

---

# Modélisation numérique

## Modèles numériques d'écoulement dans les réservoirs fracturés

L'observation d'une roche fissurée (cf. Figure 12) montre que les réservoirs fracturés peuvent être modélisés comme des blocs matriciels entourés d'un réseau de fractures. Les fractures sont plus perméables et plus conductrices. En contrepartie, les blocs matriciels stockent jusqu'à 98% des hydrocarbures du réservoir et sont beaucoup moins perméables que les fractures. Ce contraste au niveau des paramètres pétrophysiques impose deux cinétiques d'écoulement différentes dans les fractures et dans les blocs matriciels. A ceci s'ajoutent les échanges entre les blocs matriciels et les fractures les entourant qui font intervenir différents phénomènes physiques (expansion, effets capillaires, forces visqueuses...).

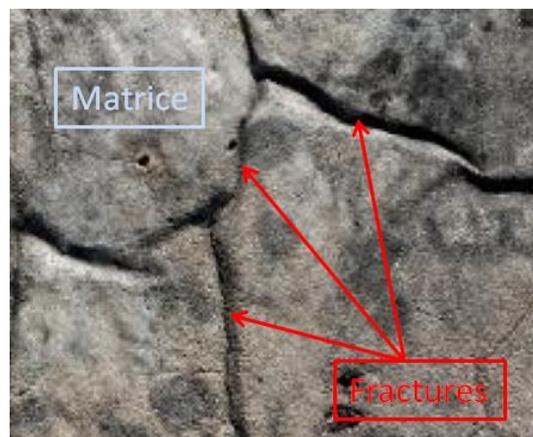


Figure 12 Une roche fracturée en affleurement  
Source : [29]

A ces aspects physiques de l'écoulement dans les réservoirs fracturés, s'ajoute l'aspect géométrique qui se manifeste par une différence d'échelle entre les blocs matriciels et les fractures. Les blocs matriciels ont des dimensions qui vont du centimètre au mètre, alors que les fractures ont des ouvertures qui vont du micromètre au millimètre.

Pour effectuer une simulation d'écoulement qui tient compte des spécificités physiques et géométriques des réservoirs fracturés, deux modèles de simulation sont proposés : le modèle simple milieu et le modèle double milieu.

### IV.1.1 Modèle simple milieu

Le modèle simple milieu consiste à effectuer la simulation sur un seul maillage. Une seule équation d'écoulement est résolue sur la grille modélisant le réservoir. Deux techniques sont couramment utilisées pour effectuer des simulations simple milieu dans les réservoirs fracturés.

La première consiste à simuler l'écoulement dans un même maillage avec une discrétisation fine des blocs matriciels et des fractures. On parle ici du modèle DFM (« Discrete Fracture Matrix » ou « Discrete Fracture Model » en anglais ou modèle discret en fractures et en matrice). Ce modèle a été testé dans plusieurs travaux ([30], [31], [32], [33], [34], [35], [36]). Le contraste en matière de paramètres pétrophysiques et de taille de mailles voisines engendre des difficultés de natures physiques et numériques qui rendent la résolution de l'écoulement dans ce types de maillages très couteux en temps de calculs et en espace de stockage en mémoire.

Pour réduire le temps de calcul qu'engendre l'utilisation du modèle DFM, certains auteurs ([7], [37], [38]) ont testé le modèle DFN (Discrete Fracture Network en anglais, ou réseau discret de fractures). Ce modèle consiste à simuler l'écoulement dans le réseau de fractures uniquement avec formulation qui contient un terme source qui tient compte de l'alimentation des fractures par les blocs matriciels en matière (huile, gaz...). Ainsi, seul le réseau de fractures est discrétisé.

Les simulations de type DFN restent couteuses en temps de calcul et en espace de stockage en mémoire. Or, tester plusieurs scénarii de production et effectuer des études de sensibilité et de calage d'historique nécessitent un nombre très important de simulations. Ainsi, se manifeste le besoin d'avoir un modèle numérique qui permet de réduire le temps de calcul et l'espace de stockage nécessaire pour chaque simulation tout en s'adaptant à la physique d'écoulement dans les réservoirs fracturés. C'est avec ces objectifs que le modèle double milieu a été proposé.

## **IV.1.2 Modèle double milieu**

L'écoulement dans un réservoir fracturé se fait plus rapidement dans les fractures qui sont plus conductrices que les blocs matriciels. Ces blocs matriciels qui stockent la quasi-totalité de matière piégées dans ces types des réservoirs se contentent d'alimenter le réseau de fractures. S'inspirant de cette vision, Barenblatt et al. [39] ont proposé le modèle double milieu. Ce modèle consiste à traiter le milieu fracturé comme deux milieux partiellement découplés : un milieu matriciel qui hérite les caractéristiques de la zone matrice du réservoir et un milieu fracture qui rend compte des caractéristiques macroscopiques du réseau de fractures (cf. Figure 13). Ces deux milieux sont couplés via un terme de flux représentant les échanges de matière.

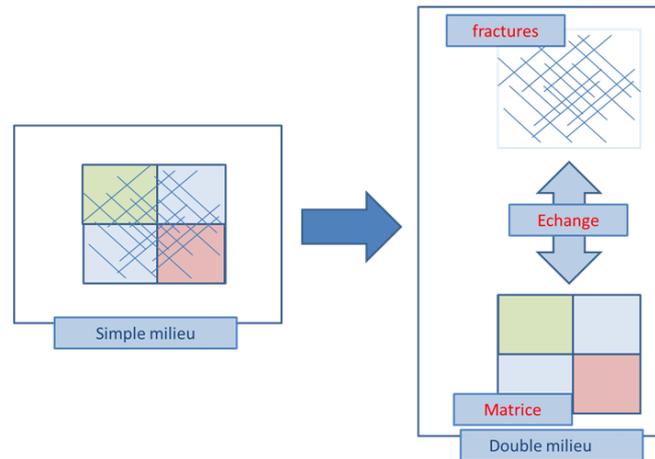


Figure 13 Passage d'un modèle simple milieu DFM à un modèle double milieu.

Ce modèle est donc constitué de deux équations différentielles (une par milieu) couplées par un terme d'échange. D'un point de vue numérique, le modèle double milieu est résolu en utilisant une superposition de deux grilles : une grille fracture et une grille matrice. A chacune des deux grilles, on attribue les paramètres pétrophysiques définissant l'écoulement dans chacun des milieux correspondant à la grille concernée. Un terme d'échange modélise le transfert de matière entre les deux grilles (cf. Figure 14). Deux variantes du modèle double milieu existent : le modèle double porosité /simple perméabilité et le modèle double porosité / double perméabilité.

