sauf en cas d'enfouissement rapide
$10^{-6}$ à $10^{-9}$ Darcy (marnes, argiles)	pratiquement imperméable	peu perméable, souvent en surpression, parfois avec de la fracturation hydraulique
$< 10^{-9}$ Darcy (argiles compactes, calcaires compacts)	imperméable, (difficile à mesurer)	pratiquement imperméable, avec fréquemment des surpressions et de la fracturation hydraulique

**Tableau 3.3 :** Comportement de différentes roches classées par ordre de grandeur de perméabilités à l'échelle de temps de la production et à l'échelle de temps géologique (d'après Ungerer et al. (1990), provenant de De Marsily (1981), Neglia (1979), Dutta (1987) et Morrow et al. (1984)).

On remarque, par exemple, que pour des perméabilités comprises entre  $10^{-3}$  et  $10^{-6}$  Darcy, on peut considérer que la roche est relativement perméable à l'échelle de temps géologique alors qu'elle est qualifiée de peu perméable dans des conditions de production ( i.e. à l'échelle du réservoir).

Les variations de perméabilités sont le plus souvent caractérisées par la loi de Kozeny-Carman (cf. annexe C) ou bien par des lois tabulées dépendant de la porosité. L'équation de Kozeny-Carman a été développée pour des sables et des grès, c'est pourquoi on l'utilise pour des roches ayant des porosités supérieures à 10% (Scheidegger, 1960; De Marsily, 1981). Une deuxième équation, déduite de la première, décrit les très faibles porosités d'argiles compactées et est utilisée pour des roches ayant des porosités inférieures à 10%. Pour les bassins sédimentaires, on considère une anisotropie des perméabilités des roches dépendant des hétérogénéités présentes à grande échelle comme par exemple les intercalations de sable et d'argile.

### 3.1.3 Interactions fluides/roche

#### 3.1.3.1 Pression capillaire

Avant d'expliquer ce qu'est la pression capillaire, nous allons d'abord définir ce que sont la tension interfaciale et la mouillabilité.

Lorsque deux phases fluides sont mises en présence, elles sont généralement séparées par une mince couche. Dans cette couche, les propriétés thermodynamiques du système varient très rapidement mais de manière continue. On considère du point de vue mécanique que les deux fluides sont séparés par une membrane sans épaisseur et uniformément tendue. L'excès de tension dû à la répartition dissymétrique de matière dans la couche est appelée **tension interfaciale**. On la note  $\gamma$ , elle peut également être définie comme le travail requis par unité de surface pour agrandir l'interface entre deux fluides immiscibles. Cette grandeur s'exprime en N/m ou dynes/cm. Le tableau 3.4 donne quelques exemples de valeurs de tension interfaciale pour des couples de fluides usuels.

Fluides	Conditions	Tension interfaciale (dynes/cm)
eau/air	ambiantes	72
mercure/air	ambiantes	480
huile/eau	réservoir	15 à 40
huile/gaz	réservoir	0 à 15
gaz/eau	réservoir	35 à 60

Tableau 3.4 : Exemples de tension interfaciale.

On peut définir la **mouillabilité** comme la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer sur une surface solide en présence d'autres fluides immiscibles. Elle correspond également au travail nécessaire pour séparer un fluide mouillant d'un solide, elle est exprimée mathématiquement par un angle  $\theta$  qui est l'angle de contact de l'interface entre deux fluides immiscibles (huile et eau) (Figure 3.3).

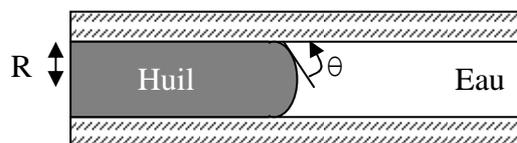


Figure 3.3 : Angle de contact  $\theta$  de l'interface huile/eau.

Dans un système idéalisé, comme un tube cylindrique à l'intérieur duquel deux fluides immiscibles sont en contact, on observe une différence de pression de part et d'autre de l'interface séparant les deux fluides. Cette différence est appelée pression capillaire, la pression du fluide non mouillant étant supérieure à celle du fluide mouillant. La pression capillaire s'exprime en Pa ou en bars.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

où on note :

- $P_c$  la pression capillaire,
- $P_{nm}$  la pression du fluide non mouillant,
- $P_m$  la pression du fluide mouillant.

La pression capillaire dépend du rayon du tube  $R$ , de la tension interfaciale  $\gamma$  caractérisant les deux fluides, et de l'angle de contact  $\theta$  caractérisant l'affinité du solide avec le fluide mouillant, de la manière suivante :

$$P_c = \frac{2\gamma \cos(\theta)}{R}$$

où,

- $\gamma$  est la tension interfaciale,
- $\theta$  est l'angle de mouillabilité,
- $R$  est le rayon du tube.

Un milieu poreux naturel est généralement plus complexe qu'un simple tube, mais il peut être assimilé à un réseau de capillaires. La pression capillaire dépend alors aussi du rayon moyen  $R$  des pores, de la tension interfaciale et d'un angle de mouillabilité  $\theta$  moyenné (Purcell, 1949 ; Schowalter, 1979).

Le déplacement d'un fluide par un autre peut se faire soit en mode drainage, où le fluide non mouillant déplace le fluide mouillant, soit en mode imbibition où dans le cas du couple eau/huile, l'eau déplace l'huile.

Pour mesurer la pression capillaire d'une roche, une première technique consiste à estimer le rayon de pore, à l'aide de différentes méthodes (lame mince, microscope électronique) mais ces dernières ne sont pas adaptées aux roches de faible porosité. C'est pourquoi, on utilise d'autres techniques en laboratoire. Nous détaillons uniquement les mesures en mode drainage car c'est le seul utilisé en modélisation de bassin sédimentaire.

En laboratoire, la mesure de pression capillaire en drainage est effectuée par augmentation de la pression du fluide non mouillant par rapport à celle du fluide mouillant. Il existe différentes procédures expérimentales : l'injection de mercure, dont le principe est d'injecter du mercure (fluide non mouillant) dans un échantillon de roche carotté sous une pression augmentant progressivement; la centrifugation, qui utilise la différence de densité entre deux fluides pour créer un déplacement dans un milieu poreux en rotation. Le tableau 3.5 donne les pressions capillaires au mercure obtenues après une expérience d'injection de mercure sur différents échantillons de roches.

