



**HAL**  
open science

# Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique

Chahir Jerbi

► **To cite this version:**

Chahir Jerbi. Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique. Hydrologie. Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 2016. Français. NNT : 2016PA066535 . tel-01524407

**HAL Id: tel-01524407**

**<https://theses.hal.science/tel-01524407>**

Submitted on 18 May 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Université Pierre et Marie Curie

Ecole Doctorale Géosciences Ressources Naturelles et Environnement

(ED 398)

## **Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique**

Par Chahir JERBI

Thèse de doctorat

Dirigée par André FOURNO et Benoit NOETINGER

Présentée et soutenue publiquement le 15/11/2016

Devant un jury composé de :

Pr.	Sophie VIOLETTE	UPMC, Paris	Présidente de jury
Pr.	Azita AHMADI	ENSAM, Bordeaux	Rapporteur
Pr.	Giovanni RADILLA	ENSAM, Châlons-En-Champagne	Rapporteur
Dr.	Frederick DELAY	LHyGeS, Strasbourg	Examineur
Dr.	André FOURNO	IFPEN, Rueil Malmaison	Co-encadrant
Pr.	Benoit NOETINGER	IFPEN, Rueil Malmaison	Directeur de Thèse



*A mes parents*

*A ma femme*

*A mon frère*

# Remerciement

Ce travail a été réalisé au Département « Géo-Hydro-Thermo Mécanique » d'IFP Energies nouvelles que je remercie pour m'avoir accueilli et fourni tous les moyens pour bien mener les travaux de cette thèse.

Cette thèse a eu lieu sous la tutelle de l'Ecole Doctorale (ED) « Géosciences, Ressources Naturelles et Environnement » de l'Université Pierre et Marie Curie (Paris VI). Par cette occasion, je tiens à remercier Monsieur François Baudin, l'ancien directeur de l'ED, pour son suivi et son implication. Je remercie également Madame Dovy Tristani Beguerie, pour sa collaboration et sa disponibilité. Je tiens à remercier Monsieur Loïc Labrousse pour sa bienveillance et sa disponibilité, me permettant d'achever les dernières procédures pour soutenir cette thèse.

Je remercie très chaleureusement mon tuteur de thèse, André Fournon de m'avoir fait confiance pour cette thèse, pour sa disponibilité, son écoute et ses remarques judicieuses. Je remercie également Benoit Noetinger, mon directeur de Thèse pour sa pédagogie et ses conseils qui ont aiguillé mes travaux.

Je suis très reconnaissant à Philippe Delaplace et Frederick Delay qui ont eu la gentillesse de m'épauler sur ce travail et qui ont grandement contribué à son avancée, en plus de la qualité de leur aide et leur réactivité.

Je remercie Azita Ahmadi et Giovanni Radilla pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail en acceptant de le juger en la qualité de rapporteurs. Mes remerciements vont également à Sophie Violette qui a accepté de faire partie du jury de cette thèse et de le présider.

Je souhaite remercier tous mes amis à IFPEN et tous mes collègues du bâtiment Lauriers pour leur bonne humeur. Je pense tout particulièrement à tous mes collègues thésards et stagiaires qui ont défilé le long de ces trois ans de thèse et avec qui j'ai partagé de très bons moments en repas, en pauses-café, à Café Leffe et en congrès. Je pense particulièrement à Bertrand, Thomas et Lucas avec qui j'ai partagé des moments mémorables aux Etats-Unis. Je pense également à Raphaëlle, Omar, Arthur, Zady, Nicolas, Anouk et tous ceux qui ont décoré ces trois ans. Je n'oublierai jamais l'hospitalité et le support de Jamila Buda notre assistante du département.

Je remercie Amel Korchene, ma correspondante RH pour son énorme travail qui m'a permis de me focaliser sur ma thèse. Je remercie aussi Maged, Fadhel, Arij, Ibtihel, Jalila et tous les amis pour les repas tunisiens et les moments d'échange.

Mes dernières pensées vont à mes parents, mon frère Chawki et ma proche famille qui m'ont toujours encouragé et qui m'ont fait confiance sur cette étape cruciale de ma vie. Je remercie également mes beaux-parents et mes belles-sœurs pour leur soutien. Je pense aussi à tous mes amis. Ils étaient tous formidables.

Enfin, je remercie mon adorable femme Mariam, pour sa présence, son soutien, sa capacité qu'elle a de croire en moi, ce qui m'a donné du courage tout au long de ma thèse et surtout dans la dernière ligne droite. Merci mon cœur!



## Résumé

Pour effectuer des simulations d'écoulement diphasique dans les réservoirs fracturés, l'usage des modèles DFM entraîne des temps de calculs exorbitants. L'une des solutions envisageables est le recours aux modèles double milieu. Ces modèles nécessitent la détermination des dimensions du bloc équivalent et la mise à l'échelle des paramètres d'écoulement monophasique et diphasique. Concernant les paramètres d'écoulement monophasique, des méthodes de mise à l'échelle existantes ont déjà fait leur preuve. En contrepartie la mise à l'échelle des paramètres d'écoulement diphasique reste un sujet ouvert nécessitant l'identification de la nature des forces (capillaires, gravitaires ou visqueuses) contrôlant l'écoulement dans le réservoir. Dans le cadre de cette thèse, les formulations mathématiques et les modèles numériques liées à la simulation de type DFM et double milieu ont été explorés. Une étude bibliographique portant sur les méthodes existantes de mise à l'échelle a été développée. Une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent (méthode OBS) a été mise en place. Une analyse dimensionnelle servant à identifier la nature des échanges matrice-fractures (capillaire ou visqueuses) lors d'un écoulement diphasique eau-huile, sans gravité, a été mise en place. Le nombre capillaire dérivé a été testé. Enfin, une méthodologie de mise à l'échelle des paramètres équivalents double milieu a été mise en place. Cette méthodologie traite le cas d'un écoulement diphasique dans les réservoirs fracturés ayant un milieu matriciel hétérogène dans un contexte d'échanges matrice-fractures dominés par les effets visqueux.

## Abstract

In order to carry-out two phase flow simulations within naturally fractured reservoirs, using DFM models results in huge computational costs. Using dual medium models is one of the available alternative solutions. These models require identifying the equivalent bloc dimensions and upscaling single phase and two phase flow parameters. Available upscaling methods related to single phase parameters reached maturity. Otherwise, upscaling two phase flow parameters is still an open research topic requiring identifying the type of the forces controlling flow in the fractured reservoir (gravity, capillary forces, and viscous forces). During this PhD work, mathematical and numerical models related to DFM and dual medium simulations were explored. A study of the state of the art related to upscaling methods was done. A new and original method allowing determining the dual medium equivalent bloc dimensions (OBS method) was settled down. A dimensional analysis aiming at identifying the type of the forces controlling matrix-fracture exchanges (capillarity, viscous forces) in a water-oil two phase flow within naturally fractured reservoirs without gravity was settled down. The derived capillary number was tested. Finally, an equivalent two phase flow parameters upscaling workflow was also settled down. This workflow treats the particular case of a two phase flow in naturally fractured reservoirs with an heterogeneous matrix medium in a context of matrix-fracture exchanges ruled by viscous forces.



# Sommaire

Remerciement .....	4
Résumé.....	6
Sommaire.....	8
Nomenclature .....	11
Chapitre I. Introduction .....	13
Chapitre II. Les Réservoirs Fracturés .....	19
II.1 Le système pétrolier.....	19
II.2 Les fractures .....	20
II.2.1 Différents types de discontinuités dans un réservoir fracturé .....	21
II.2.2 Propriétés des fractures .....	22
II.3 Influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir.....	23
II.4 Classification des réservoirs fracturés .....	23
Chapitre III. Simulation d'écoulements dans les réservoirs fracturés : modélisation physique et mathématique 25	
III.1 Ecoulement monophasique .....	25
III.1.1 Contexte Physique.....	25
III.1.2 Formulation mathématique.....	26
III.2 Ecoulement diphasique immiscible eau huile.....	27
III.2.1 Injection d'eau (waterflood) dans un réservoir fracturé .....	27
III.2.2 Paramètres d'écoulement diphasique immiscible .....	28
III.2.3 Formulation mathématique de l'écoulement diphasique du modèle simple milieu.....	33
Chapitre IV. Modélisation numérique.....	35
IV.1 Modèles numériques d'écoulement dans les réservoirs fracturés .....	35
IV.1.1 Modèle simple milieu .....	35
IV.1.2 Modèle double milieu .....	36
IV.2 Formulation mathématique du modèle double milieu .....	39
IV.2.1 Ecoulement monophasique .....	39
IV.2.2 Formulation mathématique de l'écoulement diphasique du modèle double porosité	41
Chapitre V. Mise à l'échelle des écoulements dans les réservoirs fracturés .....	45
V.1 Cas d'écoulement monophasique .....	46

V.1.1	Mise à l'échelle dans le cadre d'un formalisme simple milieu .....	47
V.1.2	Mise à l'échelle dans le cadre d'un formalisme double milieu .....	49
V.2	Cas d'écoulement diphasique .....	50
V.2.1	Mise à l'échelle de l'écoulement diphasique dans le cadre d'un formalisme simple milieu	50
V.2.2	Mise à l'échelle de l'écoulement diphasique dans le cadre d'un formalisme double milieu	52
Chapitre VI.	Une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent .....	54
VI.1	Méthodes existantes de détermination de la taille du bloc équivalent .....	54
VI.1.1	Méthodes basées sur l'analyse des courbes d'essai de puits .....	55
VI.1.2	Méthodes basées sur l'analyse du réseau entier de fractures .....	56
VI.2	Nouvelle méthode de détermination de la taille du bloc équivalent : méthode OBS.....	57
VI.2.1	Première hypothèse : possibilité d'homogénéiser le réseau de fractures.....	58
VI.2.2	Deuxième hypothèse : représentativité des fractures des faces limites du volume du comportement du réseau entier de fractures.....	59
VI.2.3	Troisième hypothèse : possibilité de représenter le réseau naturel de fractures en un réseau régulier équivalent .....	60
VI.2.4	Calcul des dimensions du bloc équivalent .....	62
VI.2.5	Analyse de quelques cas particuliers .....	64
VI.3	Tests et validation .....	65
VI.3.1	Validation par une démarche géométrique .....	65
VI.3.2	Validation par une démarche d'écoulement diphasique .....	71
VI.3.3	Performances numériques.....	86
VI.4	Conclusion du chapitre .....	86
Chapitre VII.	Analyse dimensionnelle .....	88
VII.1	Aperçu bibliographique sur l'analyse dimensionnelle .....	88
VII.1.1	Utilité de l'analyse dimensionnelle .....	88
VII.1.2	Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers	89
VII.1.3	Nombres adimensionnels pour l'écoulement diphasique.....	90
VII.1.4	Nombres capillaires et écoulement diphasique.....	91
VII.2	Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés.....	91
VII.2.1	Motivation.....	91

---

VII.2.2	Contexte de l'analyse dimensionnelle.....	92
VII.2.3	Distance de pénétration en fonction du temps.....	92
VII.2.4	Courbes de distance de pénétration en fonction du temps et notion de temps critique	96
VII.3	Tests et Validation par des simulations numériques d'écoulement.....	99
VII.3.1	Sur un bloc matriciel entouré de fractures.....	99
VII.3.2	Sur cas test 2D d'un réservoir fracturé.....	113
VII.4	Conclusions du chapitre .....	115
Chapitre VIII.	Méthodologie de mise à l'échelle .....	117
VIII.1	Méthodologie de mise à l'échelle.....	117
VIII.1.1	Objectif du workflow de mise à l'échelle.....	117
VIII.1.2	Workflow de mise à l'échelle .....	118
VIII.2	Validation du workflow de mise à l'échelle.....	125
VIII.2.1	Premier cas test.....	125
VIII.2.2	Deuxième cas test.....	140
VIII.2.3	Test de performance.....	144
VIII.3	Conclusions du chapitre .....	145
Conclusions.....		146
Perspectives.....		149
1.	Effectuer plus de tests sur la méthodologie de mise à l'échelle .....	149
2.	Mettre en place une méthodologie de mise à l'échelle adaptée aux échanges matrice-fractures dominés par les effets capillaires .....	149
3.	Intégrer les effets de gravité .....	149
Bibliographie .....		151
Annexes .....		164
A.	Evaluation géométrique (et structurelle) de la taille du bloc équivalent dans un modèle d'écoulement double milieu.....	164
	La méthode d'imbibition géométrique (GI).....	164
	La méthode d'imbibition géométrique étendue (EGI) .....	165
	La méthode d'espacement moyen (MS).....	167
B.	Le modèle régulier équivalent de type Warren et Root.....	167
C.	Analyse de sensibilité sur la taille du bloc équivalente.....	170

# Nomenclature

## Notations

$E$	débit volumétrique d'échange	$m^3/s$
$\phi$	Porosité	—
$\Phi_\alpha$	Potentiel de la phase $\alpha$ ( $\alpha = o, w$ )	$Pa$
$K$	perméabilité absolue intrinsèque	$m^2$
$K_\alpha$	perméabilité effective de la phase $\alpha$ ( $\alpha = o, w$ )	$m^2$
$k_{r\alpha}$	perméabilité relative de la phase $\alpha$ ( $\alpha = o, w$ )	—
$\lambda$	coefficient du modèle de Brooks et Corey [1]	—
$P$	Pression	$Pa$
$P_c$	pression capillaire	$Pa$
$P_b$	pression capillaire minimale du modèle de Brooks et Corey [1]	$Pa$
$\rho$	densité de fluide	—
$s$	débit volumétrique relatif à une terme source (un puits)	$m^3/s$
$S_\alpha$	saturation de la phase $\alpha$ ( $\alpha = o, w$ )	—
$\sigma$	facteur de forme modélisant les échanges matrice-fracture	—
$t$	Temps	$s$
$s_i$	taille de bloc dans la direction $i$	$m$
$v$	vitesse d'écoulement des fluides	$m/s$
$\mu$	viscosité de fluide	$Pa \cdot s$
$x$	positon selon la direction X	$m$
$y$	positon selon la direction Y	$m$
$z$	positon selon la direction Z	$m$

## Indices

$crit$	Critique
$eq$	Equivalent
$f$	milieu fracturé
$FN - S$	Grandeur relative au réseau de fractures sur les bords du volume fracturé
$imbi$	Imbibition
$Vis$	Visqueux
$M$	milieu quelconque
$m$	milieu matrice
$m \rightarrow f$	échange du milieu matrice avec le réseau de fractures
$ref$	Référence
$w$	phase eau
$WR$	Grandeur liée au réseau de fractures équivalent Warren et Root
$o$	phase huile
$x$	direction $x$
$y$	direction $y$
$z$	direction $z$

## Opérateurs

- $\bar{A}$  tenseur d'une propriété  $A$  dans l'espace tridimensionnel
- $\vec{A}$  vecteur d'une propriété  $A$  dans l'espace tridimensionnel
- $\vec{\nabla}A$  gradient d'une propriété  $A$  dans l'espace tridimensionnel
- $\nabla \cdot A$  divergence d'une propriété  $A$  dans l'espace tridimensionnel

## Chapitre I. Introduction

Disposer d'une énergie bon marché est une des clés de l'avenir d'une humanité sans cesse plus nombreuse. Le contexte actuel de réchauffement climatique et de raréfaction des ressources fossiles conventionnelles montre que nous sommes probablement rentrés dans l'ère de la transition énergétique : passage d'une économie basée sur l'exploitation des ressources fossiles non-renouvelables vers un nouveau modèle économique basé sur les ressources renouvelables dont l'exploitation et le déploiement seront un enjeu majeur de notre siècle. Cette transition ne pourra s'opérer de façon harmonieuse sans assurer pour quelques dizaines d'années le maintien des ressources fossiles. D'après les données de l'Agence Internationale de l'Energie [2], la production mondiale totale des énergies brutes s'est élevée en 2014 à 13594 Mtep. Malgré la contrainte environnementale, le pétrole et le gaz naturel constituent plus de 50% de la production totale.