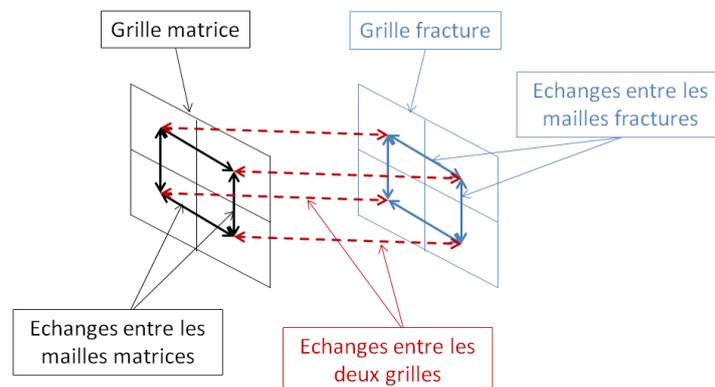


Figure 14 Flux d'échange dans un modèle double milieu

#### IV.1.2.1 Modèle double porosité

Warren et Root [40] ont proposé une représentation simplifiée du modèle double milieu. Ils modélisent le réservoir fracturé comme un arrangement régulier de blocs matriciels entourés par une série de fractures orthogonales (cf. Figure 15). Cette représentation n'admet aucun échange entre les différents blocs matriciels.

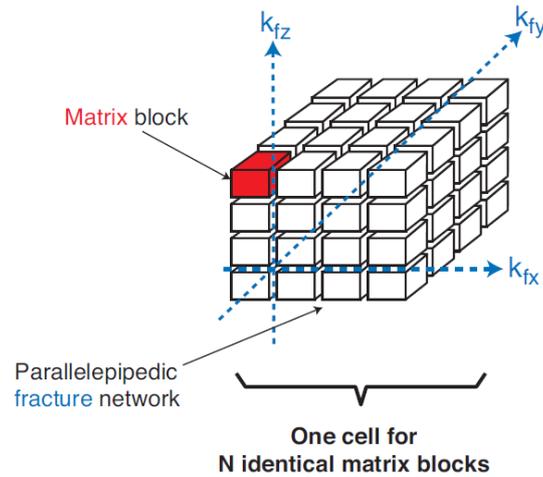


Figure 15 Le modèle double milieu vu par Warren et Root [40],  
Source : [41]

Ainsi, pour la configuration double porosité, l'écoulement se fait exclusivement dans la grille fracture. La grille matrice joue le rôle d'une source de matière (positive et négative) (cf. Figure 16). Cette configuration est également notée modèle double porosité/ simple perméabilité.

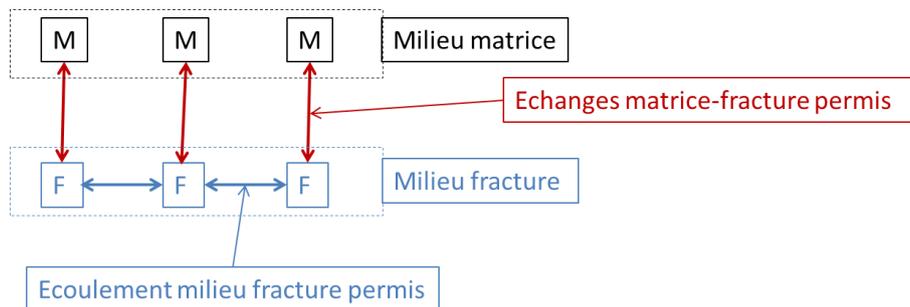


Figure 16 Mécanismes d'écoulement dans un modèle double porosité/ simple perméabilité.

#### IV.1.2.2 Modèle double porosité/ double perméabilité

Dans certains réservoirs fracturés, L'écoulement dans le milieu matrice doit être pris en compte. En effet, la perméabilité dans la zone matrice et la connectivité du réseau de fractures (existence de fractures non connectées ou isolées) favorisent l'échange entre les différents blocs matriciels. Dans ce cas, le modèle double porosité ne peut pas tenir compte de l'écoulement dans le réservoir avec assez de rigueur. Par conséquent, le modèle double milieu doit prendre en compte les transferts entre les différents blocs matriciels. On parle du modèle double porosité / double perméabilité (cf. Figure 17).

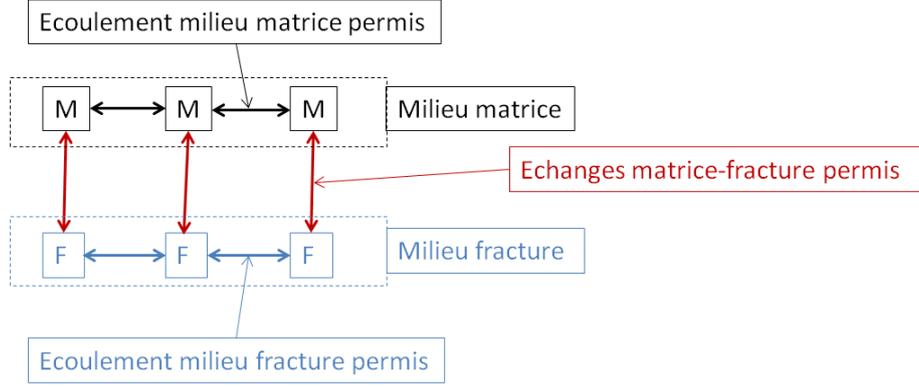


Figure 17 Mécanismes d'écoulement dans un modèle double porosité/double perméabilité

## IV.2 Formulation mathématique du modèle double milieu

### IV.2.1 Ecoulement monophasique

Le modèle double milieu se base sur deux équations d'écoulement, une équation par milieu.

#### IV.2.1.1 Equations d'écoulements

L'équation d'écoulement dans le milieu fracture s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi^f \rho)}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \rho \frac{\bar{K}^f}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P^f \right) + E^{m \rightarrow f} = s^f \quad (\text{IV.1})$$

Dans le milieu matrice, l'équation d'écoulement est la suivante :

$$\frac{\partial(\phi^m \rho)}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \rho \frac{\bar{K}^m}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P^m \right) - E^{m \rightarrow f} = s^m \quad (\text{IV.2})$$

$E^{m \rightarrow f}$  est le débit volumétrique élémentaire des flux échangés entre le milieu matrice et le milieu fracture. Pour le modèle double porosité simple perméabilité, aucun écoulement n'est autorisé dans le milieu matrice. On suppose que la vitesse d'écoulement est nulle ( $\vec{v}^m = \frac{\bar{K}^m}{\mu} \vec{\nabla} P^m$ ). Par conséquent, l'équation d'écoulement dans le milieu matrice correspondant au modèle double porosité simple perméabilité s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi^m \rho)}{\partial t} - E^{m \rightarrow f} = s^m \quad (\text{IV.3})$$

### IV.2.1.2 Terme d'échange

Le terme d'échange est une estimation des flux échangés entre le réseau de fractures et les blocs matriciels. Warren et Root [40] étaient les premiers à mettre en application le modèle double porosité dans un contexte d'écoulement monophasique. Ils ont modélisé le terme d'échange comme suit :

$$E^{m \rightarrow f} = -\sigma K^m \frac{\rho}{\mu} (p^f - p^m) \quad (\text{IV.4})$$

On remarque que dans un contexte d'écoulement monophasique, l'échange entre les blocs matriciels et les fractures se fait par expansion sous l'effet de la différence de pressions  $(p^f - p^m)$ .