Lithologie	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Pression capillaire au mercure (MPa)
Sable et argile interstratifiés	7.0	0.64	9.30
	5.4	0.36	9.30
	6.8	0.56	7.92
	6.2	0.22	5.51
Grès cimentés	5.4	0.12	1.65
	5.4	0.12	1.51
	5.6	0.16	1.31
	5.6	0.11	1.17
Craie	18.5	2.32	1.17
	21.4	2.00	0.89
	17.3	0.46	1.10
	24.5	5.66	0.55
Grès	17.9	0.32	1.72
	18.2	0.42	1.65
	17.9	0.31	1.65
	18.1	0.53	1.31

**Tableau 3.5 :** Pressions capillaires au mercure pour plusieurs échantillons de roches et pour chacune d'entre elles avec des porosités et des perméabilités différentes obtenues après une expérience en laboratoire d'injection de mercure (d'après Schowalter (1979)).

Les pressions capillaires hydrocarbures/eau sont déduites des pressions capillaires au mercure à l'aide de l'équation suivante (Purcell, 1949) :

$$P_{c_{hw}} = \frac{\gamma_{hw} \cdot \cos(\theta_{hw})}{\gamma_{ma} \cdot \cos(\theta_{ma})} P_{c_{ma}}$$

où :

$P_{c_{hw}}$  et  $P_{c_{ma}}$  sont respectivement les pressions capillaires hydrocarbures/eau et mercure/air,

$\gamma_{hw}$  et  $\gamma_{ma}$  sont respectivement les tensions interfaciales hydrocarbures/eau et mercure/air,

$\theta_{hw}$  et  $\theta_{ma}$  sont respectivement les angles de contact de la roche avec hydrocarbures/eau et mercure/air.

A partir des courbes de pression capillaire obtenues en laboratoire, des modèles sont construits. Ainsi les roches réservoir sont caractérisées par des J-fonctions de Leverett (Leverett, 1941; Barenblatt et al., 1990) dépendant de la porosité et de la perméabilité du faciès considéré :

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

où :

$S_w$  est la saturation d'eau,

$\phi$  est la porosité,

$K$  est la perméabilité intrinsèque,

$\gamma$  est la tension interfaciale,

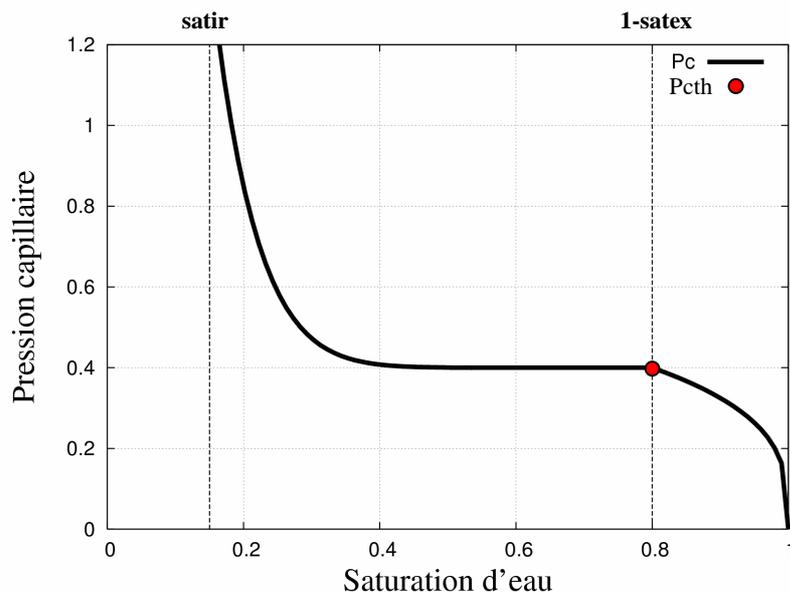
$\theta$  est l'angle de mouillabilité de la roche.

Dans les modèles de bassin, du fait du manque de données, on utilise des fonctions simplifiées de pression capillaire dépendant de la porosité et de la saturation d'eau du type  $P_c(\varphi, S_w) = P_{c_1}(\varphi) + P_{c_2}(S_w)$  (cf. annexe C).

Le premier terme  $P_{c_1}(\varphi)$  correspond à la **pression d'entrée capillaire** ou pression de seuil. Dans le cas d'une roche mouillable à l'eau, si cette pression est dépassée, il se crée une chaîne de pores saturés en huile circulant à travers le réseau de pores les plus larges interconnectés, dans la roche initialement saturée en eau. Elle correspond à la première valeur pour laquelle la perméabilité relative de l'huile par rapport à l'eau est non nulle.

Pour les courbes de pression capillaire, dans le cas de roches mouillables à l'eau (Figure 3.4), mise à part la pression d'entrée capillaire (en rouge sur la figure), deux valeurs de saturations sont importantes :

- la saturation d'huile nécessaire pour que l'huile puisse complètement traverser une roche donnée et essayer d'en sortir, notée **satex**, et aussi appelée saturation d'expulsion.
- la saturation irréductible en eau, notée **satir**, correspondant à la saturation résiduelle en eau qui ne peut être déplacée par l'huile.



**Figure 3.4 :** Courbe de pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.

**Remarque.** Dans le modèle de pression capillaire décrit dans l'annexe C, on tronque les courbes lorsque la saturation d'eau est inférieure ou égale à la saturation irréductible.

Pour une lithologie donnée, on peut avoir, comme pour les perméabilités, une variabilité spatiale des pressions d'entrée capillaires, provenant de la nature hétérogène des dépôts sédimentaires. Il peut donc être intéressant de prendre en compte cette variabilité en utilisant, par exemple, des pressions capillaires différentes suivant la direction verticale et la direction horizontale (Carruthers, 1998).

### 3.1.3.2 Perméabilité relative

Lorsque l'on refait l'expérience décrite dans le paragraphe 3.1.2.1 concernant la vitesse de Darcy avec deux fluides non miscibles (Figure 3.5), et que l'on mesure les débits des deux fluides, notés respectivement  $Q_1$  et  $Q_2$ , on observe que les deux fluides en présence se gênent. De la même manière que pour le cas d'un seul fluide (cf. paragraphe 3.1.2.1), on peut écrire pour chacun des fluides une relation de la forme :

$$Q_1 = -A \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\Delta P_1}{L}$$

$$Q_2 = -A \frac{k_2}{\mu_2} \frac{\Delta P_2}{L}$$

où :

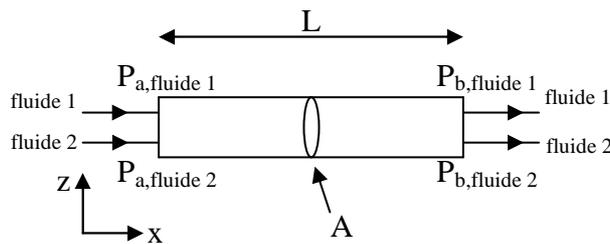
$\mu_1$  et  $\mu_2$  sont respectivement les viscosités des fluides 1 et 2,

$\Delta P_1$  et  $\Delta P_2$  sont respectivement les gradients de pression des fluides 1 et 2,

$k_1$  et  $k_2$  sont respectivement les perméabilités effectives des fluides 1 et 2,

A est la section de l'échantillon du matériau poreux,

L est la longueur de l'échantillon du matériau poreux.