Les hydrocarbures (le pétrole et le gaz naturel) sont des fluides piégés dans le sous-sol. Arriver à extraire ces hydrocarbures nécessite trois étapes incontournables : l'exploration, la production et le traitement. L'étape d'exploration consiste à trouver les endroits où le sous-sol contient des hydrocarbures. La partie du sous-sol contenant des hydrocarbures est appelée un gisement pétrolier (cf. Figure 1). La production consiste à extraire le pétrole et le gaz du gisement à l'état brut. Le traitement a pour objectif de transformer ces substances de l'état brut à l'état d'un produit fini utilisable pour les applications désirées (production d'énergie, pétrochimie etc...). Le contexte scientifique de cette thèse est situé dans la phase de production ou d'exploitation des gisements.

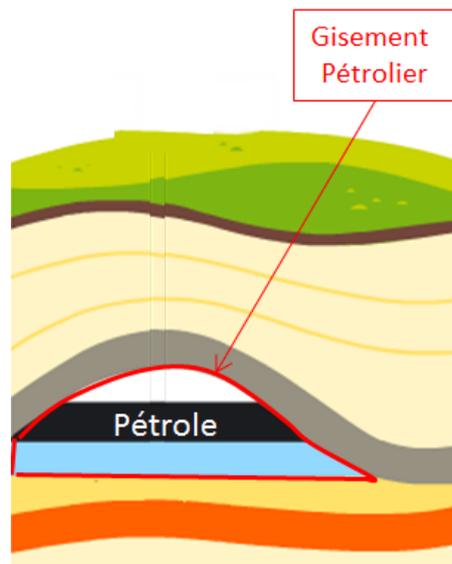


Figure 1 Un gisement pétrolier

Source : [3]

L'exploitation des gisements pétroliers et gaziers fait l'objet de recherches intensives afin d'optimiser la production et de développer des nouvelles techniques rendant de plus en plus de gisements accessibles à la production économiquement rentables. La mise en place d'un plan de production économique et optimal des hydrocarbures s'appuie sur divers outils techniques. L'un de ces outils est la simulation numérique d'écoulement en milieux géologiques.

La simulation numérique est un outil informatique qui sert idéalement à visualiser (sur ordinateur) la réponse d'un système naturel ou artificiel suite à l'application d'un phénomène physique ou d'une réalisation technologique. Un exemple type est la prédiction de l'écoulement dans le gisement suite à une opération de forage d'un puits de production (cf. Figure 2).

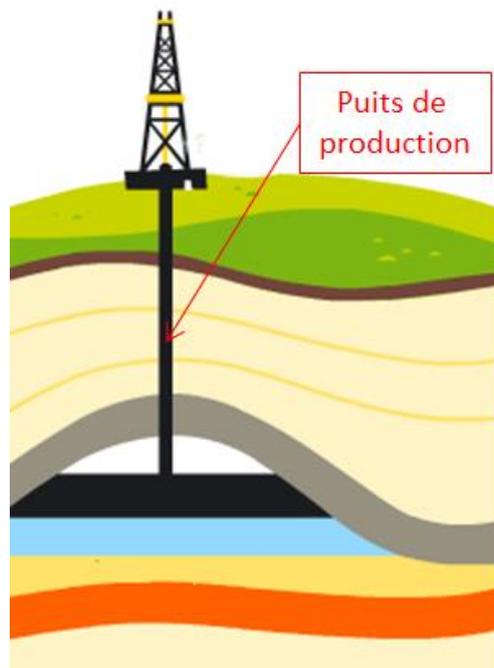


Figure 2 Un puits de production après forage

Source : [3]

Pour effectuer une simulation d'écoulement dans un réservoir pétrolier, un modèle numérique décrivant le réservoir doit être fourni. Ce modèle est similaire à une image tridimensionnelle du réservoir. Ce modèle est discrétisé sous forme de cellules (mailles) ayant une forme régulière (cube, parallélépipède...) ou irrégulière (polygone quelconque). A chaque cellule ou maille du modèle, sont affectés tous les paramètres importants (géologiques, pétrophysiques...) du modèle en cohérence avec l'emplacement de la maille dans le gisement (cf. Figure 3).

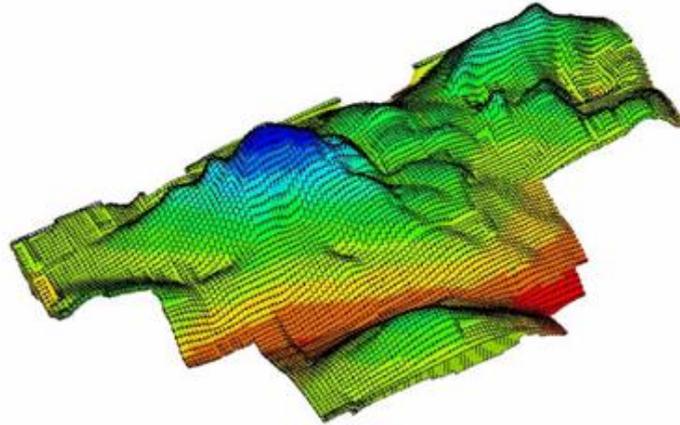


Figure 3 Un modèle numérique décrivant un réservoir pétrolier

Source : [4]

Ces paramètres sont déterminés lors des différentes étapes de la phase d'exploration (l'expertise géologique, l'acquisition et traitement des données sismiques, les tests de diaggraphie, le carottage et les missions de terrain). Ces différentes étapes fournissent une caractérisation géométrique fine des réservoirs pétroliers. Ces données, collectées en phase d'exploration, permettent la construction d'un modèle numérique incluant des hétérogénéités à une échelle fine (du mètre à quelques dizaines de mètres) (cf. Figure 4). Ce modèle détaillé et finement discrétisé (la taille d'une maille est de l'ordre de 50x50x2m) constitue la première brique pour effectuer la simulation des différents mécanismes dans le réservoir pétrolier. Ce modèle n'est autre que le modèle géologique fin.

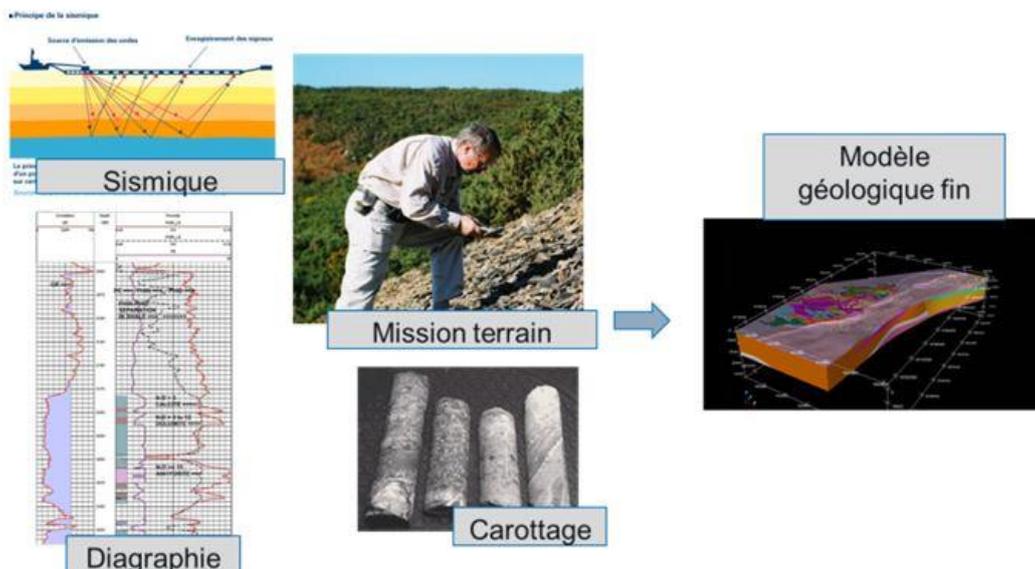


Figure 4 Différentes données servant à construire un modèle géologique fin.

Il est admis que 60% des réserves prouvées en pétrole sont piégées dans des réservoirs fracturés [5]. La prédiction de la récupération dans ce type de réservoirs présente une difficulté particulière due à leur complexité et à leur niveau d'hétérogénéité très élevé. En effet, les réservoirs fracturés contiennent des fractures de différentes échelles allant des microfissures aux grandes failles. Ceci complique la caractérisation et la prise en compte des processus physiques dans les réservoirs fracturés.

Pour les réservoirs fracturés, la modélisation détaillée du réseau de fractures se surajoute à la description géologique précise. Cette modélisation est le résultat des différentes étapes classiques de caractérisation des réservoirs pétroliers ainsi que la mise en application des techniques géostatistiques [6]. Le modèle associé est de type DFM (Discrete Fracture Matrix en anglais) ou fractures et matrice discrètes en français.

Les simulations numériques d'écoulement permettent d'évaluer les différents scénarii de récupération (emplacement des puits, fluides injectés ...etc). En outre, le calage d'historique de production et les études d'incertitudes permettent d'affiner les estimations des réserves en hydrocarbures. Ces techniques nécessitent un nombre très important de simulations (plusieurs milliers). Effectuer ces simulations sur un modèle fin détaillé (type DFM) n'est pas envisageable car elles sont coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire [7], [8], [9], [10]. Par exemple, une simulation type DFM sur un modèle synthétique à l'échelle d'une maille réservoir (environ 10000 mailles) peut prendre des heures pour être achevée et occuper plus d'un Giga octets d'espace mémoire.

Il est donc nécessaire de trouver des solutions pratiques permettant de réduire les temps de simulations, sans trop dégrader la qualité des solutions obtenues. Pour cela, la solution la plus naturelle est d'effectuer les simulations sur un modèle plus grossier (la taille d'une maille est de l'ordre de 100x100x20m) construit à partir du modèle DFM. Ce modèle grossier est appelé modèle réservoir. Il faut fournir des propriétés équivalentes à affecter au modèle réservoir. Cette étape est communément appelée étape d'homogénéisation ou étape d'upscaling ou encore étape de mise à l'échelle des propriétés. En général, le même simulateur est employé aux deux échelles. Cette démarche sous-entend que les équations décrivant l'écoulement gardent une forme essentiellement identique, et qu'il s'agit surtout de « moyenner » les paramètres.

Pour un écoulement d'un seul fluide (écoulement monophasique), en réservoir fracturé, la mise à l'échelle des propriétés a fait l'objet de nombreux travaux et de nombreuses solutions existent [11], [12] et [13].

En phase de récupération secondaire dans les réservoirs fracturés, l'un des mécanismes les plus utilisés est l'injection d'eau ou le waterflooding. Ce mécanisme induit un écoulement simultané des deux fluides (l'huile et l'eau). La simulation d'écoulement diphasique fait intervenir des paramètres supplémentaires qui nécessitent une étape de mise à l'échelle spécifique. Elle a fait l'objet quelques travaux ([14], [15]). C'est sur ce dernier point que portent les travaux de cette thèse.

L'objectif de cette thèse est de développer une méthodologie de mise à l'échelle des propriétés de transferts diphasiques en réservoirs fracturés, afin de fournir à l'ingénieur réservoir les outils

permettant de réaliser des simulations représentatives d'un réservoir fracturé dans un domaine d'application correctement caractérisé.

Ce rapport de thèse contient huit chapitres. Il est organisé de la manière suivante. Dans le Chapitre II, les réservoirs fracturés sont présentés en allant de la formation des systèmes pétroliers jusqu'à la classification des réservoirs fracturés tout en présentant les différents types de discontinuités existant dans ces réservoirs et leurs impacts sur l'écoulement. Dans le Chapitre III, les différents contextes physiques et les formulations mathématiques de la simulation d'écoulement dans les réservoirs fracturés sont introduits. Dans le Chapitre IV, les différents modèles de simulation d'écoulement dans les réservoirs fracturés (modèle DFM, modèle double milieu) sont discutés. Le modèle double milieu y est introduit ainsi que ses deux variantes qui sont les modèles double porosité – simple perméabilité et double porosité -. Dans ce chapitre, la formulation mathématique du modèle double milieu et en particulier les différentes expressions du terme d'échange qui dépendent du type d'écoulement dans le réservoir fracturé (monophasique diphasique) sont explicités. Dans le Chapitre V, une étude bibliographique portant sur les différentes méthodes de mise à l'échelle des paramètres d'écoulement monophasique et diphasique dans les réservoirs fracturés est exposée.

Le Chapitre VI porte sur une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent double milieu qui a été mise en place dans le cadre de cette thèse et qui présente l'avantage de déterminer un bloc équivalent orienté selon les directions principales d'écoulement. Le développement analytique est détaillé. Pour valider cette méthode, trois démarches sont adoptées. La première démarche est de nature géométrique. Il s'agit de déterminer les dimensions du bloc équivalent pour un réseau de fractures aléatoires à l'échelle d'une maille réservoir. Dans le cadre de cette démarche, deux tests de sensibilité (à l'espacement statistique et à l'orientation des fractures du réseau) ont été effectués. La deuxième démarche est de nature numérique. Il s'agit d'effectuer des simulations d'écoulement diphasique dans deux cas test 2D de réservoirs fracturés à l'échelle d'une maille géologique. Après avoir déterminé les dimensions du bloc équivalent double milieu pour chacun des cas tests, le résultat de la simulation fine DFM est comparé à celui de la simulation double milieu grossière impliquant ce bloc équivalent. La troisième démarche consiste en un test de performance.