$\sigma$  est un facteur de forme qui tient compte des dimensions et de la forme de la surface d'échange entre les fractures et les blocs matriciels. En première approximation, Warren et Root [40] considèrent que le milieu fracturé est équivalent à un arrangement régulier de blocs matriciels entourés de fractures. Ces blocs sont de forme cubique de taille  $a$ . Par résolution d'un écoulement quasi-stationnaire monophasique entre les blocs matriciels et le réseau de fractures, Warren et Root ont trouvé cette forme de  $\sigma$  :

$$\sigma = \frac{4 \cdot N \cdot (N + 2)}{a^2} \quad (\text{IV.5})$$

$N$  est le nombre de directions d'écoulement.

Ce facteur de forme suppose l'établissement immédiat d'un régime permanent d'échange entre le bloc matriciel et le milieu fracturé. Selon Lemonnier et Bourbiaux [42], un régime transitoire doit être pris en compte. Ceci se manifeste par un terme dépendant du temps corrigeant le terme d'échange.

Pour tenir compte du régime transitoire dans un contexte monophasique, plusieurs auteurs ont commencé par introduire des termes correctifs au facteur de forme. Kazemi et al. [43] ont présenté une formule simple pour un bloc matriciel de forme de parallélépipédique rectangle de dimensions  $a, b, c$  :

$$\sigma = 4 \cdot \left( \frac{1}{a^2} + \frac{1}{b^2} + \frac{1}{c^2} \right) \quad (\text{IV.6})$$

Plusieurs auteurs ont proposé des corrections du facteur de forme de Kazemi [43] pour tenir compte du régime transitoire ([44], [45], [46], [47], [48], [49], [37]). D'autres propositions de facteur de forme plus adaptés à un processus diphasique sont proposées dans le paragraphe

IV.2.2.2. Des méthodes de détermination de la taille de bloc équivalent correspondant au terme d'échange de Kazemi et al. [43] seront présentées dans le Chapitre V.

## IV.2.2 Formulation mathématique de l'écoulement diphasique du modèle double porosité

### IV.2.2.1 Equations d'écoulement

Le système d'équations mathématique pour un modèle double milieu est formé de deux équations d'écoulement : une équation par milieu.

Dans le milieu fracture, l'équation d'écoulement de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi^f S_\alpha^f \rho_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \rho_\alpha \frac{\bar{k}^f k_{r\alpha}^f}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla} (P_\alpha^f + \rho_\alpha g z) \right) + E_\alpha^{m \rightarrow f} = S_\alpha^f \quad (\text{IV.7})$$

Pour le milieu matrice, l'équation d'écoulement de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi^m S_\alpha^m \rho_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \rho_\alpha \frac{\bar{k}^m k_{r\alpha}^m}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla} (P_\alpha^m + \rho_\alpha g z) \right) - E_\alpha^{m \rightarrow f} = S_\alpha^m \quad (\text{IV.8})$$

Dans le cadre d'un modèle double porosité et simple perméabilité, l'équation d'écoulement de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) dans le milieu matrice s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi^m S_\alpha^m \rho_\alpha)}{\partial t} - E_\alpha^{m \rightarrow f} = S_\alpha^m \quad (\text{IV.9})$$

Aux équations d'écoulement s'ajoute aussi l'équation de continuité. Pour chaque milieu  $M$ , ( $M = m, f$ ) la somme des saturations des différentes phases  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) est égale à l'unité.

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha}^M = 1 \quad (\text{IV.10})$$

L'expression de la perméabilité relative de chaque phase  $\alpha$  et de la pression capillaire dans chaque milieu  $M$ , ( $M = m, f$ ) sont fonction de la saturation en eau :

$$k_{r\alpha}^M = k_{r\alpha}^M(S_w^M) \quad (\alpha = o, w) \quad (\text{IV.11})$$

$$P_o^M - P_w^M = P_c^M(S_w^M) \quad (\text{IV.12})$$

### IV.2.2.2 Terme d'échange pour l'écoulement diphasique

Pour chaque phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ), le terme d'échange s'écrit comme suit :

$$E_{\alpha}^{m \rightarrow f} = -\sigma K^m k_{r\alpha}^m \frac{\rho_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} (\Phi_{\alpha}^f - \Phi_{\alpha}^m) \quad (\text{IV.13})$$

On rappelle que  $\sigma$  est le facteur de forme et que  $(\Phi_{\alpha}^f - \Phi_{\alpha}^m)$  est la différence de potentiels de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) entre le milieu fracture et le milieu matrice.

#### Le facteur de forme pour l'écoulement diphasique

Le facteur de forme  $\sigma$  présenté par Warren et Root [40] pour le cas monophasique se base sur l'hypothèse de régime quasi stationnaire. Or Lemonnier et Bourbiaux [42] mettent l'accent sur l'utilisation d'un régime transitoire. Plusieurs corrections ont été appliquées sur ce facteur de forme quasi stationnaire [43], [44], [45] [46] [47] [48] [49]. L'objectif de l'application de ces corrections est de tenir compte de ce régime transitoire.

Pour un écoulement diphasique, l'intégration d'un facteur de forme dépendant du temps a pour but de prendre en compte le régime transitoire pour corriger la représentation quasi stationnaire de Warren et Root [40]. Bourbiaux et al [50] ont quantifié numériquement le caractère transitoire du facteur de forme pour un processus diffusif. Plusieurs auteurs [51] [52] [53] ont proposé un facteur de forme dépendant du temps. D'autres auteurs [54] [55] [56] ont intégré ces facteurs de formes pour mettre en place des termes d'échange dépendant du temps et les tester dans un simulateur double porosité. Dans le cadre de cette thèse, on a recours au facteur de forme de Kazemi et al [43] qui dépend des dimensions du bloc équivalent ayant une forme parallélépipède rectangle. Il s'agit du facteur de forme disponible dans l'outil de simulation utilisé pour effectuer les travaux de la thèse. Différentes méthodes de détermination de la taille de ce bloc équivalent seront présentées dans le Chapitre VI.

#### La différence de potentiel

Dans le cadre d'un écoulement diphasique, les échanges entre les fractures et le milieu matrice sont provoqués par la différence de potentiel de chacune des phases  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) entre les deux milieux. En se basant sur la représentation de Warren et Root [40] (paragraphe IV.1.2.1 cf. Figure 15), Lemonnier et Bourbiaux [42] calculent la différence de potentiels d'une phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) entre un bloc matriciel et les fractures qui l'entourent. Le calcul du terme d'échange entre une maille fracture et une maille matrice est fait en multipliant le terme d'échange calculé pour un seul bloc représentatif par le nombre de blocs représentatifs par maille. On rappelle que la taille d'une maille double milieu n'a aucune relation avec la taille du bloc représentatif.