**Figure 3.5 :** Diagramme illustrant l'expérience de Darcy avec deux fluides non miscibles.

Les perméabilités effectives  $k_1$  et  $k_2$  peuvent être liées à la perméabilité absolue  $K$ , en introduisant des facteurs de perméabilité relative, notés  $Kr_1$  et  $Kr_2$ , tels que :

$$k_1 = -Kr_1 K$$

$$k_2 = -Kr_2 K$$

On observe que les deux principaux paramètres dont dépendent les perméabilités relatives sont la saturation et l'angle de mouillage. De plus, dans le cas diphasique et lorsque le fluide mouillant est l'eau, les perméabilités relatives n'ont de sens que pour une saturation d'eau comprise entre  $s_{atir}$ , la saturation irréductible en eau, et  $1 - s_{atex}$ , correspondant à la saturation en huile à partir de laquelle l'huile devient mobile. La dépendance à l'angle de mouillage est illustrée par le fait que les courbes relatives au fluide mouillant et au fluide non mouillant ne sont pas symétriques en général (Marle, 1972). De surcroît, les courbures de perméabilités relatives, toujours concaves vers le haut à l'échelle microscopique, expriment la gêne mutuelle des fluides (Burrus, 1997).

Il existe plusieurs méthodes pour mesurer les perméabilités relatives en laboratoire (cf. Marle, 1972) mais elles ne sont pas nécessairement adaptées aux conditions rencontrées en réservoir ou en bassin. Il existe cependant des méthodes d'homogénéisation des perméabilités relatives à l'échelle du réservoir (Kyte et Berry, 1975; Barker et Thibeau, 1996) mais qui sont également assez difficiles à mettre en œuvre et peu utilisables à l'échelle du bassin. Pour des roches peu perméables, la description de la forme des courbes de perméabilités relatives, généralement établie à partir de carottes provenant de réservoirs, est souvent problématique (Burrus, 1997).

Une autre technique consiste à faire une représentation conceptuelle d'un milieu poreux réel en modélisant les écoulements polyphasiques sur un réseau de pores interconnectés entre eux par des capillaires. Grâce à cette représentation, il est possible d'obtenir des perméabilités relatives triphasiques macroscopiques fondées sur une modélisation réaliste à l'échelle du pore. Ces perméabilités relatives peuvent ensuite être utilisées dans des simulateurs de réservoir (Bekri et al., 2005; Nardi, 2006).

La formulation la plus courante des courbes de perméabilités relatives se fait à l'aide des équations de Brooks et Corey qui sont des fonctions exponentielles de la saturation (Brooks et Corey, 1964; Dullien, 1992).

$$S_{we} = \frac{S_w - satir}{1 - satir - satex}$$

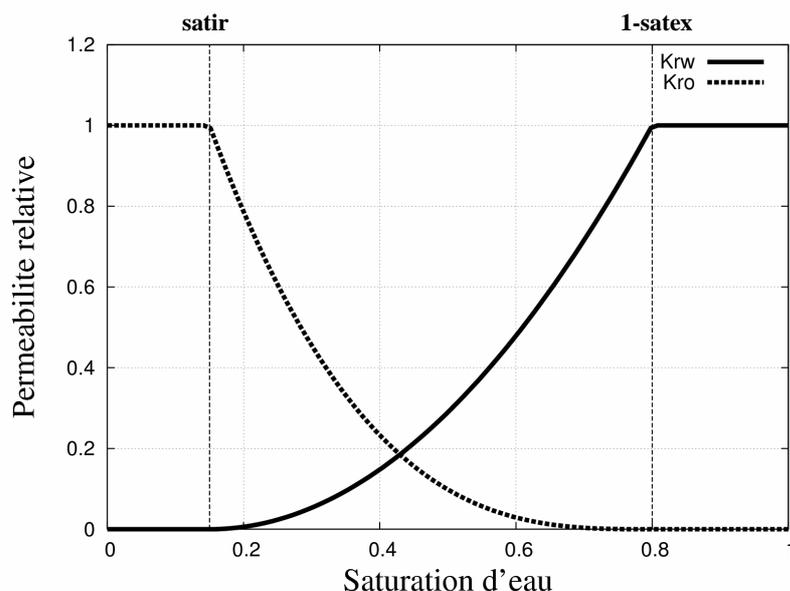
$$Kr_w = Kr_w^0 S_{we}^{N_w} \quad Kr_{ow} = (1 - S_{we})^{N_o}$$

où :

$S_{we}$  est la saturation d'eau effective dépendant de la saturation d'eau  $S_w$ , de la saturation irréductible en eau  $satir$ , et de la saturation d'huile critique  $satex$ .

$Kr_w^0$  est une constante et  $N_w$ ,  $N_o$  sont des paramètres empiriques.

La figure 3.6 donne un exemple de courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation d'eau.



**Figure 3.6 :** Exemple de perméabilités relatives en fonction de la saturation d'eau.

**Remarque.** Pour les tests, utilisant le modèle darcéen, nous avons choisi des fonctions qui dérivent de cette formulation (cf. annexe C). Différents cas d'études ont montré que la courbure des perméabilités relatives aux faibles saturations en hydrocarbures, et les points extrêmes de saturation, ont une plus grande influence que la courbure pour les saturations intermédiaires. De plus, les exposants utilisés influencent de façon significative l'expulsion et la migration des hydrocarbures (Burrus, 1997). Toutefois, cette formulation des courbes de perméabilités relatives n'est pas toujours valable pour des faciès peu perméables.

La loi de Darcy étendue grâce au concept de perméabilité relative est couramment utilisée pour modéliser les écoulements polyphasiques, néanmoins elle n'est pas forcément adaptée à tous les cas de figures. En effet, dans un système diphasique, lorsque les forces de capillarité deviennent importantes, on observe que les déplacements ont lieu uniquement le long d'un chemin tortueux à travers la roche. Pour des pressions trop faibles, aucun chemin continu à travers la roche n'est possible, il n'y a donc pas de flux. D'après England et al. (1987), ce type de comportement non-linéaire est inconsistant avec la loi de Darcy.