Le Chapitre VII introduit la notion de nombre adimensionnel via une analyse dimensionnelle qui a été effectuée dans le cadre de cette thèse afin de déterminer la nature des forces dominant l'écoulement dans le réservoir fracturé et les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures (forces capillaires, gravitaires ou visqueuses). Dans le cadre de cette analyse, un écoulement diphasique eau-huile sans effets gravitaires dans un bloc matriciel entouré de fractures est modélisé. Le développement analytique effectué se base sur les relations liant les distances de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel en fonction du temps existant dans la littérature. Le nombre capillaire obtenu est spécifique aux échanges matrice-fractures. Il est noté  $N_{c,mf}$ . Les plages de valeurs de ce nombre capillaire correspondant aux différentes natures de forces dominant l'écoulement matrice fractures sont définies via des simulations d'écoulement diphasique dans un bloc matriciel entouré de fractures. Ces plages de valeurs sont validées via des simulations d'écoulement diphasiques dans un cas test 2D d'un réservoir fracturé.

Le Chapitre VIII introduit la méthodologie de mise à l'échelle des paramètres double milieu valable pour une simulation d'écoulement diphasique eau-huile dans un réservoir fracturé. Cette méthodologie est valide quand les effets gravitaires sont négligés et quand les effets visqueux dominant l'écoulement. On met l'accent sur la nouveauté apportée par cette thèse qui consiste en l'usage d'une simulation double porosité avec milieu matrice finement discrétisé pour tenir compte de la dynamique de l'écoulement dans le réservoir sans avoir recoures à des simulations fines de type DFM très couteuses en temps de calcul. Les tests de validation présentés consistent en l'application de la méthodologie de mise à l'échelle sur deux cas test 2D de réservoirs fracturés et la comparaison des résultats des simulations fines de référence aux simulations double porosité après mise à l'échelle.

## Chapitre II. Les Réservoirs Fracturés

Les réservoirs fracturés englobent tous les réservoirs conventionnels qui contiennent des discontinuités suffisamment nombreuses et connectées pour modifier substantiellement les écoulements. Dans cette partie, on explique, tout d'abord, le processus de formation d'un réservoir conventionnel. Ce processus aboutit à la formation du système pétrolier. Ensuite, on introduit les différents types de discontinuités que contient un réservoir fracturé en explicitant les mécanismes qui ont abouti à la formation de ces discontinuités ainsi que ces différentes caractéristiques. Puis, on se concentre sur l'influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir. Enfin, on donne une classification des réservoirs fracturés.

### II.1 Le système pétrolier

La formation d'un réservoir pétrolier est la conséquence de l'accumulation de la matière organique dans une roche faiblement poreuse et perméable appelée la roche mère. Le dépôt des différentes couches sédimentaires au-dessus de la roche mère provoque l'augmentation de la pression et de la température à l'intérieur de cette roche. Ceci provoque la maturation de la matière organique. Ainsi, se forment des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse qui seront, par la suite, expulsés de cette roche mère. Les hydrocarbures expulsés montent sous l'effet du contraste de densité à travers différentes couches jusqu'à être piégés à l'intérieur d'une roche perméable et poreuse appelée roche réservoir. Cette roche doit être impérativement couverte par une roche imperméable (d'argile par exemple) pouvant piéger ces hydrocarbures. Cette structure est appelée piège. Ce processus aboutissant à l'obtention d'un réservoir pétrolier est appelé système pétrolier (Figure 5). Ce processus est très lent. Il dure des millions d'années.

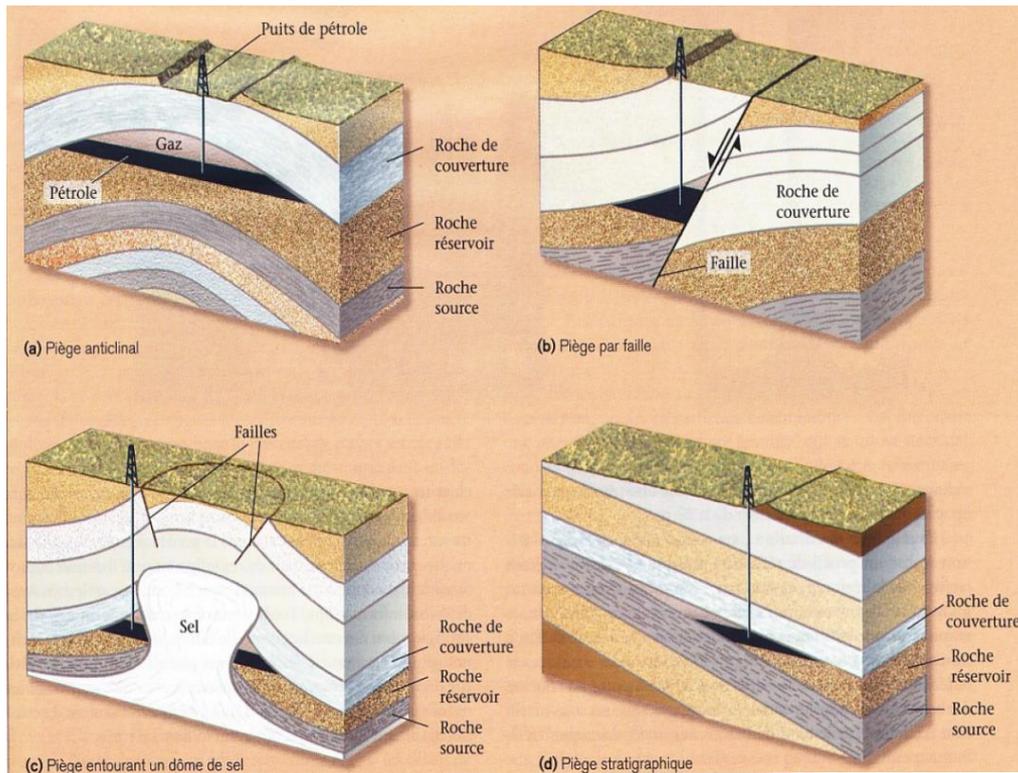


Figure 5 Des réservoirs pétroliers avec différents types de pièges.

Source : [16]

## II.2 Les fractures

Le mouvement continu des plaques tectoniques provoque des accidents géologiques dans les différentes couches sédimentaires. La conséquence de ces accidents peut se manifester sous forme de discontinuités au niveau des différentes couches géologiques. On parle ici de fractures et failles. On donne dans la Figure 6 un exemple de réservoir fracturé.

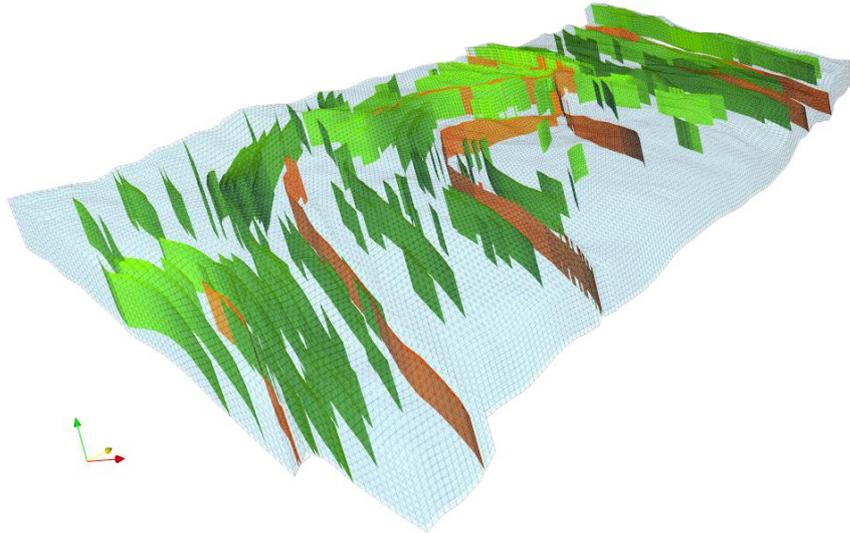


Figure 6 Exemple de réservoir fracturé avec un réseau généré statistiquement.  
Source : [17]

## II.2.1 Différents types de discontinuités dans un réservoir fracturé

Le degré de fracturation d'une roche est un paramètre très important qui définit le potentiel de cette roche à jouer le rôle d'un réservoir pétrolier. Les fractures sont des discontinuités dans un volume rocheux causées par des contraintes de pression appliquées à ce volume lors de la formation (pression appliquée par les couches supérieures par exemple) ou bien après (séismes, mouvements tectoniques). On peut distinguer trois types de fractures selon le sens de déplacement la provoquant :

- Les fractures de dilatation ou joints : Le déplacement des deux compartiments de la roche a eu lieu perpendiculairement à la surface de la fracture.
- Les fractures de cisaillement ou failles : Elles sont produites suite à des mouvements de cisaillement entre les deux compartiments. C'est à dire, parallèlement à la surface de la fracture.
- Les fractures de pression : Elles sont formées suite à des mouvements inverses à ceux qui sont à l'origine des joints.

L'extension et le rejet peuvent aussi être un critère de classification des fractures. Ainsi, on distingue :

- Les failles sismiques : ce sont les failles dont l'extension est suffisamment importante pour être détectées par l'exploration sismique.
- Les failles sub-sismiques : ce sont les failles dont l'extension n'est pas assez importante pour être détectée par la sismique. Des algorithmes géostatistiques sont utilisés pour

générer ces failles lors de la modélisation des réservoirs fracturés, par extrapolation des connaissances collectées sur les failles sismiques [17].

- Les fractures diffuses : Il s'agit de l'échelle de fracturation la plus petite. Ces petites fractures sont observées au niveau des puits. Tout comme les failles sub-sismiques, elles sont générées statistiquement lors de la modélisation des réservoirs.

Dans le cadre de cette thèse, on ne s'intéresse qu'aux fractures diffuses. Les failles ne seront pas prises en compte (plus précisément on admet qu'elles sont explicitement représentées dans le modèle, donc ne posent pas de réel problème de changement d'échelle).

## II.2.2 Propriétés des fractures

### II.2.2.1 La longueur et la forme

La fracture est une discontinuité plane. Elle est modélisée dans l'espace tridimensionnel par une surface ayant une forme polygonale ou elliptique. Dans ce même espace, la fracture est caractérisée par la longueur du grand rayon de l'ellipse. Dans l'espace bidimensionnel, la fracture est modélisée par un segment de droite correspondant à l'intersection entre la fracture et le plan d'observation. La longueur de la fracture est elle-même, la longueur de ce segment de droite.

### II.2.2.2 L'orientation (azimut) et le pendage (dip)

L'orientation (ou azimut) est l'angle moyen formé par le linéament d'une fracture par rapport à la direction nord. Le pendage (ou dip) est l'angle entre le plan de faille et le plan horizontal (voir Figure 7).

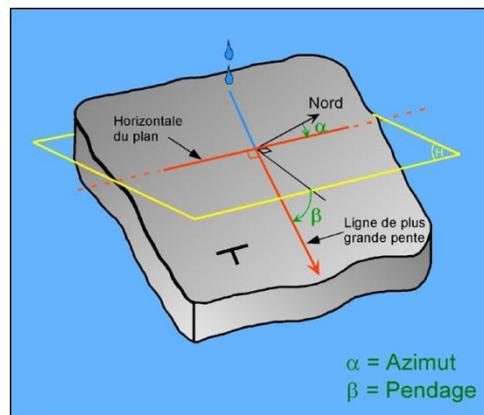


Figure 7 Azimut (orientation, dans le cas d'un plan de faille) et pendage d'un plan incliné.

Source : [18]

### II.2.2.3 L'ouverture

L'ouverture est la distance entre les deux lèvres de la fracture. C'est la caractéristique la plus importante car elle contrôle la quasi-totalité des propriétés d'écoulement et de transfert à travers cette fracture.

Dans le cadre de la modélisation du réservoir, ces caractéristiques des fractures sont générées statistiquement [17].

## II.3 Influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir

La perméabilité du réservoir est fortement influencée par la morphologie de ses différentes fractures. A la base, on peut distinguer quatre morphologies différentes de la fracture :

- fractures ouvertes : l'espace séparant les deux lèvres de la fracture n'est pas rempli de matériaux (dont l'origine peut être la diagenèse ou une déformation).
- fractures remplies de minéraux : ces minéraux sont soit formés par diagenèse soit par altération. Ce sont principalement le quartz, les carbonates ou un mélange des deux.
- fractures vacuolaires : il s'agit de la conséquence d'une altération ayant lieu à proximité des fractures. Cette altération est causée par la pénétration d'un fluide dans une zone matricielle peu poreuse.

La morphologie des fractures influence la perméabilité directionnelle de la masse rocheuse [19]. En effet, la fracture ouverte augmente la perméabilité du réservoir dans la direction de la fracture. Pour les directions la traversant, la fracture joue le rôle des pores de la matrice et la perméabilité n'est pas modifiée. Une fracture remplie de gouge, réduit la perméabilité dans les directions qui traversent celle de la fracture. Dans la direction de la fracture, la perméabilité n'est pas modifiée. Une fracture remplie à faces lisses augmente la perméabilité dans sa direction et la diminue à travers. Les fractures vacuolaires jouent le même rôle que les fractures ouvertes. Dans le cadre de cette thèse, on ne considère que les fractures ouvertes.

## II.4 Classification des réservoirs fracturés

Dans un réservoir pétrolier, les fractures peuvent favoriser la conduction des fluides dans un volume rocheux. Elles peuvent également jouer le rôle de barrières à l'écoulement. Ceci dépend de son historique de genèse et de la connectivité entre les différentes fractures.

Nelson [19] se base sur les paramètres de l'écoulement des fractures et du milieu matriciel pour classer les réservoirs fracturés selon 4 types :

- Type I : La fracture assure majoritairement la capacité de stockage et la perméabilité du réservoir. La matrice est de faibles porosité et perméabilité.
- Type II : La matrice rocheuse assure le stockage des hydrocarbures alors que les fractures assurent la perméabilité du réservoir. La matrice est de faible perméabilité mais sa porosité peut être modérée ou même importante.
- Type III : La fracture assure une perméabilité qui, s'ajoutant à la bonne perméabilité et porosité de la matrice, donne un réservoir dont la production est très économique.
- Type IV : Les fractures sont des barrières à l'écoulement. Elles accentuent l'anisotropie du réservoir sans contribuer à sa capacité de stockage ou à sa perméabilité.

Dans le cadre de cette thèse, on considère seulement les réservoirs fracturés du type II et III.

# Chapitre III. Simulation d'écoulements dans les réservoirs fracturés : modélisation physique et mathématique

Le modèle géologique obtenu après la phase d'exploration est décrit principalement par les paramètres géométriques (dimensions, étendue du réservoir...etc) et pétrophysiques (perméabilités absolues des roches, viscosités et densités des fluides...etc) du réservoir [20]. En partant de ce modèle, une simulation de réservoir fournit une prévision du comportement des fluides en place dans le gisement (saturations, pression, débit ...) pendant les différentes phases de récupération d'huile. On peut ainsi tester divers scénarii de production, l'effet de nouveaux forages etc... pour définir la manière dont le réservoir sera mis en production.