Pour un seul bloc représentatif entouré de fractures au sens du modèle de Warren et Root (cf. Figure 18), on note  $s$  le centre du bloc,  $i -$  ( $i = x, y, z$ ) le centre de la face amont dans la direction  $I$  ( $I = X, Y, Z$ ) et  $i +$  ( $i = x, y, z$ ) le centre de la face aval. On suppose que le

potentiel d'une phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) sur chaque face  $i$  ( $i = x+, x-, y+, y-, z+, z-$ ) est constant qu'on note  $\Phi_{\alpha i}^f$ . Le potentiel d'une phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) au centre du bloc matrice est noté  $\Phi_{\alpha s}^m$ .

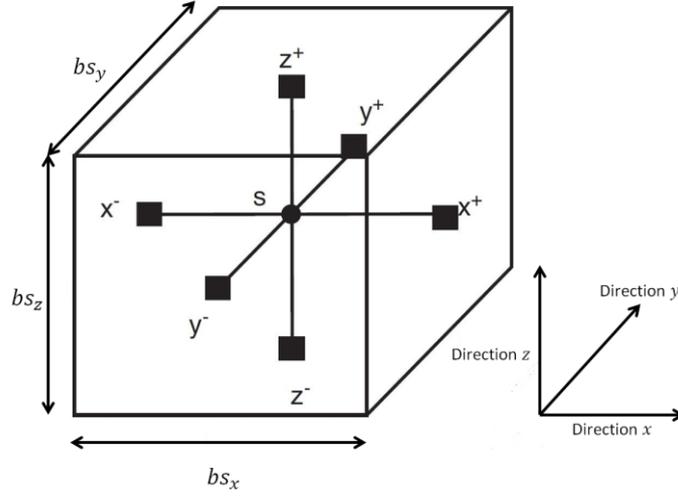


Figure 18 Représentation d'un bloc matrice dans un modèle double milieu.  
Source : [42]

La différence de potentiels de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) entre les deux milieux pour un seul bloc représentatif s'écrit comme suit :

$$\Phi_{\alpha}^f - \Phi_{\alpha}^m = \frac{1}{6} \sum_{i=x+,x-,y+,y-,z+,z-} (\Phi_{i\alpha}^f - \Phi_{s\alpha}^m) \quad (\text{IV.14})$$

Pour une seule face, la différence de potentiel s'écrit comme suit :

$$\Phi_{i\alpha}^f - \Phi_{s\alpha}^m = P_{so}^f - P_{so}^m + P_{c\alpha}^f - P_{c\alpha}^m + \Phi_{i\alpha}^f - \Phi_{s\alpha}^f \quad (\text{IV.15})$$

Avec  $P_{co} = P_o - P_w$  et  $P_{cw} = P_w - P_o$

La différence de potentiels (équation (IV.15)) englobe 3 termes. Le premier terme  $P_{so}^f - P_{so}^m$  traduit l'échange par expansion (déplacement d'une même phase par différence de pression). Le terme  $P_{c\alpha}^f - P_{c\alpha}^m$  traduit les échanges par effets capillaires. Le terme  $\Phi_{i\alpha}^f - \Phi_{s\alpha}^f$  quantifie les échanges par effet des forces visqueuses. Dans cette équation, les effets gravitaires ne sont pas explicités car ils ne sont pas étudiés dans le cadre de cette thèse. On voit bien que le terme d'échange tient compte des mécanismes physiques qui régissent les échanges entre les fractures et les blocs matriciels.

Dans le modèle double milieu, chacune des deux grilles (matrice ou fractures) hérite des caractéristiques du milieu correspondant avec les hétérogénéités à l'échelle fine. Pour alléger le

cout de la simulation en temps de calcul et en espace mémoire, il est courant d'utiliser un maillage plus grossier pour chacune des deux grilles. Ce changement de la taille des mailles est accompagné par une phase d'homogénéisation des paramètres pétrophysiques (perméabilité, perméabilités relatives, pression capillaire). Cette phase est notée mise à l'échelle ou up-scaling. Elle fait l'objet du Chapitre V de ce manuscrit de thèse et constitue l'objet principal de cette thèse.

## Chapitre V. Mise à l'échelle des écoulements dans les réservoirs fracturés

On rappelle que les simulateurs réservoirs sont basés sur des modèles numériques. Ces modèles représentent le réservoir en un nombre fini de mailles, parfaitement définies par leurs propres caractéristiques géométriques ( $\Delta x$ ,  $\Delta y$ ,  $\Delta z$ ), volumiques (porosité, saturation en huile et eau, tenseur de perméabilité) et propriétés d'écoulement multiphasique [20].

Les caractéristiques géométriques ( $\Delta x$ ,  $\Delta y$ ,  $\Delta z$ ) de chacune des mailles dépendent de l'échelle d'exploration. Par exemple, alors que l'exploration sismique donne des coupes ayant une précision de l'ordre de quelques dizaines de mètres, la diagraphie donne une précision métrique. Les carottes observées aux laboratoires ont des tailles centimétriques à millimétriques. Les ouvertures de fractures, elles, sont de l'ordre du millimètre voire du micromètre. Par conséquent, effectuer une simulation d'écoulement à l'échelle fine (DFM) nécessite un maillage contenant un nombre important de mailles à dimensions très variables. A ces différences d'échelles s'ajoute l'écart entre les propriétés pétrophysiques des différentes mailles. Tous ces facteurs cumulés rendent la simulation numérique d'écoulement sur un modèle DFM très couteuse en temps de calcul vu la difficulté numérique à résoudre le système mathématique.

En pratique, les simulations numériques ne sont pas effectuées sur un modèle fin de type DFM, mais sur un modèle réservoir ayant une taille de maille de quelques dizaines de mètres suivant la direction verticale (en profondeur) et de quelques centaines de mètres suivant les directions horizontales. Le changement d'échelle entre les mailles du modèle fin (DFM) et les mailles réservoir nécessite la prise en compte de toutes les informations portées par le modèle DFM et contenues dans chaque maille réservoir pour en déduire une information moyenne à appliquer aux mailles réservoir. On parle ici d'une opération de mise à l'échelle (Upscaling en anglais) (cf. Figure 19).