## 3.2 Mécanismes à modéliser

La migration est un procédé selon lequel les hydrocarbures migrent depuis des roches-mères avec des grains fins et une faible porosité vers des roches réservoirs avec une plus grande porosité et où (sous certaines circonstances) ils forment une accumulation très concentrée en hydrocarbures (England et al. 1987). Cependant les mécanismes de la migration des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire ne sont pas totalement maîtrisés et certains points sont toujours discutés (Hantschel et Kauerauf, 2009). Nous allons dans ce paragraphe décrire les principes de la migration à l'échelle du pore, à l'échelle du laboratoire, puis à l'échelle des réservoirs pétroliers afin de comprendre le transfert de méthodologie effectué pour les bassins sédimentaires à des échelles de temps de plusieurs millions d'années.

### 3.2.1 Principes de la migration des hydrocarbures à l'échelle des pores

Dans ce paragraphe, nous allons expliquer de quelle manière une goutte d'huile arrive à envahir un pore d'une roche mouillable à l'eau.

Pour qu'une goutte d'huile se déplace à travers une roche, elle doit se déformer afin de traverser les pores de la roche, précédemment saturés en eau. On rappelle que la pression capillaire est la différence de pression observée de part et d'autre de l'interface séparant l'eau et l'huile. Comme nous l'avons expliqué dans le paragraphe 3.1.3.1, elle dépend du rayon d'accès moyen aux pores  $R$ , de la tension interfaciale  $\gamma$  et de la mouillabilité  $\theta$  de la roche et peut être exprimée par la formule :  $P_c = \frac{2\gamma \cos(\theta)}{R}$ .

La pression capillaire exerce une résistance à la migration des hydrocarbures ayant pour moteur la force de flottabilité (Berg, 1975).

On rappelle que la poussée d'Archimède est la force que subit un corps plongé dans un fluide (liquide ou gaz) soumis à un champ de gravité. Cette force est verticale, orientée vers le haut et son intensité est égale au poids du volume de fluide déplacé. A partir de la poussée d'Archimède, on définit la flottabilité : c'est la poussée verticale, dirigée de bas en haut, qu'un fluide exerce sur un objet immergé; elle agit donc dans la direction opposée à la gravité.

Dans notre contexte, la pression de flottabilité provient du contraste de densités entre l'huile et l'eau. Elle est définie par :  $P_b = (\rho_w - \rho_o)gh$

où :

$\rho_w$  et  $\rho_o$  sont respectivement les densités de l'eau et de l'huile,

$g$  est l'accélération due à la pesanteur,

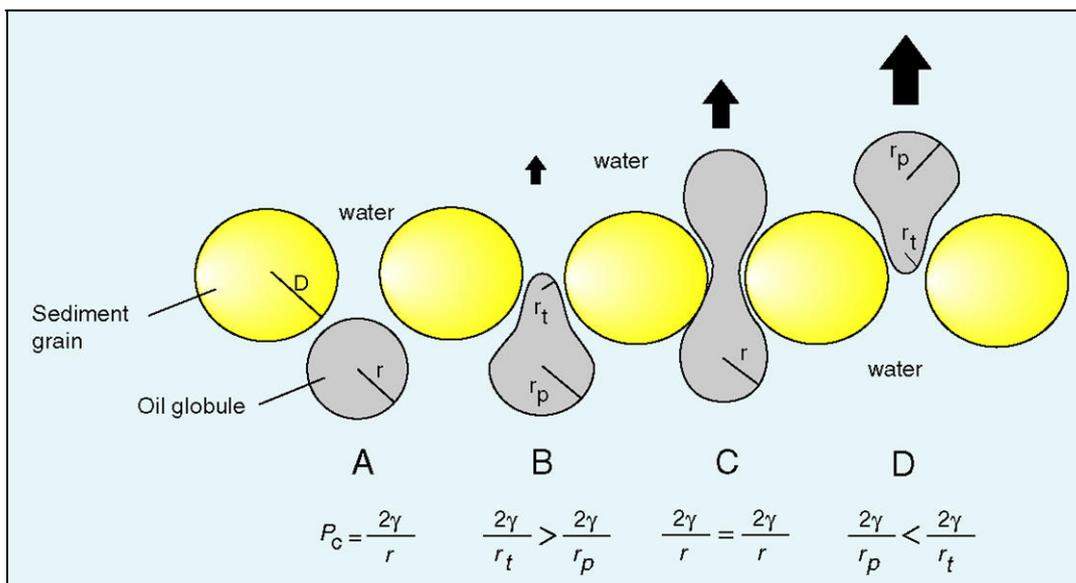
$h$  est la hauteur d'hydrocarbures piégés.

A l'échelle du pore, cette hauteur correspond à celle d'une goutte d'huile, à une échelle un peu moins fine, elle correspond à celle d'un filament d'hydrocarbures.

Dans le mécanisme présenté par Berg (1975) et illustré par le schéma de la figure 3.7, on se place dans un milieu idéalisé, plausible à l'échelle du pore. Une gouttelette d'huile est soumise aux forces capillaires et de flottabilité dans un environnement hydrostatique.

Pour expliquer ces mécanismes, on introduit les notations suivantes :

- soit  $r_p$  le rayon de pore de la roche "réservoir",
- soit  $r_t$  le rayon de pore de la roche "barrière" (i.e. rayon de l'interstice entre deux grains de la roche "barrière").



**Figure 3.7 :** Mécanisme de la migration (d'après Berg, 1975).

**Dans le cas A :** la goutte d'huile est à l'équilibre dans le pore. La flottabilité n'est pas suffisante pour déformer la goutte afin qu'elle passe dans l'interstice entre les deux grains.

**Dans le cas B :** la goutte est déformée et est entrée dans l'interstice. La pression capillaire est plus grande dans l'interstice que dans le pore car le rayon de l'interstice  $r_t$  est plus petit que le rayon de pore  $r_p$ . Le gradient de pression capillaire s'oppose à la flottabilité.

**Dans le cas C :** les deux rayons  $r_t$  et  $r_p$  sont égaux, les pressions capillaires dans le pore et dans l'interstice sont égales; la goutte d'huile peut bouger facilement avec la flottabilité.

**Dans le cas D :** la goutte d'huile est déformée et le rayon  $r_p$  est plus grand que le rayon  $r_t$  mais contrairement au cas B, le gradient de pression capillaire est dans la même direction que la flottabilité; la goutte peut migrer dans un autre pore.