Pour atteindre cet objectif, une simulation d'écoulement dans un réservoir pétrolier nécessite la traduction de la physique des écoulements dans le réservoir en un modèle mathématique. Ce modèle mathématique implique une discrétisation des équations décrivant l'écoulement dans le réservoir prenant en compte les conditions aux limites. Ces équations mathématiques mettent en relation les paramètres statiques (perméabilités, densités, viscosités...) avec les inconnues (pression, saturations...). Le résultat d'une simulation numérique n'est autre que la résolution numérique de ce système d'équations en donnant l'évolution des inconnues en fonction du temps connaissant les paramètres statiques.

Le modèle mathématique dépend strictement du contexte physique. Dans le cas des simulations de réservoir, ce contexte physique est défini par le degré d'hétérogénéité du milieu géologique (existence de fractures en particulier) et du type d'écoulement (monophasique, diphasique, conditions thermodynamiques etc...).

Dans ce paragraphe, on présente, d'abord, la formulation mathématique correspondant à la simulation d'écoulement monophasique dans les milieux géologiques en général (applicable aux réservoirs fracturés). Ensuite, on présente les différents paramètres pétrophysiques qui rentrent en jeu dans un contexte d'écoulement diphasique. Enfin, le système mathématique modélisant l'écoulement diphasique est présenté.

## III.1 Écoulement monophasique

### III.1.1 Contexte Physique

Lors de la première phase de production des réservoirs fracturés, le forage d'un puits stimule un écoulement spontané de l'huile vers le puits via les fractures en réponse à la différence de pression entre le gisement et le puits et entre la matrice rocheuse et les fractures. On se place ainsi dans le contexte d'un écoulement monophasique.

### III.1.2 Formulation mathématique

L'écoulement monophasique dans les milieux géologiques poreux est régi par deux équations : la loi de Darcy et la loi de conservation de masse. Dans le cadre de cette thèse, les effets gravitaires ne sont pas pris en compte. Les équations présentées dans ce rapport, contiennent tout de même des termes traduisant ces effets.

#### III.1.2.1 Loi de Darcy

La loi de Darcy exprime la relation entre la vitesse d'écoulement d'un fluide et un gradient de pression. Il s'agit d'une loi empirique mise en évidence par Henry Darcy en 1856 [21], pour modéliser l'écoulement d'eau dans une colonne de sable. La loi de Darcy pour un écoulement monophasique unidirectionnel (dans la direction X) s'écrit comme suit:

$$v = -\frac{K \Delta P}{\mu \Delta x} \quad (\text{III.1})$$

$\frac{\Delta P}{\Delta x}$  est le gradient de pression linéaire unidirectionnel qui crée cet écoulement.

Cette loi a été généralisée pour être appliquée dans le cas d'un écoulement multidirectionnel. La forme vectorielle de la loi de Darcy s'écrit comme suit :

$$\vec{v} = -\frac{\bar{K}}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P \quad (\text{III.2})$$

$\bar{K}$  est la perméabilité du milieu poreux sous sa forme tensorielle.

#### III.1.2.2 Loi de la conservation de masse

Comme son intitulé l'indique, cette loi stipule que les différents composés en écoulement se conservent. Cela signifie que, dans chaque volume du milieu poreux, en l'absence de réaction chimique, le bilan des flux rentrant et sortant d'un composé rend compte de l'accumulation du dit composé. L'équation de conservation de masse s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho\vec{v}) = s \quad (\text{III.3})$$

$s$  présente un débit volumétrique élémentaire traduisant l'apport d'un terme source (un puits par exemple). Pour un fluide injecté  $s$  est positif, tandis qu'en production  $s$  est négatif.

#### III.1.2.3 Equation d'écoulement monophasique

En combinant les deux équations (III.2) et (III.3), on obtient l'équation suivante :

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot \left( \rho \frac{\bar{K}}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P \right) = s \quad (\text{III.4})$$

Il s'agit de l'équation d'écoulement monophasique dans les milieux géologiques. Pour obtenir une formulation mathématique complète, on ajoute les conditions aux limites et les équations traduisant le changement d'état physique du fluide.

## III.2 Ecoulement diphasique immiscible eau huile

La première phase de production d'un réservoir pétrolier est marquée par un écoulement spontané de l'huile vers les premiers puits forés via les fractures en réponse à la différence de pression entre le gisement et le puits et entre la matrice rocheuse et les fractures. Ce processus est accompagné par une chute de pression dans le réservoir jusqu'à la fin de cette déplétion primaire de l'huile. Pour stimuler la production d'huile, une solution commune est l'injection d'eau (ou le waterflooding en anglais).

### III.2.1 Injection d'eau (waterflood) dans un réservoir fracturé

L'injection d'eau est le procédé le plus utilisé en récupération secondaire dans un réservoir fracturé [22]. L'eau injectée s'écoule de manière préférentielle dans le réseau de fractures. Cela favorise la mise en place de nouvelles conditions aux limites au bloc matriciel, en l'occurrence une forte saturation en eau. Il faut donc décrire le remplacement de l'huile par de l'eau au sein des blocs matriciels. Le déplacement de l'huile par l'eau se fait principalement par trois mécanismes différents : L'imbibition spontanée, le couplage visqueux et les effets gravitaires. De façon générale, le caractère fracturé peut accroître ou bien diminuer la capacité de production d'un réservoir [23]. Dans le cadre de cette thèse on se limite aux deux premiers mécanismes et on ne tient pas compte des effets gravitaires.

#### III.2.1.1 *Imbibition spontanée*

Certaines roches ont des propriétés physico chimiques particulières favorisant la pénétration ou non de certains fluides (tels que l'eau) et l'expulsion d'autres fluides (l'huile par exemple). L'une de ces propriétés est la mouillabilité. Pour une roche mouillable à l'eau, la pénétration de l'eau et l'expulsion de l'huile de manière spontanée s'appelle imbibition. Ce mécanisme est d'autant plus efficace que les blocs matriciels sont de petites dimensions (voir annexe C).

#### III.2.1.2 *Couplage visqueux sous l'effet de la vitesse d'écoulement*

L'injection d'eau provoque la montée en pression et crée, par les effets de l'hétérogénéité en perméabilité entre les fractures et la matrice, un gradient de pression entre ces milieux. Ce gradient de pression établi entre les fractures et le bloc matriciel conduit à créer des échanges de fluide entre les fractures et les blocs de matrice.

L'injection d'eau dans le réservoir impose de prendre en compte les interactions entre l'eau et l'huile. On se place ainsi dans le contexte d'écoulement diphasique. Ceci implique l'introduction de deux nouveaux paramètres tenant compte de ces interactions : la perméabilité relative et la pression capillaire.

### III.2.2 Paramètres d'écoulement diphasique immiscible

On s'intéresse dans ce paragraphe aux deux paramètres caractérisant un écoulement diphasique dans un milieu poreux, hétérogène ou fracturé. Il s'agit de la pression capillaire et de la perméabilité relative. Pour chacun des deux paramètres, on donne sa signification physique, son expression et son évolution avec la saturation des deux fluides en place dans le réservoir fracturé.

#### III.2.2.1 Pression capillaire

##### Expérience de montée capillaire de Marle [24]

Soit un tube capillaire de rayon  $r$  rempli à l'instant initial par du gaz. On met ce tube en contact avec un fluide (cf. Figure 8.a). Dans certaines conditions microscopiques liées à la nature du triplet (gaz-fluide-tube capillaire), le fluide va monter jusqu'à atteindre une hauteur  $h$  entre les points A et B (cf. Figure 8.b). Cette hauteur correspond à l'équilibre entre deux pressions : la pression entre le fluide et le gaz dans le tube capillaire et la pression hydrostatique entre les deux points A et B ( $P_A$  et  $P_B$ ). La première pression définit un état d'équilibre microscopique entre le triplet gaz-fluide-solide (tube capillaire). Elle est également notée, pression capillaire. Elle est d'autant plus importante que le rayon du tube est faible.

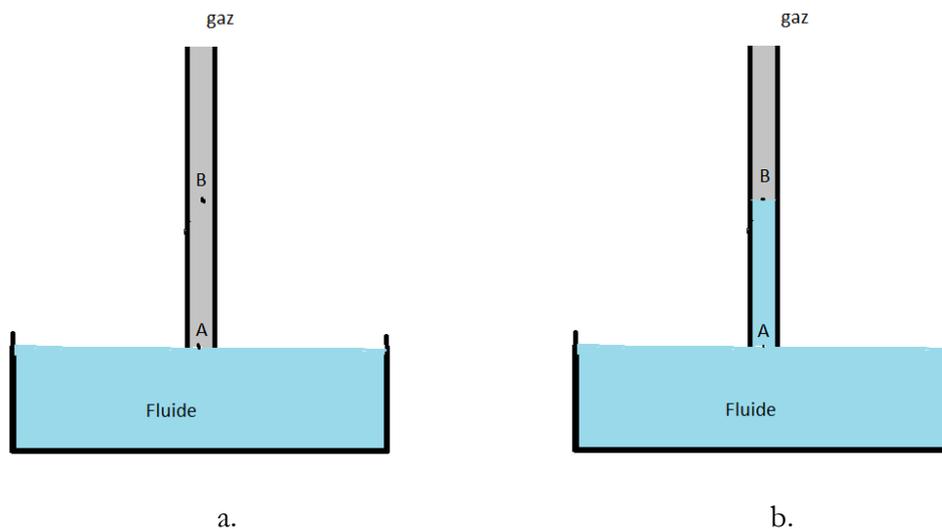


Figure 8 Détails de l'expérience capillaire.

Source : [24]

### Expression de la pression capillaire

Par analogie, on considère un bloc matriciel saturé à l'huile. On met ce bloc matriciel en contact avec de l'eau. Si la roche est mouillable à l'eau (favorise l'absorption de l'eau et l'expulsion de l'huile de manière spontanée voir paragraphe III.2.1.1), elle absorbe l'eau et expulse l'huile jusqu'à l'établissement d'un équilibre entre la pression de l'eau et celle de l'huile. On définit ainsi la pression capillaire  $P_C$  comme la différence de pression entre l'huile  $P_o$  (noté fluide non mouillant) et l'eau  $P_w$  (fluide mouillant).

$$P_C = P_o - P_w \quad (\text{III.5})$$

Cette grandeur traduit la compétition entre les deux phases à mouiller les parois du milieu hôte et l'impact plus ou moins important de ces parois sur l'écoulement. Ceci est dû à la taille des pores extrêmement faibles (rayon des pores de l'ordre des microns). Par exemple, dans le cas d'un écoulement de deux fluides dans une conduite de taille visible à l'œil nu (de l'ordre des millimètres), la pression capillaire est quasi-nulle. Cela traduit le faible impact des parois sur l'écoulement. On peut citer à titre d'exemple le cas d'un écoulement diphasique immiscible dans une fracture.

### Variation de la pression capillaire avec la saturation

Comme on l'a mentionné dans le paragraphe précédent, en écoulement diphasique immiscible dans un milieu poreux, la pression capillaire est la différence de pression entre les deux phases en déplacement. Lors d'un écoulement diphasique, la pression capillaire évolue avec la saturation des fluides dans le milieu.

Si le milieu est mouillable à l'eau, la courbe de pression capillaire est décroissante positive. Elle est maximale au niveau d'une saturation appelée saturation irréductible en eau notée  $S_{wi}$ . A cette saturation, l'eau ne peut plus couler dans la roche, (cf. Figure 9.a). En revanche, si le milieu est mouillable à l'huile, la courbe est négative et minimale (maximale en valeur absolue) au niveau de la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  (cf. Figure 9.b).  $S_{or}$  est la saturation à partir de laquelle, l'huile ne peut plus être expulsée de la roche. Dans le cas d'un milieu à mouillabilité mixte, la courbe est maximale (positive) au niveau de la saturation irréductible en eau, et minimale (négative) au niveau de la saturation résiduelle en huile (cf. Figure 9.c).

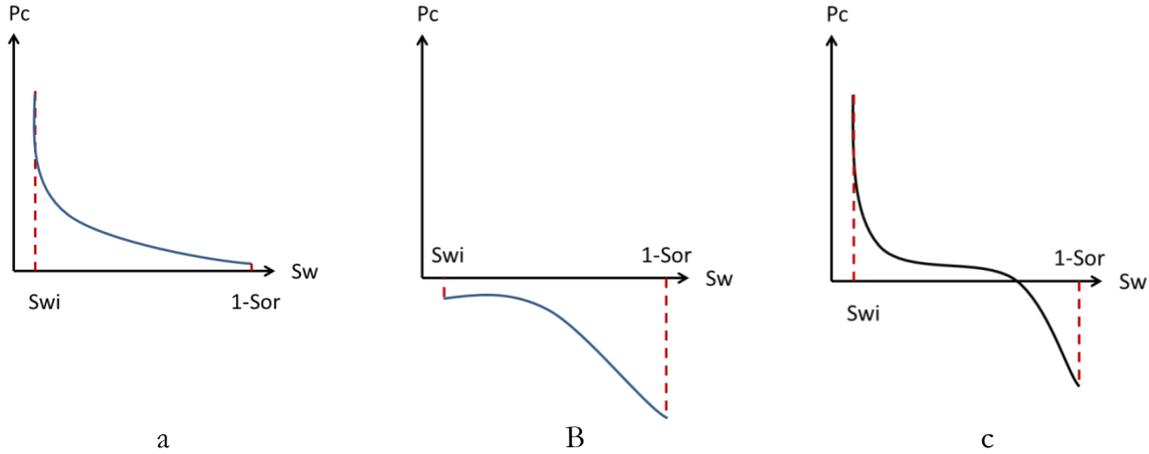


Figure 9 Courbe de pression capillaire en fonction de la saturation à l'eau  $S_w$ .

- a Milieu poreux mouillable à l'eau
- b Milieu poreux mouillable à l'huile
- c Milieu poreux de mouillabilité mixte

$S_{wi}$  : Saturation interstitielle en eau

$S_{or}$  : Saturation résiduelle en huile

Source : [24]

### III.2.2.2 Perméabilités relatives

#### Signification physique et expression

Un deuxième paramètre traduisant les interactions mutuelles entre deux fluides en écoulement simultané dans un milieu poreux est la perméabilité relative. Ce paramètre peut être défini comme la fraction de perméabilité attribuée à un fluide lors d'un écoulement simultané avec un (ou plusieurs) autre(s) fluide(s).