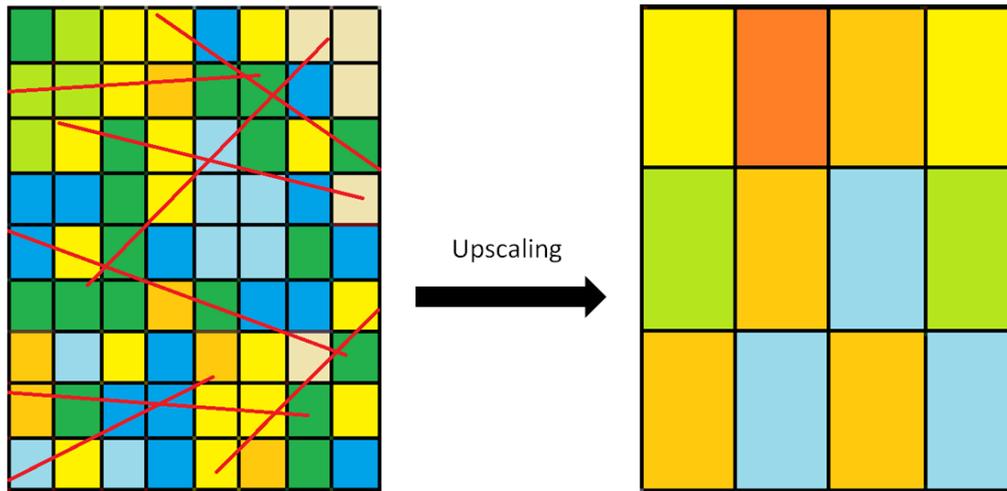


Figure 19 Résultat de la mise à l'échelle (Upscaling) d'une propriété pétrophysique d'un modèle DFM fin vers un modèle plus grossier

Pour mettre à l'échelle les propriétés d'un domaine de l'espace, on doit s'assurer que ses dimensions dépassent celles du Volume Élémentaire Représentatif (VER). La taille du VER est la taille minimale requise, permettant aux propriétés pétrophysiques à l'intérieur du volume d'être correctement homogénéisées afin de donner un comportement physique représentatif de celui du domaine original [57], [58].

Dans cette partie du manuscrit, on présente un aperçu bibliographique des méthodes de mise à l'échelle les plus couramment utilisées et qui sont en rapport avec les travaux de cette thèse. Dans cet aperçu bibliographique, on distinguera les méthodes appliquées au cas d'écoulement monophasique et diphasique.

## V.1 Cas d'écoulement monophasique

En écoulement monophasique, les seuls paramètres à mettre à l'échelle sont la porosité et la perméabilité absolue. Une revue présentant les différentes méthodes de mise à l'échelle des perméabilités absolues a été donnée par Renard et De Marsily [59], Farmer [60] et Durlofsky [61].

Entre deux mailles voisines de la grille du modèle numérique, la vitesse d'écoulement est définie par la transmissibilité et le gradient de pression. La transmissibilité est un paramètre regroupant les données géométriques et pétrophysiques caractérisant les deux mailles en question. Ce paramètre (la transmissibilité) englobe la donnée de perméabilité entre les deux mailles. Par conséquent, en écoulement monophasique, la mise à l'échelle peut porter sur la transmissibilité au lieu de la perméabilité absolue. Selon Chen et Al [62] et Romeu et Noetinger [63], la mise à l'échelle des transmissibilités a tendance à donner un maillage grossier qui reproduit le comportement du maillage fin mieux que par mise à l'échelle des perméabilités absolues.

Dans ce chapitre, on présente les techniques de mise à l'échelle les plus adaptées au cas d'un écoulement monophasique. On distingue les différentes méthodes rentrant dans le cadre d'un formalisme simple milieu et double milieu.

## V.1.1 Mise à l'échelle dans le cadre d'un formalisme simple milieu

On distingue deux séries de méthodes de mise à l'échelle dans un contexte d'écoulement monophasique dans le cadre d'un formalisme simple milieu. Il s'agit des méthodes analytiques et des méthodes numériques.

### V.1.1.1 *Les méthodes analytiques*

Il s'agit d'une série de méthodes ne nécessitant aucune résolution numérique préalable de l'écoulement. Parmi les méthodes analytiques de mise à l'échelle de la perméabilité absolue dans un contexte d'écoulement monophasique dans le cadre d'un formalisme simple milieu, on cite la technique de moyenne pondérée par le volume introduite par Deutsch [64], la méthode de mise à l'échelle basée sur l'équation de pression citée par Durlofsky [65], l'approche de renormalisation de King [66] et la technique de la moyenne du tenseur plein de Kasap et Lake [67]. Dans ce paragraphe, on se limite à expliciter brièvement la méthode de moyenne pondérée par le volume qui a été intégrée dans un workflow de mise à l'échelle développé dans le cadre de cette thèse.

#### **Technique de moyenne pondérée par le volume**

Il s'agit d'une technique simple de calcul de la perméabilité équivalente d'un groupement de mailles formant une potentielle maille grossière. L'approche a été présentée par Deutsch [64]. Selon la technique, la perméabilité équivalente de la maille grossière dans la direction  $i$  est la moyenne harmonique sur les moyennes arithmétiques des groupements de mailles arrangées perpendiculairement à la direction  $i$  (cf. Figure 20). Toutes ces moyennes sont pondérées par le volume de chaque maille ou de chaque groupement de mailles.

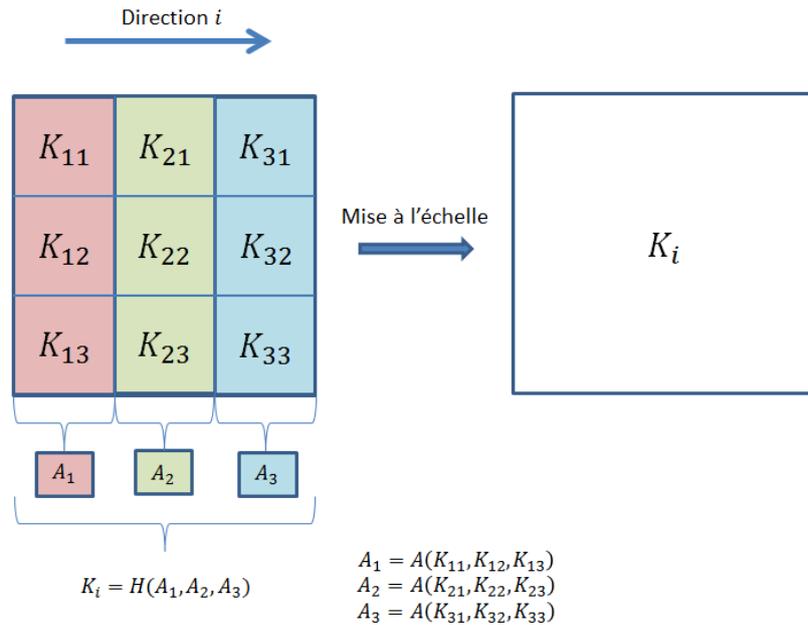


Figure 20 Technique de mise à l'échelle de la perméabilité absolue par une moyenne pondérée par le volume.