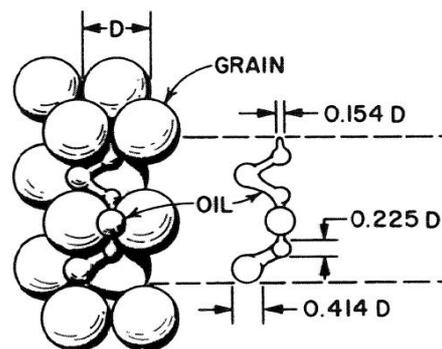
Dans le modèle idéalisé proposé par Berg (1975), pour qu'une goutte d'huile migre vers un autre pore, la flottabilité doit être suffisante pour vaincre le gradient de pression capillaire. La hauteur critique,  $h_c$ , pour laquelle cette condition se réalise, est donnée par :

$$h_c = \frac{2\gamma \left( \frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right)}{g(\rho_w - \rho_o)}$$

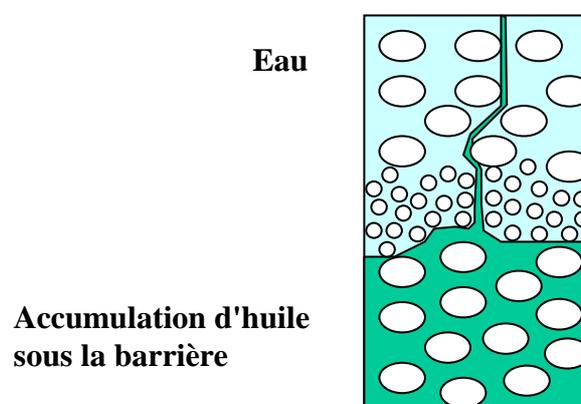
Ainsi, une goutte d'huile devra se déformer et grandir jusqu'à ce que la hauteur d'huile critique soit atteinte. C'est uniquement à cette condition qu'elle pourra traverser la barrière.

### 3.2.2 Principes de la migration des hydrocarbures à l'échelle du laboratoire

La vue présentée dans le paragraphe précédent n'est pas applicable à un milieu poreux réel. On estime que lorsque plusieurs gouttes d'huile se retrouvent face à une barrière capillaire qu'elles ne peuvent traverser, elles s'agglutinent entre elles et forment un filament (ou une chaîne). Ce filament peut se développer jusqu'à ce qu'il atteigne la hauteur nécessaire pour passer la barrière. Les figures 3.8 et 3.9 illustrent de manière schématique ce mécanisme :

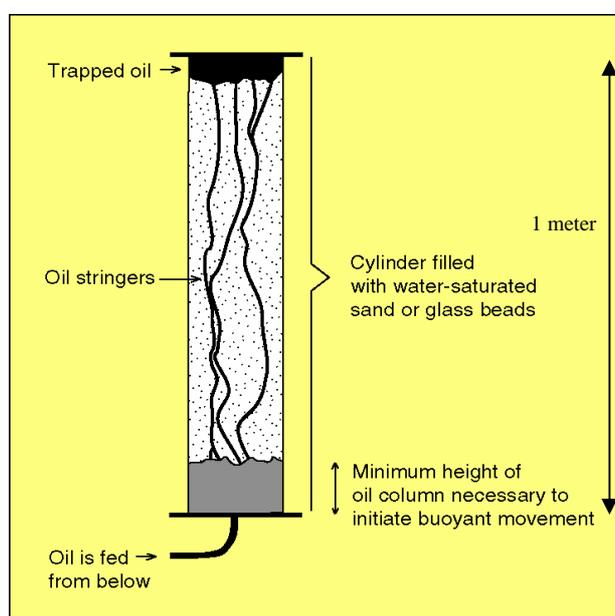


**Figure 3.8 :** Formation de filaments d'hydrocarbures entre les grains d'une roche (d'après Berg (1975)).



**Figure 3.9 :** Accumulation d'huile sous une roche à forte pression capillaire, puis fuite à travers cette barrière sous la forme de filaments d'hydrocarbures.

De nombreuses expériences ont été faites pour comprendre la physique de ce phénomène (Lenormand, 1981; Auradou et al., 1999; Flekkøy et al., 2002). La longueur d'un filament dépend notamment du type de la roche (de sa porosité ou du diamètre de ses grains) et de la densité de l'huile. La figure 3.10 ci-dessous montre les résultats d'une expérience faite à partir d'un tube rempli de billes de verre et d'eau (Catalan et al, 1992). Le tube est mis à la verticale et de l'huile est injectée par le bas. Des filaments de gouttelettes d'huile se forment et vont jusqu'au toit du tube. Un tableau récapitulatif 3.6 donne les vitesses de migration en fonction du diamètre des billes de verre et de la densité de l'huile. L'utilisation de billes de verre pour représenter les grains composant une roche peut aboutir à avoir des tailles de pores très éloignées de la réalité. Luo et al. (2008) ont également présenté des expériences similaires, permettant de mieux comprendre les mécanismes de la migration voire de quantifier les pertes potentielles d'hydrocarbures.



**Figure 3.10 :** Schéma d'une expérience représentant une injection d'huile en bas d'un tube rempli de billes de verre saturé en eau. Source : Catalan et al. (1992).

Orientation de la colonne	Diamètre des billes (mm)	Densité de l'huile (g/cm <sup>3</sup> )	Vitesse de migration (cm/h)
Verticale	0.720	0.761	49.2
Inclinée	0.720	0.761	39.6
Verticale	0.720	0.884	12.3
Verticale	0.250	0.761	0.014

**Tableau 3.6 :** Exemples de vitesses de migration d'huile dans un tube rempli de billes de verre saturé en eau (d'après Catalan et al. (1992)).

Il est admis que les hydrocarbures migrent sous la forme de ces filaments déconnectés les uns des autres à une plus grande échelle (Berg, 1975; England et al., 1987; Schowalter, 1979; Sylta, 2004), même si les observations directes à cette échelle sont difficiles.

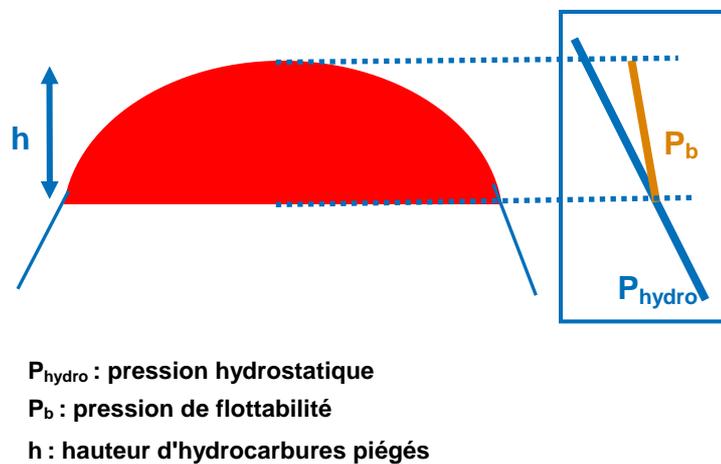
### 3.2.3 Principes de la migration des hydrocarbures aux échelles du réservoir et du bassin

A l'échelle du réservoir ou du bassin, il est pratiquement impossible de faire des expériences, seules des observations et des interprétations des phénomènes géologiques peuvent aider à comprendre les mécanismes de la migration et à estimer la pertinence des hypothèses proposées. Les observations géologiques disponibles sont par exemple les affleurements mettant en évidence des strates rocheuses avec des traces d'hydrocarbures, mais aussi les nombreuses données recueillies au cours de l'exploitation des gisements (contrôles aux puits, carottes, épaisseurs des couches sédimentaires, pendages, faciès...).