La notion de perméabilité relative a été introduite pour généraliser l'approche de Darcy (paragraphe IV.2.1.1) à l'écoulement de chaque fluide dans un contexte d'écoulement multiphasique (diphase en particulier). Dans ce cas, à chaque phase  $\alpha$  en écoulement, on remplace la perméabilité absolue du milieu, notée  $K$ , par une perméabilité effective de cette phase, notée  $k_{\alpha}$ . Cela peut être vu comme une répartition de la perméabilité absolue en plusieurs valeurs de perméabilités (effectives) attribuées aux différentes phases. La perméabilité relative notée  $k_{r,\alpha}$  est définie par :

$$k_{r,\alpha} = \frac{k_{\alpha}}{K} \quad (\text{III.6})$$

Dans le cas d'un écoulement dans un milieu poreux à faibles tailles des pores (de l'ordre des micromètres), cette somme est strictement inférieure à un. Cela est dû au fait que les différents fluides se gênent mutuellement lors de leur déplacement. On dit qu'en présence de plusieurs phases la capacité totale d'écoulement à travers le milieu est réduite [24]. Ceci est une

observation, pas un théorème mathématique car on peut trouver des configurations de fluides mettant en défaut cette affirmation.

Dans le cas particulier d'un écoulement dans une conduite d'ouverture macroscopique (cas d'une fracture), on suppose que les deux fluides ne se gênent pas mutuellement. La somme des perméabilités relatives est ainsi égale à 1.

Notons que les valeurs de perméabilités relatives dépendent des caractéristiques du milieu géologique sous-jacent et des fluides en écoulement. Il s'agit d'un paramètre de la roche et du fluide. Pour chaque type de roche, des courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation de chaque fluide sont déterminées par des expériences au laboratoire longues et coûteuses ([25], [26], [27]).

### **Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation**

Comme pour la pression capillaire, la perméabilité relative d'une phase, en écoulement dans un milieu donné, dépend de la saturation de cette dernière dans ce milieu. L'écoulement d'un fluide dans un milieu se fait plus facilement quand cette phase est présente en quantité plus importante par rapport aux autres phases en écoulement (une saturation plus importante). D'ailleurs, on ne peut parler d'un écoulement que si la saturation de chacune des deux phases est supérieure à un seuil minimal.

Supposons que l'on a deux fluides en écoulement dans un milieu poreux. On considère que ce milieu est mouillable à l'un des deux fluides (l'eau: fluide mouillant et l'huile: fluide non mouillant). Comme la somme des saturations est égale à 1, la donnée de la saturation de la phase mouillante  $S_w$  est suffisante pour décrire l'état du système. Comme on vient de le signaler précédemment, il n'y a écoulement que si la saturation  $S_w$  est comprise entre une valeur minimale, qui est la saturation irréductible du fluide mouillant ( $S_{wm} = S_{wi}$ ), et une valeur maximale qui correspond à la saturation résiduelle du fluide non mouillant ( $S_{wM} = 1 - S_{or}$ ).

Considérons maintenant les courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation des deux composants en écoulement dans ce milieu (cf. Figure 10).

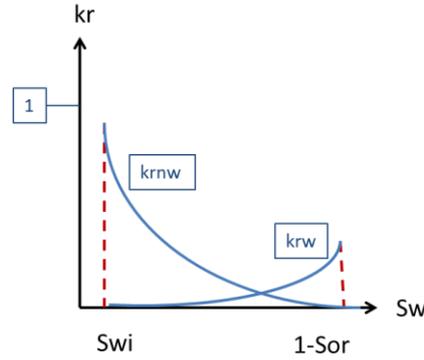


Figure 10 Courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation à l'eau  $S_w$ , de deux fluides en écoulement dans un milieu poreux.

$S_{wi}$  : Saturation interstitielle en eau

$S_{or}$  : Saturation résiduelle en huile

Source : [24]

On peut remarquer qu'à la saturation irréductible en fluide mouillant, la perméabilité relative du fluide non mouillant est proche de un, car il a tendance à occuper les pores les plus gros. Tandis qu'à la saturation résiduelle en fluide non mouillant, la perméabilité relative du fluide mouillant est relativement faible. On dit que la présence du fluide non mouillant gêne plus l'écoulement du fluide mouillant que dans le cas inverse [24].

### III.2.2.3 Modèle synthétique de Brooks Corey

Plusieurs modèles d'estimation de l'expression de la pression capillaire  $P_c$  et des perméabilités relatives des deux fluides en circulation ( $k_{rw}$  pour l'eau et  $k_{ro}$  pour l'huile dans le cas d'un écoulement diphasique eau-huile) ont été mis en place [28]. Brooks et Corey [1] ont proposé un modèle basé sur des observations de données expérimentales. Selon ce modèle, la relation liant la pression capillaire à la saturation est la suivante :

$$P_c = P_b \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{1/\lambda} \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.7})$$

Les relations liant les perméabilités relatives de l'eau et de l'huile, à la saturation de l'eau sont les suivantes

$$k_{rw} = k_{rwMax} \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.8})$$

$$k_{ro} = k_{roMax} \left( 1 - \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^\lambda \right)^2 \left( 1 - \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{2+\lambda} \right) \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.9})$$

La Figure 11 présente les courbes de pression capillaire et de perméabilités relatives de l'eau et de l'huile en fonction de la saturation de l'eau pour  $\lambda=2$ ,  $P_b=0.01$ ,  $k_{roMax}=0.9$  et  $k_{rwMax}=0.2$ .

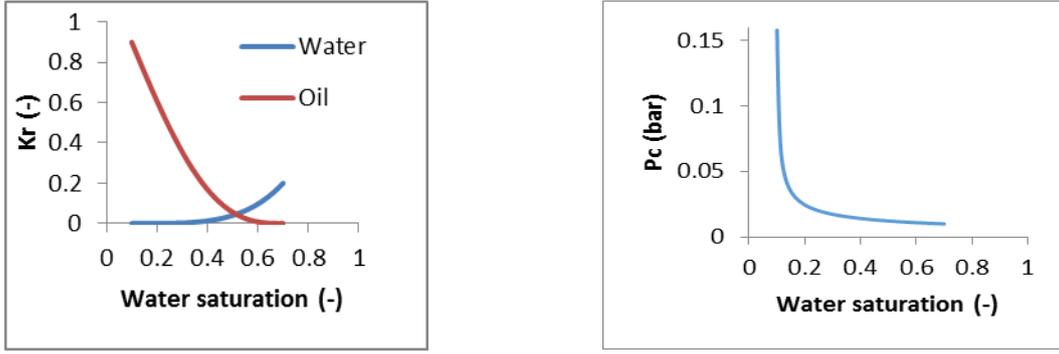


Figure 11 Courbes de perméabilités relatives de l'eau et de l'huile et de la pression capillaire en fonction de la saturation de l'eau pour  $\lambda=2$ ,  $P_b=0.01$ ,  $k_{roMax}=0.9$  et  $k_{rwMax}=0.2$

### III.2.3 Formulation mathématique de l'écoulement diphasique du modèle simple milieu

#### III.2.3.1 Loi de Darcy

Soit deux phases (l'eau et l'huile) en écoulement simultané dans un réservoir fracturé. La vitesse d'écoulement d'une phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) selon la loi de Darcy généralisée s'écrit comme suit :

$$\vec{v}_\alpha = -\frac{\bar{K}k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla}(P_\alpha + \rho_\alpha g z) \text{ avec } \alpha = o, w \quad (\text{III.10})$$

#### III.2.3.2 Loi de conservation de masse

Dans le cas d'écoulement diphasique, une équation de conservation est attribuée à chaque phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) séparément comme suit :

$$\frac{\partial(\phi S_\alpha \rho_\alpha)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_\alpha \vec{v}_\alpha) = s_\alpha \quad (\text{III.11})$$

#### III.2.3.3 Système d'équations du modèle simple milieu pour un écoulement diphasique

En reprenant l'équation (III.11) pour chaque phase ( $\alpha = o, w$ ), on obtient :

$$\frac{\partial(\phi S_\alpha \rho_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \frac{k_{r\alpha} \bar{K}}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla}(P_\alpha + \rho_\alpha g z)) = s_\alpha \quad (\text{III.12})$$

A cette équation on ajoute l'équation de continuité entre les deux phases. Le milieu ne contient que les deux phases en mouvement. Ainsi, la somme des deux saturations est égale à l'unité.

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1 \quad (\text{III.13})$$

A ces équations, s'ajoutent les conditions aux limites pour avoir un système d'équations qui définit l'écoulement diphasique dans le réservoir simulé.

## Chapitre IV. Modélisation numérique

### IV.1 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...).

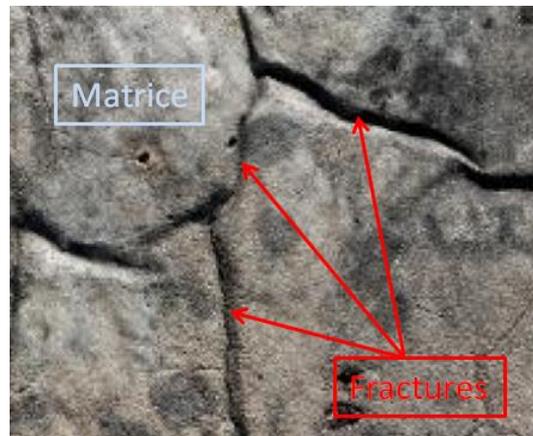


Figure 12 Une roche fracturée en affleurement  
Source : [29]

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.

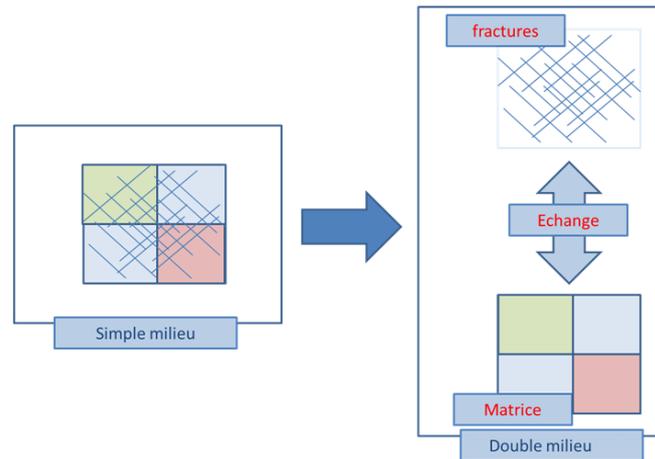


Figure 13 Passage d'un modèle simple milieu DFM à un modèle double milieu.

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.

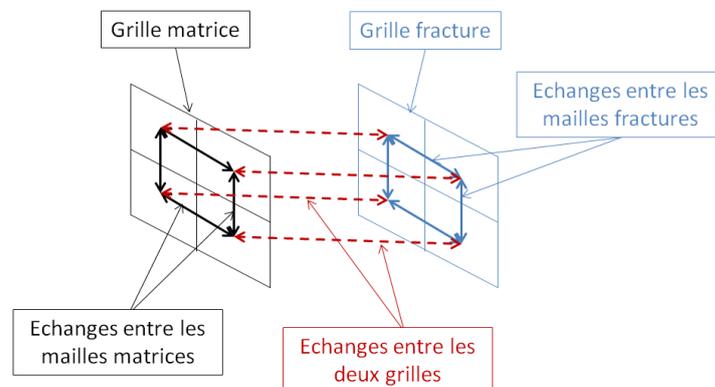


Figure 14 Flux d'échange dans un modèle double milieu

#### 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.

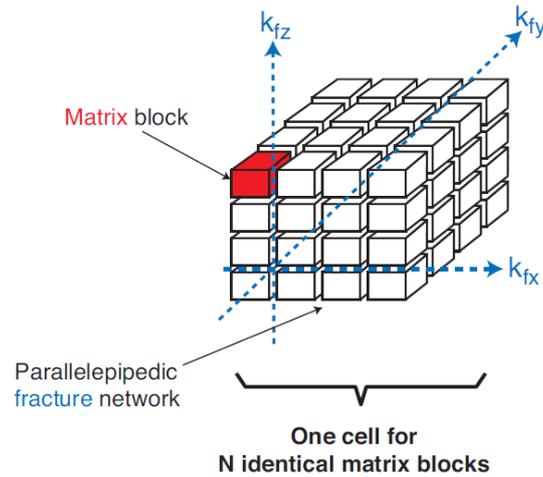


Figure 15 Le modèle double milieu vu par Warren et Root [40],  
Source : [41]

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.

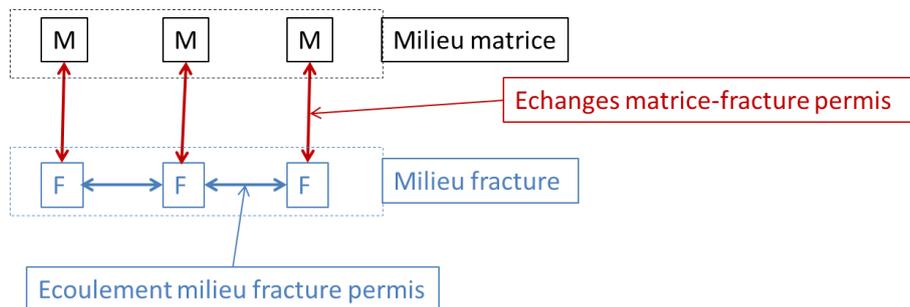


Figure 16 Mécanismes d'écoulement dans un modèle double porosité/ simple perméabilité.

#### 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).

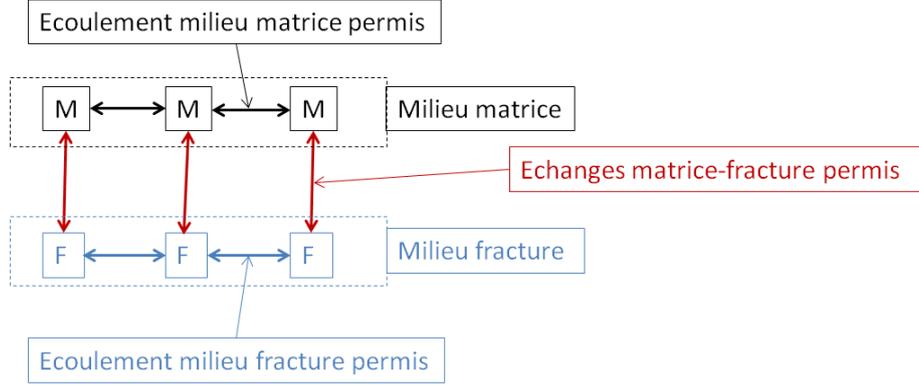


Figure 17 Mécanismes d'écoulement dans un modèle double porosité/double perméabilité

## 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  $\Phi_{\alpha s}^m$ .

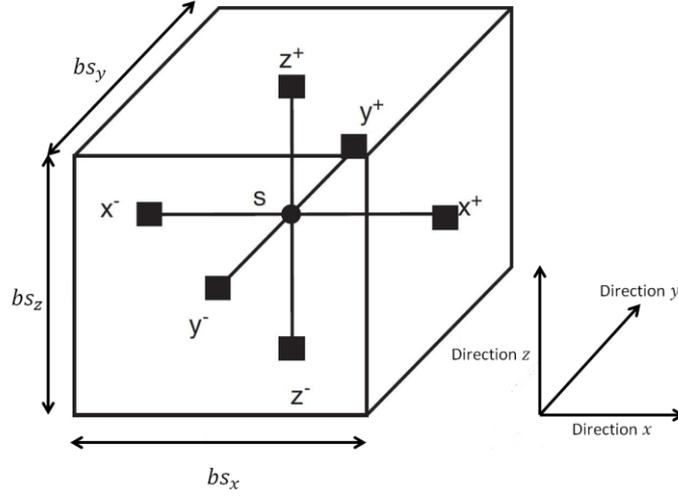


Figure 18 Représentation d'un bloc matrice dans un modèle double milieu.  
Source : [42]

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).