$A(.)$  : moyenne arithmétique

$H(.)$  : moyenne harmonique

### V.1.1.2 Les méthodes basées sur l'écoulement (numériques)

Les méthodes numériques de mise à l'échelle se basent sur une ou plusieurs simulations fines de l'écoulement. Les résultats de ces simulations fines sont post-traités afin d'obtenir les paramètres pétrophysiques mis à l'échelle. Pour déterminer la perméabilité équivalente d'une ou plusieurs mailles grossières dans une direction particulière, une simulation fine de l'écoulement dans cette direction est effectuée. Le domaine de calcul peut être constitué par un groupement de mailles fines ou un domaine formant une potentielle maille grossière. On parle dans ce cas d'une mise à l'échelle locale. La difficulté de cette méthode réside dans le choix des conditions aux limites à imposer à ce domaine. Alors que certains auteurs préfèrent imposer une pression par facette à l'entrée et la sortie de la maille grossière dans la direction d'écoulement et un flux nul pour les facettes restantes ([68], [69]). D'autres optent pour les conditions aux limites périodiques [70]. Cependant, ces méthodes de mise à l'échelle n'introduisent aucune information sur la perméabilité des cellules voisines. Or les cellules voisines influencent fortement l'écoulement dans la maille grossière. La méthode de mise à l'échelle locale étendue corrige cette anomalie en élargissant le domaine sur lequel la simulation fine est effectuée pour contenir le domaine de la maille grossière entourée par d'autres mailles fines qui forment les huit mailles grossières voisines ou plus ([71], [72], [73], [74]). Dans certains réservoirs, la forte hétérogénéité en perméabilité fait que les méthodes de mise à l'échelle locale et locale étendue restent insuffisantes. Ainsi, la simulation fine doit être effectuée sur le réservoir entier pour déterminer la perméabilité équivalente de chacune des mailles grossières. Il s'agit de la mise à l'échelle globale ([75], [76], [77]). La limitation majeure de la méthode de mise à l'échelle globale porte sur l'obligation d'effectuer une simulation fine sur le réservoir entier. Ceci est très coûteux en temps de calcul et

parfois impossible. Pour profiter de la rapidité de la mise à l'échelle locale et de la précision de la mise à l'échelle globale, plusieurs auteurs ont testé la mise à l'échelle locale globale ([62], [78], [79], [80], [81]). L'approche consiste à déterminer les propriétés des mailles grossières par la méthode locale ou locale étendue et à lancer une simulation grossière en employant ces paramètres équivalents. La simulation grossière sert à déterminer des conditions aux limites en pressions qui sont appliquées par la suite à chacune des mailles grossières dans le cadre d'une mise à l'échelle locale ou locale étendue. Ces deux étapes sont à réitérer jusqu'à atteindre la consistance du résultat.

Les méthodes de mise à l'échelle mentionnées s'appliquent principalement dans le cas d'un écoulement loin des conditions d'écoulement autour des puits qui sont différentes. Certains auteurs ([82], [83], [84], [85]) se sont intéressés à la mise à l'échelle des propriétés monophasiques de la maille grossière contenant un puit.

## **V.1.2 Mise à l'échelle dans le cadre d'un formalisme double milieu**

Dans un contexte d'écoulement monophasique dans les réservoirs fracturés, le modèle double milieu est largement utilisé ([41], [42]) en raison de sa compatibilité physique avec l'écoulement dans ces types de réservoirs. Dans le cadre de ce formalisme, les deux milieux (matrice et fractures) sont partiellement découplés. Par conséquent, l'écoulement est modélisé dans deux maillages séparés : un maillage par milieu (une équation par milieu) (voir paragraphe IV.2.1).

Les techniques de mise à l'échelle, appliquées pour les simulations de type double milieu, suivent par conséquent la même logique. En effet, la mise à l'échelle se fait par milieu. Et comme, les caractéristiques pétrophysiques sont différentes pour les deux milieux, la technique de mise à l'échelle appliquée à chacun des deux milieux doit respecter ses particularités.

Pour mettre à l'échelle les propriétés pétrophysiques du milieu matrice, les techniques présentées dans le cadre d'un formalisme simple milieu sont toujours applicables. McKenna et Reeves [12], Fournon et al. [13] et Arbogast [86] se sont intéressés au calcul des paramètres équivalents du réseau de fractures dans le cadre d'un écoulement monophasique. Elfeel et Geiger [87] ont développé un aperçu bibliographique sur différentes méthodes de mise à l'échelle de la perméabilité équivalente du DFN dont la méthode d'ODA [11] et l'approche numérique basée sur l'écoulement et utilisée dans plusieurs travaux ([88], [89], [90]).

L'approche analytique d'ODA se base sur l'égalité entre l'expression de vitesse d'écoulement dans le DFN entier et l'expression de la somme des vitesses d'écoulement dans toutes les fractures du DFN pondérée par le volume de chacune des fractures. L'application de la méthode d'ODA présente un coût numérique faible. Elle présente l'inconvénient de délivrer une perméabilité équivalente qui ne tient pas compte de la connectivité du réseau.

La méthode numérique basée sur l'écoulement utilise le résultat de simulation d'écoulement monophasique dans le réseau de fractures uniquement (sans tenir compte du milieu matrice qui l'entoure). Les résultats en flux de cette simulation sont exploités pour obtenir la perméabilité

équivalente. La méthode numérique présente un résultat (en perméabilités équivalentes) qui tient compte de la connectivité du réseau. En contrepartie, cette méthode a un coût numérique non négligeable. Elle délivre un résultat qui dépend étroitement des conditions aux limites choisies pour la simulation [87].

## **V.2 Cas d'écoulement diphasique**

En passant d'une grille fine à une grille grossière, la mise à l'échelle doit tenir compte des aspects physiques de l'écoulement. En présence de deux phases, les interactions entre les deux fluides en écoulement et avec le milieu hôte est pris en compte par les perméabilités relatives et la pression capillaire. Ces deux paramètres sont affectés à chaque maille. Ils sont fonctions de la saturation de chacun des deux fluides (ou d'un seul fluide puisque la somme des saturations des deux est égale à l'unité). Comme pour le cas de la perméabilité absolue, les paramètres d'écoulement diphasiques doivent être pris en compte lors de la mise à l'échelle.

### **V.2.1 Mise à l'échelle de l'écoulement diphasique dans le cadre d'un formalisme simple milieu**

Dans certains cas, la mise à l'échelle des perméabilités absolues est largement suffisante pour reproduire le comportement d'une simulation fine à l'aide d'un maillage grossier ([91], [61], [92]). Si le taux d'hétérogénéité du réservoir augmente, mettre à l'échelle la perméabilité absolue seulement sera insuffisant ([91], [93]). Ainsi, les paramètres diphasiques doivent être mis à l'échelle.