A cette échelle, au sein d'une accumulation, la pression de flottabilité  $P_b$  est définie de la même manière qu'à l'échelle des pores par la formule suivante :

$$P_b = (\rho_w - \rho_o)gh,$$

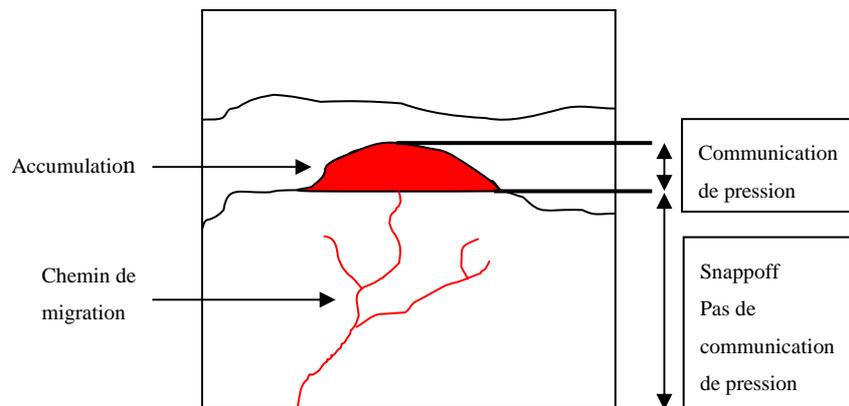
où  $h$  correspond à la hauteur d'hydrocarbures piégés (Figure 3.11).



**Figure 3.11** : Représentation schématique de la pression de flottabilité dans une accumulation d'hydrocarbures.

En ce qui concerne la notion de capillarité, on se retrouve confronté à la question de la distribution de faciès. En effet, vue l'épaisseur des couches considérées (quelques mètres à l'échelle du réservoir, plusieurs centaines de mètres à l'échelle du bassin), la stratigraphie est souvent simplifiée et les données de pressions d'entrée capillaires doivent être moyennées. Pour les bassins, malgré cette approximation, on doit retrouver les roches couvertures et les zones de drainage.

On rappelle qu'on peut définir des régions de drainage et de barrière en s'appuyant sur les propriétés de porosité et de perméabilité des couches. Dans les régions de **drainage**, sous l'effet de la flottabilité, des filaments d'huile vont migrer vers la surface. Selon le mécanisme de snapoffs, ces filaments seront déconnectés par endroit (Carruthers, 1998). Donc, pendant cette étape, la phase d'huile n'est pas continue. Lorsque l'huile rencontre une barrière capillaire qu'elle ne peut vaincre, elle va s'accumuler sous cette résistance. Les filaments d'huile vont se connecter les uns aux autres et former une zone d'**accumulation**, la phase d'huile va devenir continue et une pression significative va se créer (Figure 3.12).

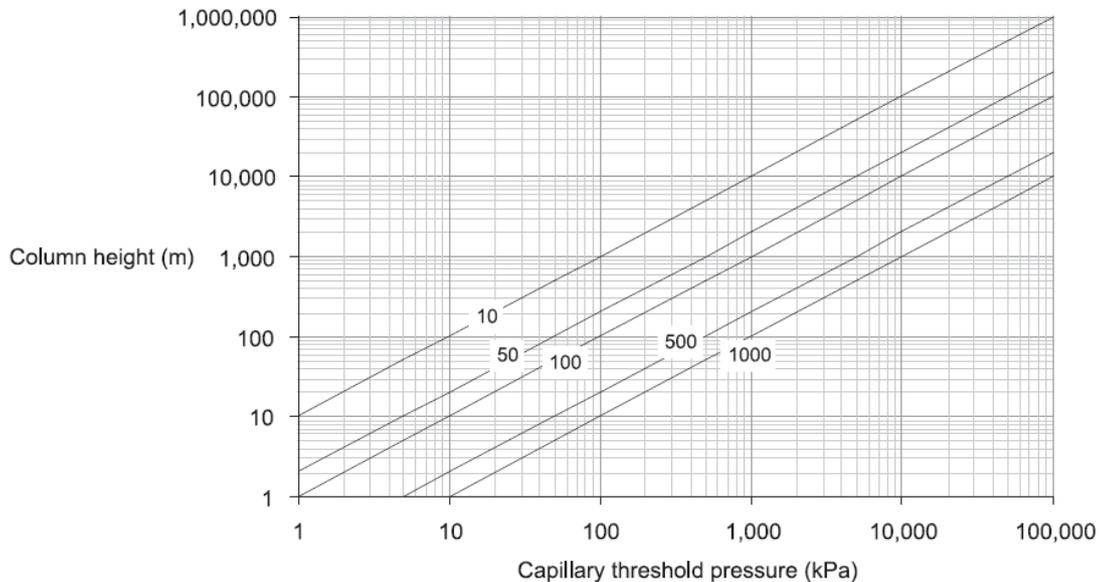


**Figure 3.12 :** Communication de pression (d'après Carruthers, 1998)

Lorsque la pression de la zone d'accumulation augmente et qu'elle devient supérieure à celle exercée par la barrière capillaire, la flottabilité est alors plus forte que la force capillaire, le système n'est plus à son équilibre capillaire (Carruthers, 2003). La hauteur d'huile pour vaincre la barrière capillaire a été atteinte.

Dans le cas où la pression de flottabilité existant dans une zone d'accumulation ne suffit pas pour traverser une barrière capillaire (i.e. la hauteur d'huile n'est pas suffisamment grande), il est possible que le milieu sous cette barrière soit complètement saturé en huile et qu'il rentre en **surpression**. La pression augmente jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression minimale capable de traverser la barrière. En pratique, cette surpression ne peut dépasser une valeur maximale fixée par le seuil de fracturation des roches couvertures. Au delà de ce seuil, de nouveaux chemins de fuite peuvent s'ouvrir temporairement entraînant ainsi les fluides et ceci indépendamment des pressions capillaires observées dans ces barrières. Il est généralement difficile de savoir si une couche va être en état de surpression ou bien de fracturation car ce dernier mécanisme est peu contrôlable et est lié aux faiblesses initiales de la roche. Cependant ce phénomène peut avoir de l'importance pour la migration tertiaire (Aydin, 2000).