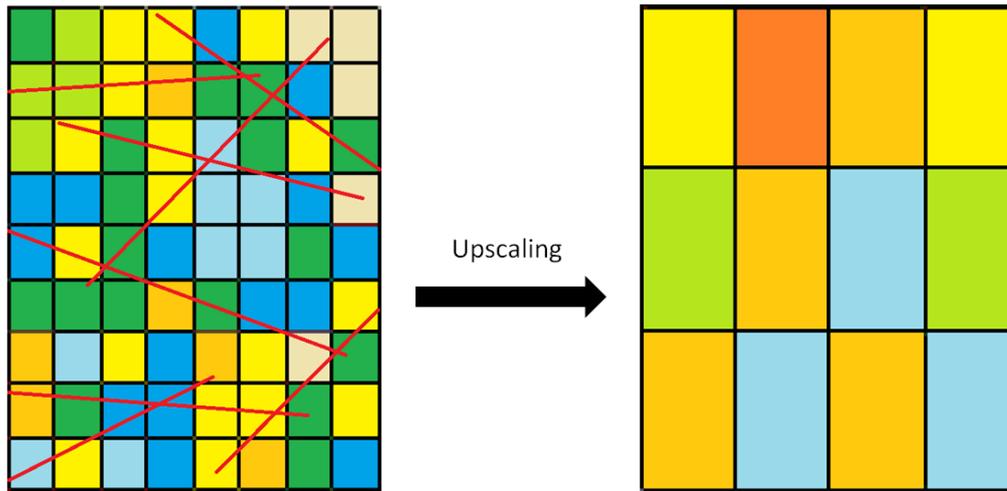


Figure 19 Résultat de la mise à l'échelle (Upscaling) d'une propriété pétrophysique d'un modèle DFM fin vers un modèle plus grossier

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.

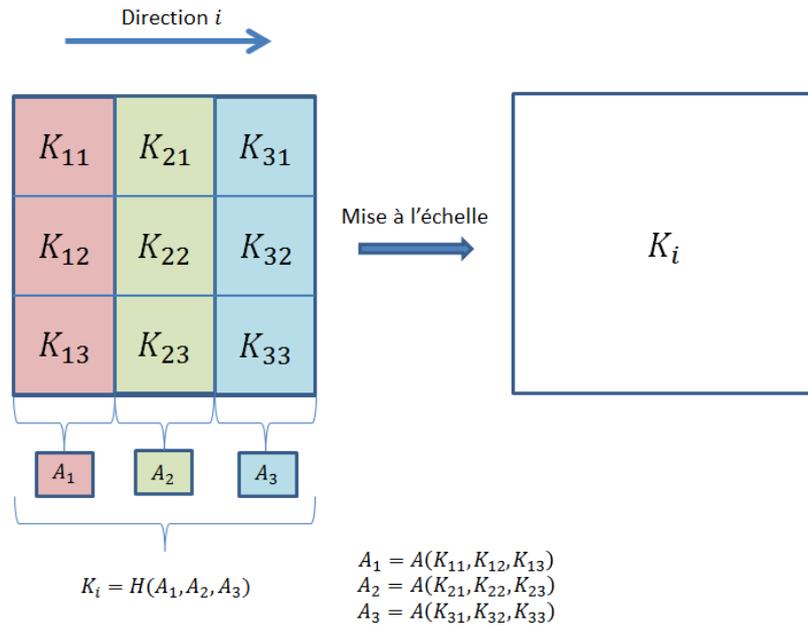


Figure 20 Technique de mise à l'échelle de la perméabilité absolue par une moyenne pondérée par le volume.

$A(.)$  : 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.

### ***VI.1.1.3 Les inconvénients des méthodes basées sur l'analyse des courbes d'essai de puits***

Ces méthodes fournissent une estimation de la taille du bloc en utilisant des données réelles en se basant sur des formulations physiques et mathématiques rigoureuses. Toutefois, cette famille de méthodes présente des inconvénients majeurs. D'abord, une seule dimension est dérivée suite à l'utilisation de ces méthodes. Ceci sous-entend que le bloc équivalent a systématiquement, une forme cubique. Ce qui n'est pas forcément le cas. Ensuite, les courbes d'essais de puits ne sont ni toujours disponibles, ni faciles à obtenir. Puis, Les courbes de réponse en pression (à un essai de puits) et sa dérivée représentent une réponse locale qui n'est pas forcément caractéristique du comportement du réseau entier de fractures. Enfin, la zone proche du puits contient, en plus des fractures naturelles, l'endommagement dû à l'opération de forage qui risque de fausser les résultats.

Toutes ces considérations nous orientent vers des méthodes basées sur l'analyse du réseau entier de fractures.

## **VI.1.2 Méthodes basées sur l'analyse du réseau entier de fractures**

Cette famille de méthodes présente l'avantage de donner les différentes dimensions du bloc (bloc matriciel non cubique) équivalent au lieu d'en donner une seule dimension caractéristique. Ces différentes dimensions sont dérivées suite à une analyse du réseau entier de fractures. Trois méthodes sont présentées dans cette partie : La méthode d'imbibition géométrique (qu'on notera la méthode GI), la méthode d'imbibition géométrique étendue (qu'on notera la méthode EGI) et la méthode d'espacement moyen (qu'on notera MS).

### ***VI.1.2.1 Méthode d'imbibition géométrique (GI)***

Cette méthode a été développée à IFPEN et publiée par Bourbiaux et al. [135]. Elle utilise une approche géométrique modélisant les échanges par imbibition entre le réseau de fractures et les blocs matriciels pour arriver à calculer les dimensions du bloc équivalent. Cette modélisation est basée sur le calcul de la distance liant chaque domaine matriciel du volume fracturé à la fracture la plus proche et sur la mise en place d'une fonction liant chaque distance à la surface totale matricielle la correspondant (plus de détails dans l'annexe A). Cette fonction -la fonction de la surface d'invasion- est ensuite approchée par un polynôme de second degré correspondant à la solution obtenue avec un bloc rectangulaire. Cette méthode donne une bonne estimation des dimensions du bloc équivalent double milieu, quand il s'agit d'un réseau 2D avec des fractures régulièrement orientées, selon des directions d'écoulement bien précises, avec une répartition uniforme en taille de blocs matriciels. En contrepartie, la méthode présente trois inconvénients majeurs. En premier lieu, la méthode ne délivre aucune information concernant l'orientation du bloc équivalent (double milieu). En second lieu, mise à part le fait que cette méthode repose sur un concept simple, du point de vue numérique, l'étape de génération de pixels et d'interpolation de la fonction de surface d'invasion est très chère en matière de temps de calcul. Enfin,

L'approximation de la fonction de surface d'invasion fait recours à un polynôme de second degré. Ce choix repose sur l'hypothèse d'un unique bloc représentatif du comportement double milieu du réservoir fracturé au lieu de considérer une distribution en tailles de blocs. Selon la méthode d'approximation utilisée et la fonction polynomiale approchant la fonction d'invasion, la taille du bloc obtenue peut être plus ou moins proche de la taille des petits blocs ou des gros blocs.

### ***VI.1.2.2 Méthode d'imbibition géométrique étendue (EGI)***

Cette méthode repose sur la même stratégie que celle de la méthode GI. En effet, Bourbiaux et al. [136] ont proposé une solution pour résoudre la troisième faiblesse de la méthode GI, qui est la considération d'un unique bloc représentatif du comportement du réservoir fracturé. Ils supposent que pour un réseau complexe de fractures avec différentes tailles de blocs matriciels, un unique bloc représentatif n'est pas suffisant pour modéliser les échanges entre les blocs matriciels et le DFN (plus de détails sont fournis dans l'annexe A). Avec la détermination de deux blocs représentatifs, cette méthode approche mieux le comportement du réservoir naturellement fracturé, en tenant en compte les différentes tailles des blocs matriciels existants dans le cas d'un réseau complexe de fractures. Malgré ses avantages, cette méthode n'arrive pas à résoudre le problème d'orientation des blocs équivalents déterminés. En plus, cette méthode hérite du coût calculatoire élevé lors des étapes de pixellisation et d'interpolation de la fonction d'invasion. Enfin, le résultat de cette méthode (deux tailles de blocs équivalents) n'est pas compatible avec les simulateurs réservoirs couramment utilisés.

### ***VI.1.2.3 Méthode de l'espacement moyen (MS)***

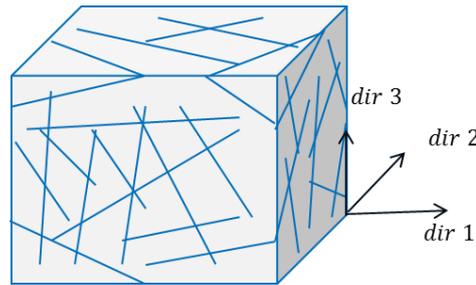
La troisième méthode est la plus ancienne. Elle a été présentée par Narr [137] en 1996. Cette méthode est basée sur un concept purement géométrique. Elle part de l'hypothèse que les directions principales d'écoulement sont déjà identifiées. Le calcul des dimensions du bloc équivalent se fait séparément dans les différentes directions. La dimension du bloc équivalent selon chaque direction dépend du nombre d'intersections entre les fractures du réseau et des rayons générés statistiquement selon la direction d'écoulement (plus de détails sont fournis dans l'annexe A). Cette méthode présente l'avantage majeur de pouvoir déterminer, d'une manière très simple, un bloc équivalent représentatif caractérisant le réseau de fractures et orienté selon les directions principales d'écoulement. En contrepartie, la méthode présente deux inconvénients. En premier lieu, en cas de tirage de rayons mal répartis ou de nombre insuffisant, on ne peut pas considérer que les dimensions du bloc déterminé sont représentatives du réseau de fractures. En second lieu, le processus suivi par cette méthode est purement géométrique. Ainsi, la détermination des dimensions du bloc équivalent ne tient pas compte de la connectivité du réseau de fractures dans une ou plusieurs directions et risque de sous-estimer ces dimensions.

## **VI.2 Nouvelle méthode de détermination de la taille du bloc équivalent : méthode OBS**

Dans le paragraphe précédent, on a présenté les méthodes existantes pour déterminer le bloc équivalent représentatif du réseau de fractures tout en citant les inconvénients de chacune des

méthodes. Dans cette partie, on présente une nouvelle méthode de détermination de la taille du bloc équivalent qui a été développée dans le cadre de cette thèse et qui résout une bonne partie des inconvénients des méthodes existantes.

Dans un réservoir fracturé, le calcul du tenseur équivalent de perméabilités,  $\overline{\overline{K}}^f$ , permet l'identification des directions principales de l'écoulement. En conséquence, on considère un volume de référence à l'échelle d'une maille réservoir et on suppose que ce volume est orienté selon les directions principales de l'écoulement (cf. Figure 21).



*dir i: main flow direction i*

*Figure 21 Volume de référence à l'échelle d'une maille réservoir orienté selon les directions principales de l'écoulement*

La méthode OBS (Oriented Block Size en anglais ou Taille de Bloc Orientée en français) repose sur trois hypothèses principales. La première hypothèse est la possibilité d'homogénéiser le réseau de fractures. La deuxième hypothèse est la représentativité des fractures des bords (faces limites) du volume du comportement du réseau entier de fractures. La troisième hypothèse est la possibilité de représenter le réseau naturel de fractures sous forme de réseau régulier équivalent. Dans ce qui suit, la méthode sera présentée hypothèse par hypothèse, en expliquant à fur et à mesure les conséquences de chacune des hypothèses.

## **VI.2.1 Première hypothèse : possibilité d'homogénéiser le réseau de fractures**

Pour satisfaire cette hypothèse, on suppose que les dimensions du volume de référence considéré dépassent celles du VER. Ainsi, on peut modéliser le DFN comme étant un milieu homogène équivalent de tenseur de perméabilité  $\overline{\overline{K}}^f$  (cf. Figure 22). Ce tenseur de perméabilité est calculé via des approches classiques de mise à l'échelle (approches numériques [138] ou analytiques [139]...). Ce tenseur plein est ensuite diagonalisé afin d'identifier les directions principales d'écoulement. Les trois valeurs  $K_i^f$ ;  $i = 1,2,3$ , sont les valeurs propres (diagonales) du tenseur et les perméabilités du milieu homogène équivalent dans chaque direction principale de l'écoulement  $i$ ;  $i = 1,2,3$ .

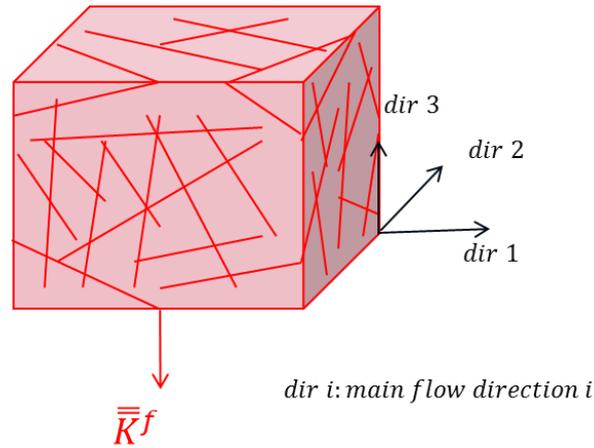


Figure 22 Milieu homogène équivalent au DFN

## VI.2.2 Deuxième hypothèse : représentativité des fractures des faces limites du volume du comportement du réseau entier de fractures

Dans une direction principale de l'écoulement  $i$  ( $i = 1,2,3$ ), les fractures appartenant aux deux faces limites du volume de référence, selon cette direction, sont prises en compte explicitement, tandis que les fractures restantes du DFN sont homogénéisées à l'intérieur du volume pour obtenir  $K_i^f$  (cf. Figure 23).