La procédure de mise à l'échelle consiste à calculer des pseudo paramètres pour la maille grossière qui soient fonction de la saturation dans le bloc grossier et qui tiennent compte de la physique d'écoulement dans le domaine de la maille grossière. En effet, les interactions entre les fluides en écoulement et le milieu hôte sont contrôlées par des forces de natures différentes. Il s'agit des forces capillaires (impact du milieu sur les fluides en écoulement), gravitaires (impact de la différence de densité entre les deux fluides) et les forces visqueuses (impact de l'injection à haut débit dans le milieu). La méthode de détermination des pseudo fonctions doit tenir compte du régime d'écoulement dans la région du réservoir qui contient la maille grossière. Dans le cadre des travaux de cette thèse, on se place dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile. En raison du faible contraste de densité entre les deux fluides, les effets gravitaires sont négligés. Par conséquent, seules les forces capillaires et visqueuses seront prises en compte.

Plusieurs auteurs ont donné des aperçus bibliographiques sur les différentes méthodes de calcul des pseudo fonctions ([94], [95], [96], [91], [97]). Ils ont distingué deux grandes familles de techniques de détermination des pseudo paramètres. La première famille concerne les méthodes analytiques basées sur l'hypothèse du réservoir stratifié. La deuxième famille regroupe les méthodes de détermination des pseudo fonctions en se basant sur une simulation fine d'écoulement.

### ***V.2.1.1 Méthodes analytiques (réservoirs stratifiés)***

Dans le cas d'un réservoir stratifié, l'application des méthodes analytiques dépend des hypothèses contraignantes. Avec l'hypothèse de non-communication entre les différentes couches du réservoir stratifié, Stiles [98] et Dykstra et Parsons [99] ont développé des techniques permettant de déterminer les pseudo fonctions.

Inversement, si la communication est parfaite entre les différentes couches du réservoir et que les forces capillaires sont plus importantes que les forces visqueuses, on assiste à un équilibre vertical de nature capillaire. Les forces capillaires empêchent alors toute ségrégation des deux phases en écoulement. Yokoyama et Lake [100] et Lemouzy et al. [101] ont présenté des méthodes de calcul de pseudo fonctions dans un contexte d'équilibre vertical de nature capillaire.

Toujours en supposant une communication parfaite entre les couches du réservoir et si cette fois les forces visqueuses dominant l'écoulement, un équilibre transverse au sens de l'écoulement, de nature visqueuse est établi. Dans ces conditions, le gradient de pression dans la direction verticale est nul. Dans le cadre des mêmes hypothèses, les fluides avancent dans les couches avec des débits constants. Hearn [102] et Simon et Koederitz [103] ont développé des méthodes de calcul de pseudo perméabilités relatives basées sur le calcul des flux fractionnels en fonction de la saturation moyenne. Ahmadi et al. [95] et Dake [104] ont proposé un critère pour délimiter le régime d'écoulement à dominance des forces capillaires de celui à dominance des forces visqueuses.

### ***V.2.1.2 Méthodes numériques basées sur les simulations fines de l'écoulement***

Dans certains cas, aucune des hypothèses liées à l'application des méthodes analytiques valables dans le cas du réservoir stratifié n'est vérifiée. Ainsi, pour déterminer les perméabilités relatives et les pressions capillaires équivalentes, le passage par les simulations fines d'écoulement est incontournable. Les paramètres diphasiques ainsi calculés sont appelés pseudo paramètres dynamiques ou pseudos dynamiques. Le concept de calcul de pseudo dynamique a été présenté par Jack et al. [105] pour effectuer une mise à l'échelle dans une direction verticale. Le concept a été repris et généralisé par KYTE et Berry [106] pour effectuer une mise à l'échelle dans toutes les directions.

Barker et Thibeau [91] et Barker et Dupouy [97] ont analysé les différentes méthodes de calcul de pseudos dynamiques. Artus et Noetinger [96] constatent l'existence de deux approches servant à calculer les pseudos dynamiques. La première approche consiste au calcul d'un gradient de pression pour le bloc grossier. A partir de ce gradient et en inversant la loi de Darcy, les pseudo perméabilités relatives sont calculées ([105], [106], [107], [108]). La deuxième approche consiste à calculer un pseudo flux fractionnel de chaque phase (débit de la phase divisé par le débit total) et d'en tirer la pseudo perméabilité relative ([94], [109], [110], [111]). D'autres auteurs se sont basés sur la résolution de l'équation de Laplace en se positionnant dans un contexte d'écoulement quasi stationnaire ([112], [113], [114]). Intera Information Technology [115] a proposé des moyennes pondérées pour les pseudo pressions de phases et pour les pseudo perméabilités relatives. Le gros

inconvenient du calcul des pseudos dynamiques est qu'il ne permet pas de distinguer la mise à l'échelle de l'écoulement de la dispersion numérique due à l'usage du maillage grossier. Ceci fait perdre à ces pseudo paramètres le sens physique ([96], [116], [117]). Pickup et Sorbie [118] ont évalué quelques méthodes de calcul de pseudos dynamiques.

### ***V.2.1.3      Autres méthodes de mise à l'échelle de l'écoulement diphasique dans le cadre d'un formalisme simple milieu***

Les méthodes basées sur la génération des pseudos dynamique sont largement utilisées pour mettre à l'échelle l'écoulement diphasique. Toutefois, cette classe de techniques pose deux problèmes majeurs. Le premier problème est d'ordre physique. En effet, la complexité de l'écoulement diphasique peut amener cette technique à produire un résultat sans signification physique, tels que des perméabilités relatives négatives ou non monotones et des pressions capillaires affectées à des zones qui ne possèdent aucun effet capillaire [119]. Certains auteurs ont essayé de résoudre ce problème [120] et [121] en introduisant diverses corrections qui ont permis de résoudre le problème.

Le second problème est d'ordre numérique. En effet cette technique nécessite des simulations fines pour générer des pseudo fonctions affectées aux simulations grossières. Ainsi, un changement de la vitesse d'injection ou de conditions aux limites nécessite une nouvelle simulation fine de référence.

Ceci a fait émerger des nouvelles techniques de calcul de pseudo fonctions (perméabilités relatives et pressions capillaires). Salomi et Suzuki [122] se sont basés sur les méthodes dynamiques en essayant de limiter la taille et le nombre de simulations fines en faisant recours à un échantillonnage pour trier les mailles grossières qui ont des comportements similaires. D'autres pistes différentes telle que celle de Yang et al. [119] basées sur les techniques d'approximation ont été suivies. Artus et Noetinger [96] se sont basés sur une approche stochastique pour mettre à l'échelle l'écoulement diphasique dans les réservoirs hétérogènes. Gorell et Bassett [123] ont procédé au tirage direct du modèle numérique (maillage du réservoir) à l'échelle grossière.