L'évaluation de la hauteur d'hydrocarbures piégeables dans les zones d'accumulation étant l'un des principaux intérêts du pétrolier, on peut à partir des pressions d'entrée capillaires des roches couverture obtenir une approximation utile de cette hauteur, de la même manière qu'au paragraphe 3.2.1. La figure 3.13 donne la hauteur des colonnes d'hydrocarbures en fonction de la pression d'entrée capillaire et des contrastes de densités entre les hydrocarbures et l'eau.



**Figure 3.13 :** Hauteur des colonnes d'hydrocarbures en fonction de la pression capillaire et de la différence de densités entre les hydrocarbures et l'eau (exprimée en  $\text{kg.m}^{-3}$ ) (d'après Carruthers (2003)).

### 3.3 Facteurs dominants

Dans le paragraphe précédent, nous avons détaillé les différents facteurs contrôlant la migration des hydrocarbures. Chacun d'entre eux a une influence plus ou moins importante. Nous allons dans ce qui suit décrire quels sont ceux qui prédominent dans la plupart des cas. Ceci permettra par la suite de justifier pourquoi certains modèles de migration simplifiée ne prennent pas en compte la totalité des facteurs intervenant dans le processus de migration. On s'appuiera également sur ces éléments pour discriminer les différents modèles lors de leur comparaison dans le chapitre 6.

#### 3.3.1 Importance de la flottabilité

Le consensus des spécialistes de la migration des hydrocarbures est que l'huile migre en premier lieu sous l'influence de la flottabilité (Berg, 1975; Schowalter, 1979; England, 1987). Les pressions capillaires du milieu poreux contrôlent les trajectoires de l'huile et les saturations. Quand la force de flottabilité dépasse les forces capillaires, le système n'est plus à l'équilibre capillaire ou bien déstabilisé du point de vue de la gravité et un flux d'huile peut exister (Carruthers, 1998; Carruthers, 2003).

En plus des forces de flottabilité et de capillarité, la migration des hydrocarbures est également soumise à une résistance provenant de la viscosité des fluides. Le nombre capillaire  $Ca$ , représentant le rapport entre

les forces visqueuses et les forces capillaires, est défini par :  $Ca = \frac{\mu U}{\gamma}$

où :

$\mu$  est la viscosité du fluide,

$U$  est la vitesse de Darcy dans la direction caractéristique de l'écoulement,

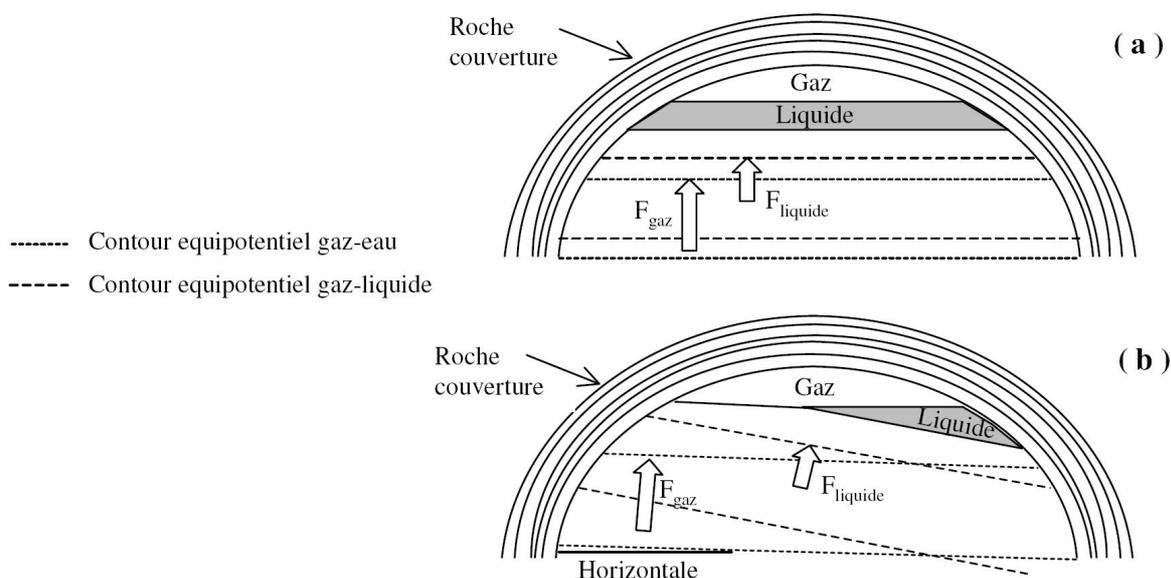
$\gamma$  est la tension interfaciale.

Des expériences de mélanges eau/huile dans des roches ont montré (England et al., 1987) que les forces visqueuses sont prédominantes lorsque le nombre capillaire est supérieur à  $10^{-4}$ . Toutefois, compte tenu des vitesses obtenues aux échelles géologiques, le nombre capillaire n'est jamais supérieur à  $10^{-10}$ ; c'est pourquoi les forces capillaires sont prédominantes par rapport aux forces visqueuses.

### 3.3.2 Hydrodynamisme

En l'absence des effets de la flottabilité, le gradient de potentiel hydraulique joue le même rôle que  $(\rho_w - \rho_o)g$ . En général, les effets de la flottabilité et de l'hydrodynamisme agissent simultanément (Meakin et al., 2000; Carruthers, 2003).

Sous l'effet de l'hydrodynamisme, les forces agissant sur les hydrocarbures ne sont plus verticales. L'eau entraîne les hydrocarbures et modifie les contacts. De plus, dans un contexte polyphasique, les hydrocarbures en phase liquide vont migrer de manière différente de ceux en phase gazeuse (England et al. 1987). La figure 3.14 illustre cet effet en montrant les contours équipotentiels pour des hydrocarbures en phases liquide et gazeuse. Comme les contours sont perpendiculaires aux forces agissant sur les fluides, les contacts entre les phases doivent être parallèles à une surface d'équipotentiels. Ainsi, dans des conditions hydrostatiques, les contacts entre les phases liquide et gazeuse sont horizontaux alors que dans des conditions hydrodynamiques, les contacts sont inclinés.



**Figure 3.14 :** Effets de l'hydrodynamisme (d'après England et al., 1987).  
Contours équipotentiels pour des hydrocarbures en phases liquide et gazeuse  
dans des conditions hydrostatiques (a) et hydrodynamiques (b).