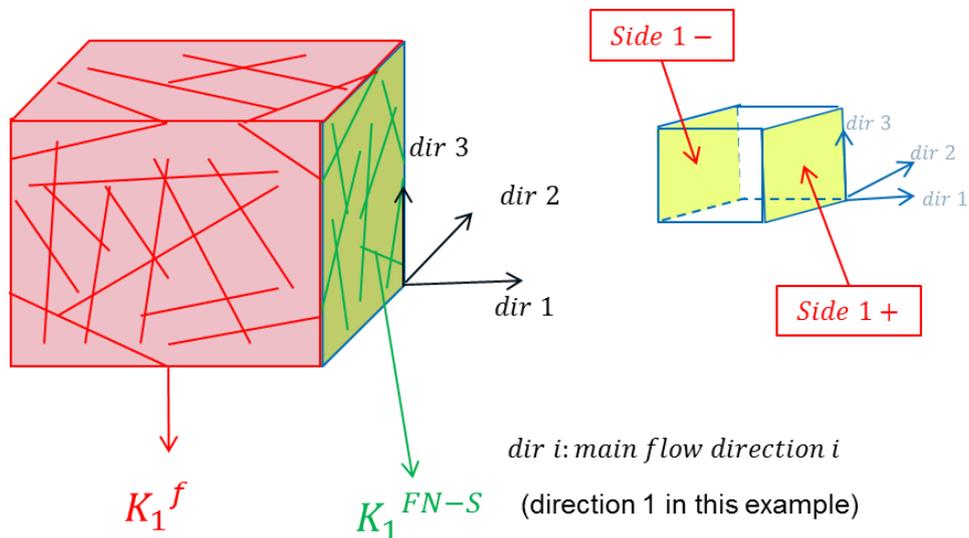


Figure 23 Détermination du tenseur de perméabilités sur les faces limites du volume de référence dans la direction principale de l'écoulement 1.

La perméabilité équivalente  $K_i^{FN-S}$  est calculée entre les deux faces limites  $i+$  et  $i-$  et données par cette formule

$$K_i^{FN-S} = \frac{1}{2\Delta_{i+1}\Delta_{i+2}} \left( \sum_{n=1}^{Nf_{i+}} k_n l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} k_n l_n e_n \right) \quad (\text{VI.1})$$

Dans l'équation précédente,  $i$  est un indice cyclique (i.e quand  $i = 2, i + 1 = 3$  et quand  $i = 3, i + 1 = 1$ ).  $\Delta_{i+1}\Delta_{i+2}$  est la surface totale des faces limites  $i +$  et  $i -$  qui sont traversées respectivement par un nombre de fractures égal à  $Nf_{i+}$  et  $Nf_{i-}$ .  $k_n$  est la perméabilité locale de la fracture  $n$  traversant la face limite et ayant une longueur  $l_n$  et une ouverture  $e_n$ .

La contribution à l'écoulement des fractures des faces limites du volume de référence est ainsi quantifiée par un deuxième tenseur de perméabilité qui est  $\bar{K}^{FN-S}$ . Selon la deuxième hypothèse, les fractures du DFN traversant les faces limites du volume de référence sont censées avoir un comportement représentatif du DFN global. Pour satisfaire cette hypothèse, les faces limites doivent être à l'échelle du VER.

### VI.2.3 Troisième hypothèse : possibilité de représenter le réseau naturel de fractures en un réseau régulier équivalent

Le comportement du DFN est ainsi caractérisé par deux tenseurs de perméabilité  $\bar{K}^{FN-S}$  et  $\bar{K}^f$ . A ces deux éléments, s'ajoute un troisième. En effet, dans une présentation double porosité du milieu fracturé, la géométrie du DFN est représentée par un réseau régulier de fractures orienté selon les directions principales de l'écoulement (cf. Figure 24). Ce réseau est noté le modèle Warren et Root [140] ou le modèle WR car l'idée a été proposée par Warren et Root.

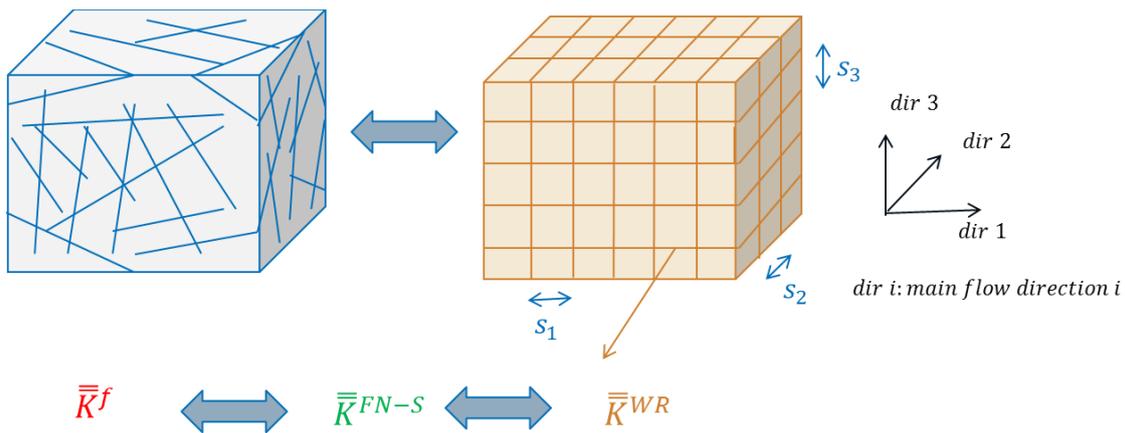


Figure 24 Modèle régulier simplifié de type Warren et Root [140] équivalent du modèle de référence

Le réseau simplifié de fractures est composé de trois familles régulières de fractures. Chaque famille  $i$  ( $i = 1, 2, 3$ ) possède un vecteur normal  $n_i$  orienté selon la direction principale d'écoulement  $i$  ( $i = 1, 2, 3$ ) et caractérisée par une perméabilité de fractures uniforme  $k_i$ , une

ouverture de fractures  $e_i$  et un espacement régulier et périodique  $s_i$  ( $i = 1,2,3$ ) (cf. Figure 25). Selon cette configuration de fractures, les dimensions du bloc matriciel équivalent sont exactement les espacements  $s_i$ . Le bloc équivalent est systématiquement orienté selon les directions principales d'écoulement. L'objectif de la méthode OBS est de calculer le réseau équivalent et donc de retrouver les dimensions du bloc équivalent au DFN de référence. Ce bloc équivalent sera orienté selon les directions principales de l'écoulement. On notera  $s_i$  sa dimension selon la direction principale d'écoulement  $i$  ( $i = 1,2,3$ ).

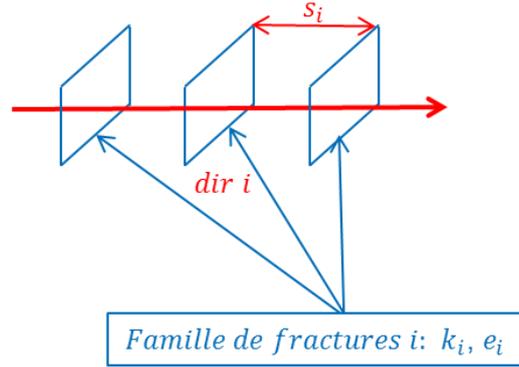


Figure 25 L'arrangement de chaque famille de fractures et les différents paramètres relatifs à cette famille

Connaissant tous les paramètres du réseau régulier de fractures, une relation entre son tenseur équivalent de perméabilités  $\bar{K}^{WR}$  et ces caractéristiques hydrauliques et géométriques est établie (plus de détails sont fournis dans l'annexe B).

$$k_i = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{s_i}{e_i}\right) \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{WR} \quad (\text{VI.2})$$

$k_i$  est la perméabilité de la famille de fractures  $i$ .  $s_i$  et  $e_i$  sont, respectivement, l'espacement entre les fractures de la famille de  $i$  et leurs ouvertures.  $K_j^{WR}$  est la composante du tenseur diagonal de perméabilité macroscopique du réseau WR équivalent.

Une expression similaire faisant intervenir des propriétés différentes du réseau WR peut être également écrite sous cette forme (annexe B).

$$k_i = \frac{1}{2} (\phi^{WR} - \phi_i^{WR-S})^{-1} \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{WR} \quad (\text{VI.3})$$

$\phi^{WR}$  est la porosité du DFN régulier (type WR).  $\phi_i^{WR-S}$  est la densité surfacique de fracturation calculée sur les deux faces limites selon la direction principale d'écoulement  $i$  (i.e le rapport entre l'aire totale occupée par les fractures interceptant les surfaces limites et l'aire totale des surfaces

limites).  $K_j^{WR}$  est la composante du tenseur diagonal de perméabilité macroscopique du réseau WR équivalent.

## VI.2.4 Calcul des dimensions du bloc équivalent

La troisième hypothèse, stipulant la possibilité de modéliser le réseau de fractures naturelles en un réseau régulier équivalent, permet de considérer que  $K_j^{WR}$ ,  $\phi^{WR}$  et  $\phi_i^{WR-S}$  sont similaires aux propriétés équivalentes du DFN réel  $K_j^{FN-S}$ ,  $\phi^{FN}$  et  $\phi_i^{FN-S}$ . Par conséquent, on obtient la relation suivante :

$$k_i = \frac{1}{2} (\phi^{FN} - \phi_i^{FN-S})^{-1} \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{FN-S} \quad (\text{VI.4})$$

Dans le même cadre de la troisième hypothèse, on peut remplacer les caractéristiques du réseau régulier WR par des caractéristiques du modèle double milieu en substituant  $s_i$  et  $e_i$  et  $K_j^{WR}$  par une dimension du bloc équivalent, une ouverture fracture moyenne et le terme  $K_j^f$  du tenseur diagonal de perméabilité équivalente macroscopique du DFN. On obtient ainsi la relation suivante :

$$k_i = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{s_i}{e_i}\right) \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^f \quad (\text{VI.5})$$

On rappelle que le bloc équivalent obtenu est orienté selon les directions principales de l'écoulement. En combinant les relations (VI.4) et (VI.5), on obtient la valeur de  $s_i$  qui est la dimension du bloc équivalent représentatif selon la direction principale de l'écoulement  $i$  ( $i = 1,2,3$ ).  $s_i$  est donnée par la relation suivante

$$s_i = e_f \left( (\phi^{FN} - \phi_i^{FN-S})^{-1} \frac{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{FN-S}}{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^f} - 1 \right) \quad (\text{VI.6})$$

Pour simplifier l'expression, on peut supprimer le terme -1. En effet, l'ouverture moyenne des fractures,  $e_f$ , est négligeable devant la dimension  $s_i$  du bloc matriciel. Ainsi, on obtient le résultat suivant :

$$s_i = e_f (\phi^{FN} - \phi_i^{FN-S})^{-1} \frac{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{FN-S}}{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^f} \quad (\text{VI.7})$$

La dimension équivalente du bloc  $s_i$  dans la relation (VI.7) dépend clairement de l'ouverture moyenne des fractures  $e_f$  et de la perméabilité équivalente double-milieu du DFN  $K_j^f$ . Il est à noter que  $e_f$  n'est pas un paramètre de l'approche double milieu. Sa valeur peut être choisie en cohérence avec  $\bar{K}^f$ , en utilisant par exemple la loi cubique qui lie l'ouverture d'une fracture à sa perméabilité. De plus, la dimension équivalente du bloc d'un réseau WR ne dépend pas de l'ouverture  $e_f$ . En considérant une ouverture uniforme  $e_f$  (permettant de respecter la fraction volumique de fracture) affectée à toutes les familles de fractures, un réseau WR peut nous fournir la relation suivante  $\phi^{WR} - \phi_i^{WR-S} = e_f N f_i / \Delta_i$  avec  $N f_i$  est le nombre de fractures de la famille  $i$  et  $\Delta_i$  la dimension du bloc fracturé dans la direction  $i$ . Le terme  $\phi^{WR} - \phi_i^{WR-S}$  est proportionnel à l'ouverture  $e_f$ .

Par conséquent, on propose de calculer les porosités du DFN réel en introduisant cette ouverture constante  $e_f$ . Les porosités du DFN s'écrivent alors comme suit :

$$(\phi^{FN} - \phi_i^{FN-S})|_{e=e_f} = e_f (\phi^{FN*} - \phi_i^{FN-S*}) \quad (VI.8)$$

Les termes  $\phi^{FN*}$  et  $\phi_i^{FN-S*}$  correspondent à un DFN réel avec une ouverture constante égale à l'unité de toutes les fractures. En substituant (VI.8) dans (VI.7), on obtient,

$$s_i = (\phi^{FN*} - \phi_i^{FN-S*})^{-1} \frac{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{FN-S}}{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^f} \quad (VI.9)$$

La formule précédente n'est utilisable que si la géométrie du DFN est connue. En effet pour obtenir  $\phi_i^{FN-S}$  et  $k_i^{FN-S}$  il est nécessaire de calculer les traces de fractures sur chaque bord du domaine. Si la structure du DFN n'est pas accessible la formule (VI.9) peut être réécrite en observant que  $K_i^{FN-S}$  peut être écrit comme suit :

$$K_i^{FN-S} = \frac{\sum_{n=1}^{Nf_{i+}} l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} l_n e_n}{2\Delta_{i+1}\Delta_{i+2}} \frac{\sum_{n=1}^{Nf_{i+}} k_n l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} k_n l_n e_n}{\sum_{n=1}^{Nf_{i+}} l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} l_n e_n} \quad (VI.10)$$

Ce qui équivaut à

$$K_i^{FN-S} = \phi_i^{FN-S} \frac{\sum_{n=1}^{Nf_{i+}} k_n l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} k_n l_n e_n}{\sum_{n=1}^{Nf_{i+}} l_n e_n + \sum_{n=1}^{Nf_{i-}} l_n e_n} \quad (VI.11)$$

Ceci donne

$$K_i^{FN-S} = \phi_i^{FN-S} k_f \quad (VI.12)$$

Avec  $k_f$  la moyenne pondérée par le volume, de toutes les perméabilités des fractures du DFN.

En plus, en exploitant les propriétés du réseau WR et les propriétés du DFN, on peut obtenir la relation suivante  $\sum \phi_i^{FN-S} = 2\phi^{FN}$ .

Par conséquent, la relation (VI.9) devient

$$s_i \approx \frac{2k_f e_f}{\sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^f} \quad (\text{VI.13})$$

Cette formule présente l'avantage de ne dépendre que d'une perméabilité moyenne des perméabilités de fractures et du tenseur de perméabilité équivalent caractérisant le DFN. Ce tenseur peut alors être le résultat de calculs de mise à l'échelle ou d'analyse de données de terrain (test de puits ...).

## VI.2.5 Analyse de quelques cas particuliers

On analyse maintenant le comportement de la formulation (VI.9) pour des cas particuliers.

### VI.2.5.1 Cas de perméabilités et épaisseurs des fractures variables en maintenant $K_i^f$ constants

On peut remarquer que si l'on raisonne à tenseur de perméabilité équivalent constant en faisant varier les perméabilité des fractures  $k_n$  (respectivement la perméabilité moyenne  $k_f$ ) d'un facteur F et les épaisseurs en d'un facteur 1/F,  $K_i^f$  reste aussi constant et par conséquent la taille de bloc de l'équation (VI.9) reste inchangée.