## **V.2.2      Mise à l'échelle de l'écoulement diphasique dans le cadre d'un formalisme double milieu**

Xie et Pooladi-Darvish [14] ont développé une méthodologie de mise à l'échelle de l'écoulement diphasique eau-huile dans les milieux poreux naturellement fracturés. Il s'agit d'une méthodologie utilisant le modèle double milieu. L'écoulement considéré est bidimensionnel horizontal. Les forces de gravité sont exclues du workflow. Les systèmes de fractures sont orthogonales (section horizontale). Des tests de variation du débit d'injection, de modification des conditions aux limites et de modification de la taille de grille prouvent la validité de cette méthode même en modifiant ces trois paramètres. En contrepartie, cette méthodologie, ne tient pas compte de l'écoulement tridimensionnel. Le réalisme des modèles choisis est discutable. Il est à signaler également que cette méthodologie nécessite un passage par des simulations fines sur tout le réservoir.

Matthai et Nick [124] proposent un modèle semi-analytique de mise à l'échelle d'un écoulement polyphasique dans un réservoir naturellement fracturé permettant de passer de l'échelle du mètre à l'échelle d'une maille réservoir. Son objectif est de développer une méthode de calcul des pseudo perméabilités relatives pour une maille réservoir simple milieu, en se basant sur des données de champs. La méthode n'est valable que dans le cas où les forces gravitaires sont négligeables. Notons que les transferts matrice-fracture par effets capillaires ne sont pas modélisés concrètement. Ils sont pris en compte par un terme de transfert intégré dans l'expression de la pseudo perméabilité relative de la phase non mouillante. Aucun test de simulation concrète ne figure dans cet article.

# Chapitre VI. Une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent

Dans le Chapitre II, on a mis l'accent sur les difficultés physiques liées à l'étude des réservoirs fracturés. Il s'agit principalement d'un contraste géométrique et d'un contraste petro-physique entre les fractures et les blocs matriciels. Dans le Chapitre III et le Chapitre IV, on a présenté les différents modèles mathématiques et numériques utilisés pour effectuer des simulations d'écoulement dans les réservoirs fracturés. Le modèle DFM et le modèle double porosité ont été particulièrement présentés.

Les simulations simple milieu de type DFM sont très coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire. Ce type de simulations est inenvisageable en routine. C'est pour cela qu'on a recours à des simulations double porosité dont le concept est basé sur un terme d'échange proportionnel à un facteur de forme. Plusieurs expressions de facteurs de formes issues de la littérature ont été présentées dans le Chapitre IV. Pour cette thèse, on retient le facteur de forme de Kazemi et al. [43] (équation IV.6). Ce facteur de forme se base sur l'hypothèse d'une équivalence entre le réseau de fractures naturel et un réseau régulier périodique caractérisé par un bloc matriciel identique de forme parallélépipédique rectangle. Il s'agit du bloc équivalent.

Dans ce paragraphe, on met l'accent sur l'importance de la caractérisation de la taille du bloc équivalent dans les réservoirs fracturés. D'abord, les méthodes existantes de détermination de la taille du bloc équivalent ainsi que la motivation derrière la mise en place d'une nouvelle méthode sont expliquées. Ensuite, une nouvelle méthode de détermination de la taille du bloc équivalent est présentée. Enfin, des tests de validation de la nouvelle méthode par comparaison aux méthodes existantes et à des solutions de référence sont explicités. Ces tests sont de natures géométrique et numérique (simulation d'écoulement diphasique eau-huile).

## VI.1 Méthodes existantes de détermination de la taille du bloc équivalent

Deux familles de méthodes sont utilisées pour déterminer la taille du bloc équivalent : une première famille de méthodes, les méthodes proche-puits, se basent sur une analyse de la courbe de tests de puits, et une deuxième famille de méthodes se basent sur l'analyse du réseau de fractures en entier. Cette analyse peut avoir une nature géométrique ou hydraulique (physique).

## **VI.1.1 Méthodes basées sur l'analyse des courbes d'essai de puits**

### ***VI.1.1.1 Les essais de puits***

Les « essais de puits » ont pour objectif la mesure des paramètres essentiels à la connaissance du puits et du gisement [125]. On cherche à obtenir des estimations des pressions et de la productivité du puits. Les courbes de réponse en pression et sa dérivée sont parmi les résultats les plus importants qu'on peut tirer de ces essais. Dans le cas des réservoirs fracturés, ces courbes servent à identifier le caractère double milieu du réservoir et à définir certaines caractéristiques géométriques et hydrauliques du réseau de fractures telles que la taille caractéristique du bloc équivalent.

### ***VI.1.1.2 Détermination de la taille caractéristique du bloc équivalent***

Comme on vient de l'indiquer, cette famille de méthodes de détermination d'une taille caractéristique du bloc équivalent, provient de l'analyse de la réponse transitoire de la pression fournie par des essais de puits. Ces méthodes sont applicables au cas des fluides faiblement compressibles.

Pour cette famille d'approches, une seule dimension est déterminée afin de caractériser les échanges matrice-fractures. Ceci est fait en comparant la courbe de réponse en pression d'un essai de puits et sa dérivée (fournies sous forme de données réelles collectées sur le champ ou par un modèle de calcul effectué sur le DFN) à la solution de l'équation de diffusion obtenue par résolution de l'équation double porosité [126].

Cette approche est consistante. Elle nécessite une technique d'homogénéisation mathématiquement rigoureuse ou à des approches de moyennes à grande échelle [86], [127], [128]. De plus, les essais de puits prennent en compte tout le réseau de fractures connecté, y compris les bras morts. En fonction des critères de calage, différentes valeurs de la taille caractéristique du bloc sont obtenus [37]. Par exemple, pour un réseau de fractures uniforme de type Warren et Root [40], la valeur obtenue est celle de l'arrêt du cube périodique formant le modèle.

Belani et Jalali [129] ont mis l'accent sur la nécessité de modéliser la variabilité de la contribution des différents blocs matriciels en fonction de leurs tailles. De Swann [130] et Kazemi [131] ont prouvé l'impact de la distribution en taille du bloc sur la réponse en pression de l'essai du puits. Belani et Jalali [129] ont dérivé une taille du bloc selon une distribution uniforme et bimodale. Sobbi et al. [132] ont utilisé cette formulation pour déterminer la taille caractéristique d'un réservoir naturellement fracturé. Ils ont pris en compte une unique taille de bloc et non pas une distribution. Rodriguez-N et al. [133] ont utilisé la même formulation tout en testant trois distributions: une linéaire, une Gaussienne et une exponentielle. Ils ont varié les paramètres des fonctions de répartition pour distinguer le cas des formations hautement fracturés de celui des milieux faiblement fracturés. Rodriguez-N et al. [134] ont étendu ce travail en se servant d'un algorithme d'optimisation pour dériver la répartition en tailles de blocs.