Toujours d'après England et al. (1987), les hydrocarbures migrent des plus hauts potentiels vers les plus bas. Les gradients de potentiels sont dus aux variations de surpressions d'eau, à la flottabilité et à la différence de pressions capillaires. Dans les bassins sédimentaires, l'excès de pression d'eau lié aux forces de compaction est le principal mécanisme contrôlant les potentiels des fluides pour des profondeurs supérieures à 3 km. Les différences de pressions capillaires encouragent les hydrocarbures à migrer depuis les petits vers les gros pores.

Il est important de prendre en compte les effets de l'hydrodynamisme dans les conditions suivantes :

- dans des milieux poreux avec un très fort hydrodynamisme (supérieur à 500 kPa/km; ce qui représente en différence de charge 50 mètres tous les kilomètres (Carruthers, 1998)),
- dans des systèmes avec de la migration superficielle, lorsque les vitesses d'eau sont plus grandes au niveau de la surface,
- dans des systèmes où il existe très peu de contraste entre les densités des phases eau et hydrocarbures. Ce cas de figure peut arriver dans des zones superficielles lorsque la densité des hydrocarbures augmente.

De plus, les gradients de pression d'eau sont inférieurs aux gradients de pressions capillaires à l'échelle de la migration secondaire. Par conséquent, l'effet de l'hydrodynamisme sur la migration peut souvent être négligé.

### 3.3.3 Densité des hydrocarbures

Dans la grande majorité des cas, la densité des hydrocarbures est inférieure à celle de l'eau. Les seules situations où cette propriété peut être mise en défaut sont les suivantes :

- l'huile est très immature; on considère en général que cette huile reste solide et ne sort pas de la roche-mère,
- l'huile a subi une altération post-migration. Une fois l'huile arrivée dans un réservoir, elle peut subir une biodégradation et changer de densité. Un cas très rare d'une densité d'huile supérieure à la densité de l'eau se trouve dans la formation Tulare dans le bassin californien de Great Valley (Miller et McPherson, 1992).

Dans ces deux situations, on se retrouve face à des huiles lourdes en dehors de la migration secondaire.

En ce qui concerne la différence de densité entre le gaz et l'huile, la densité du gaz est plus faible que celle de l'huile. De ce fait, une colonne de gaz va exercer une plus grande poussée d'Archimède qu'une colonne d'huile de même hauteur. Cependant, la densité du gaz est fortement dépendante de la pression et à plus grandes profondeurs, la force de flottabilité exercée par la colonne de gaz baisse de façon substantielle.

### 3.3.4 Conclusion

La flottabilité est la force motrice de la migration des hydrocarbures. Ces derniers ont donc une préférence à se diriger verticalement vers le toit du bassin. Cette préférence peut être modifiée sous l'effet de l'hydrodynamisme car les hydrocarbures subissent en même temps l'influence de la flottabilité et du gradient de pression d'eau. Mais ce cas de figure doit être pris en compte uniquement dans certaines conditions.

Théoriquement, cette préférence à la direction verticale peut également changer de sens dans le cas où la densité des hydrocarbures est supérieure à celle de l'eau (cf. définition de la pression de flottabilité). On pourrait alors voir l'huile migrer vers les couches profondes par gravité. Comme on l'a vu au paragraphe précédent, ce cas est extrêmement rare, d'autant plus qu'une huile ayant une forte densité a aussi une forte viscosité donc perd de sa mobilité.

C'est pourquoi, les modèles de migration simplifiée donnent généralement une forte préférence à la migration verticale des hydrocarbures dans le sens opposé à la gravité, autrement dit vers le haut.

## **3.4 Synthèse sur la migration secondaire et tertiaire**

### **3.4.1 Migration secondaire**

La migration secondaire est le mouvement des hydrocarbures le long d'un drain depuis une roche-mère vers un piège. Comme cela a été expliqué par Schowalter (1979) et England et al. (1987), ce phénomène peut être décrit par trois processus physiques.

Le premier processus est la flottabilité, elle est le moteur de la migration des hydrocarbures. Lorsque deux fluides immiscibles (hydrocarbure et eau) sont présents dans une roche, une force de flottabilité, dépendant de la différence de densité entre la phase hydrocarbure et la phase eau, se crée. Plus la différence de densité est grande, plus la force de flottabilité pour une hauteur de colonne d'hydrocarbures donnée est grande (toujours mesurée verticalement) (Schowalter, 1979).

Le deuxième processus est l'hydrodynamisme. Cela rajoute une force, pouvant être dans n'importe quelle direction, dépendant de la nature de l'écoulement impliqué (England et al., 1987). Les effets de la flottabilité peuvent être amoindris ou accentués s'il existe un hydrodynamisme. Cependant, il n'est pas toujours indispensable de le prendre en compte (Carruthers, 1998).

Le troisième processus est la pression capillaire. Elle agit comme une résistance contrôlant la trajectoire des hydrocarbures. Les facteurs déterminant sa magnitude sont le rayon des pores de la roche, la tension interfaciale eau/hydrocarbure et la mouillabilité (Schowalter, 1979).

La combinaison de ces trois processus aboutit à l'ascension des hydrocarbures le long des drains jusqu'à ce que la pression capillaire soit suffisante pour compenser les effets de la flottabilité et de l'hydrodynamisme. La vitesse de migration dans les drains est généralement très rapide à l'échelle des bassins, toutefois elle peut être impactée, par les perméabilités des roches traversées et la viscosité du fluide. On peut remarquer que nous avons négligé la compaction en tant que force motrice de la migration secondaire, comme cela est communément supposé.

### **3.4.2 Migration tertiaire**

Comme nous l'avons indiqué précédemment, la migration tertiaire est la fuite des hydrocarbures depuis les pièges. Elle est imputée aux fuites capillaires, aux fuites hydrauliques et à la diffusion moléculaire (Sylta, 2004). Les fuites dans les roches couvertures sont possibles lorsque les processus moteurs (la flottabilité, les gradients de pression, la diffusion moléculaire) excèdent les facteurs résistants (la pression capillaire ou la perméabilité) de la roche couverture (Thomas and Clouse, 1995; Burrus, 1997). Dans une accumulation normalement pressurée, une couverture argileuse atteint son maximum d'efficacité lorsque la pression engendrée par la colonne d'hydrocarbures devient équivalente à la pression capillaire d'entrée dans les argiles qui la constituent.

Pour une accumulation en surpression (i.e. la différence entre la pression du fluide et la pression hydrostatique), la direction et l'intensité des circulations de fluide sont contrôlées par le champ de pression globale et la flottabilité engendrée par la colonne d'hydrocarbures joue un rôle mineur. La vitesse de fuite est alors contrôlée par le coefficient de perméabilité, la viscosité du fluide et le gradient de pression (Watts, 1987; Schlomer and Krooss, 1997).