### VI.2.5.2 Cas des épaisseurs des fractures tendant vers zéro

Lorsque l'épaisseur tend vers 0, les termes  $K_i^{FN-S}$  et  $K_j^f$  de l'équation (VI.9) tendent aussi vers 0 et il est difficile de conclure. Par contre en raisonnant en premier lieu en épaisseur constante, il est possible de sortir l'épaisseur du terme  $K_i^{FN-S}$ . Il est alors possible d'écrire  $K_i^{FN-S} = e_f K_i^{FN-S*}$ . De la même manière et en considérant que le tenseur  $K_j^f$  est approché avec la méthode analytique de Oda (pour montrer la dépendance avec  $e_f$ ), l'écriture  $K_i^f = e_f K_i^{f*}$  est évidente. A épaisseur constante la formule (VI.9) s'écrit donc sous la forme  $s_i \sim \frac{\sum_{j=1}^3 -1^{\delta_{ij}} K_j^{FN-S*}}{(\phi^{FN*} - \phi_i^{FN-S*}) \sum_{j=1}^3 -1^{\delta_{ij}} K_j^{f*}}$  qui est indépendante de l'épaisseur. La taille de bloc n'est donc pas affectée lorsque l'épaisseur tend vers 0.

Ce raisonnement montre par ailleurs qu'il n'est pas nécessaire de connaître la distribution des épaisseurs et des perméabilités pour appliquer ces formules. Il est possible de raisonner à épaisseurs et perméabilités de fractures constantes, de calculer de manière cohérente les

composantes  $K_j^f$  du tenseur de perméabilité équivalente pour obtenir la taille de bloc associée à la structure du DFN.

### ***VI.2.5.3 Cas de DFN déconnecté dans la première direction principale d'écoulement***

Considérons maintenant un DFN déconnecté dans la première direction principale de l'écoulement. Dans ce cas, des fractures peuvent toujours intercepter les bords du domaine étudié. Les composantes  $K_i^{FN-S}$  seront donc non nulles. Par contre la première composante du  $k_i^f$  sera nulle étant donné que le réseau est déconnecté suivant cette direction. Cela conduit à faire apparaître un terme négatif au dénominateur et par conséquent une valeur de taille de bloc négative. Cet exemple illustre la limite d'application de la formule (VI.9). Cette formule n'est applicable que si les fractures observées à la frontière du domaine sont représentatives des fractures présentes dans ce domaine (cela rejoint la notion du VER) et d'autre part que le DFN est correctement connecté. Si cela est vérifié la taille de bloc sera toujours positive car si le numérateur de la formule (VI.9) devient négatif, le dénominateur le sera aussi grâce à cette représentativité du DFN.

## **VI.3 Tests et validation**

La validation de la méthode OBS est basée sur sa comparaison aux trois autres méthodes : la méthode GI, la méthode EGI et la méthode MS (cf. paragraphe VI.1.2). La validation est effectuée en deux parties.

La première partie présente une analyse géométrique des résultats. Aucune simulation d'écoulement n'est effectuée. Les résultats en dimensions du bloc équivalent issus des différentes méthodes sont comparés à une estimation connue à l'avance. Cette estimation est basée sur la connaissance des réseaux de fractures manipulés et avec l'hypothèse d'une bonne connectivité de ces réseaux.

La deuxième partie de l'évaluation de la méthode repose sur une simulation d'écoulement diphasique eau-huile. Il s'agit d'une injection d'eau dans une section 2D d'un réservoir fracturé entièrement saturé à l'huile. Les résultats en matière de taille du bloc équivalent issus des différentes méthodes sont analysés. Les courbes de taux de récupération des simulations double porosité relatives aux blocs équivalents dérivés par chacune des méthodes seront comparées à la simulation fine de référence. Dans le cadre de cette même partie, un contre-exemple est donné pour illustrer les limites d'utilisation des différentes méthodes de détermination du bloc équivalent modèle double milieu, en particulier, la méthode OBS.

### **VI.3.1 Validation par une démarche géométrique**

Dans cette partie, on considère un modèle à l'échelle d'une maille réservoir d'une étendue de 100 m par 100 m. Deux familles de fractures sont générées statistiquement [17]. L'inclinaison moyenne (dip moyen) des deux familles est fixée à 90°. La variation de deux paramètres

(l'espacement moyen entre les fractures de l'une des deux familles et l'angle moyen entre les deux familles de fractures) est étudiée dans cette partie.

La famille de fractures A est celle qui a un azimut (angle par rapport à l'axe des  $X$  dans le sens direct) moyen plus important. Son vecteur normal est orienté selon une direction proche de celle des  $X$ . La famille de fractures B possède l'azimut moyen le plus faible. Son vecteur normal est orienté selon une direction proche de celle des  $Y$  (cf. Figure 26). Deux analyses de sensibilité sont appliquées à ce DFN : une analyse de sensibilité à l'espacement moyen et une analyse de sensibilité à l'azimut de l'une des deux familles de fractures.

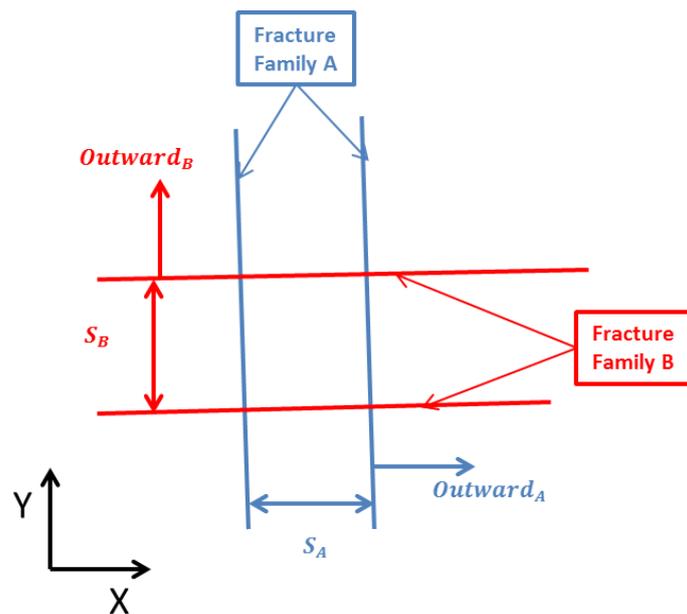


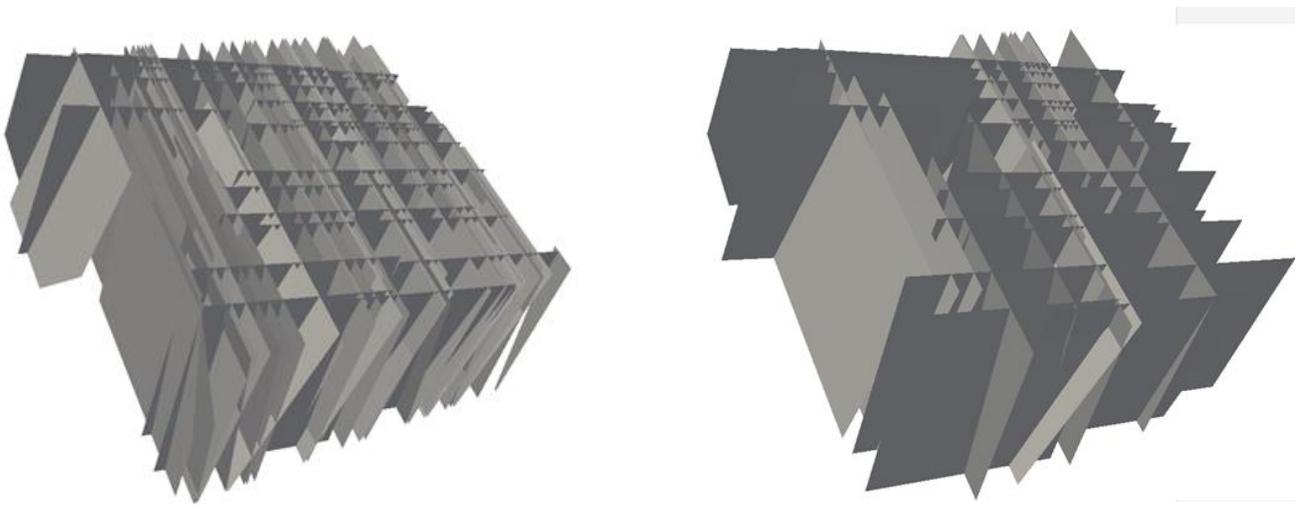
Figure 26 Le système de notation correspondant aux deux familles de fractures générées statistiquement

Pour les deux analyses de sensibilité, on désigne par  $s_1$ , la taille du bloc équivalent orientée selon la direction principale 1 (proche de  $X$ ).  $s_2$  est la dimension du bloc équivalent selon la direction principale 2 (proche de  $Y$ ). Aucune simulation d'écoulement n'est effectuée pour ce test. Les résultats en dimensions du bloc équivalent sont comparés aux espacements moyens des deux familles de fractures. En effet en supposant que le réseau de fractures généré statistiquement est bien connecté,  $s_1$  serait proche de  $S_A$  et  $s_2$  serait proche de  $S_B$ . Certaines situations, où l'hypothèse de bonne connectivité du réseau n'est pas valide, seront également identifiées interprétées.

### VI.3.1.1 *Analyse de sensibilité sur l'espacement moyen de l'une des familles de fractures*

#### Manipulation

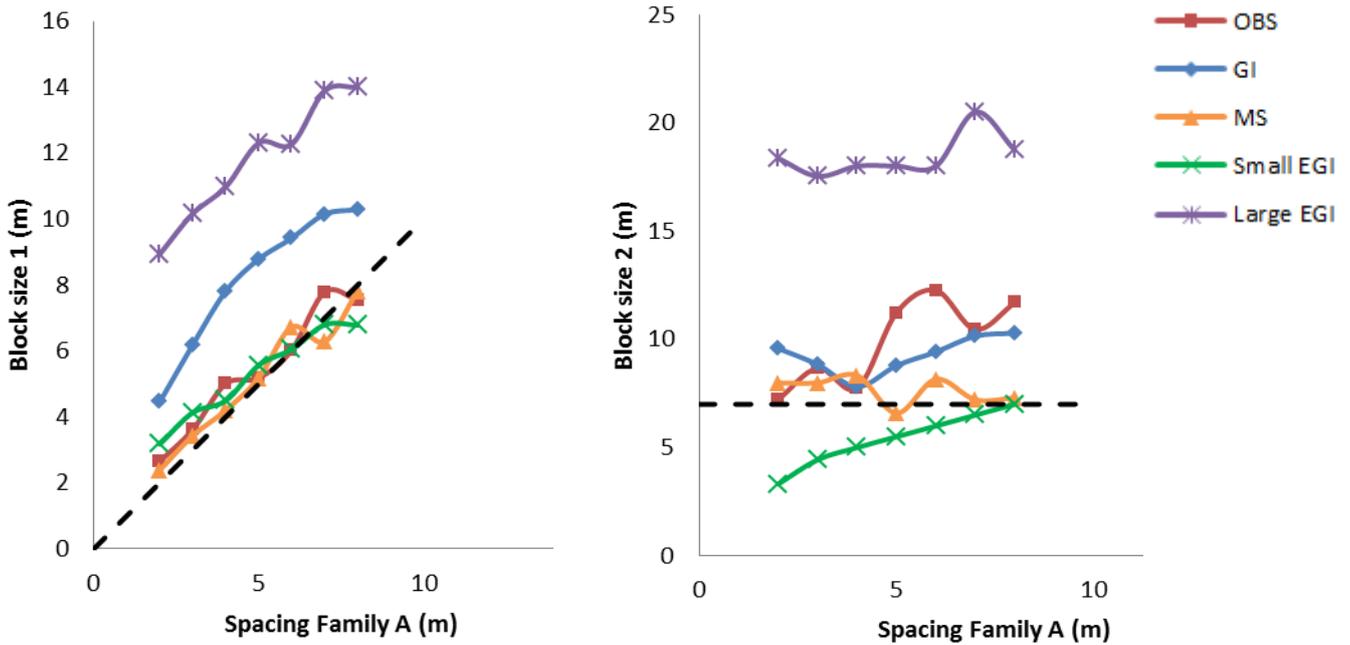
Pour cette analyse de sensibilité, l'azimut moyen de la famille A est fixé à  $100^\circ$  et celui de la famille B est fixé à  $10^\circ$  (cf. Figure 27). L'espacement moyen de la famille A, noté  $s_A$ , est variable, tandis que, celui de la famille B, noté  $s_B$ , est maintenu à 7 m. Les dimensions  $s_1$  et  $s_2$  du bloc équivalent, générées en utilisant les différentes méthodes, sont représentées en fonction de  $s_A$  (cf. Figure 28). Comme on vient de l'expliquer dans le paragraphe précédent, pour des réseaux bien connectés,  $s_1$  doit être proche de  $s_A$  et  $s_2$  doit être proche de  $s_B$ . Ainsi,  $s_1$  est sensé avoir une tendance linéaire en fonction de  $s_A$ , tandis que,  $s_2$  est sensé rester constant.



a. Espacement Fam A : 2 m / Fam B : 7 m

b. Espacement Fam A : 7 m / Fam B : 7 m

Figure 27 Le modèle de DFN à l'échelle d'une maille réservoir avec deux configurations d'espacement des deux familles de fractures



a. Dimension  $s_1$  (Espacement Fam B = 7m)

b. Dimension  $s_2$  (Espacement Fam B = 7m)

Figure 28 La différentes dimensions du bloc équivalent obtenues avec les différentes méthodes quand l'espacement de la famille A est varié et l'espacement de la famille B est maintenu constant (= 7m)

## Observations et discussion

Les courbes noires discontinues représentent les résultats attendus en cas de réseaux parfaitement connectés. Retrouver ces résultats n'est pas toujours possible. En effet, le réseau de fractures est généré statistiquement en se basant sur des paramètres moyens tels que l'espacement des familles de fractures.

En général, la méthode OBS retrouve les valeurs attendues pour  $s_1$  variant en fonction de  $s_A$ . (cf. Figure 28.a). La dimension  $s_2$  de cette même méthode qui doit être constante à 7m fluctue avec le spacing de la famille de fractures A et surestime de 10% à 50% le résultat attendu (cf Figure 28.b). Hormis le fait que le DFN réel est simple et conçu de deux familles perpendiculaires de fractures ayant des directions proches de X et Y, une augmentation de l'espacement moyen de la famille de fracture A implique une baisse de connectivité du DFN ce qui tend à augmenter les dimensions des blocs matriciels.

Concernant les autres méthodes :

Comparés aux résultats attendus, la méthode GI a tendance à surestimer les dimensions du bloc équivalent. Ceci est courant quand le DFN est complexe et contient des petits et des gros blocs. Ceci est dû à l'interpolation de la fonction réelle d'invasion par un polynôme de second degré (Annexe A).

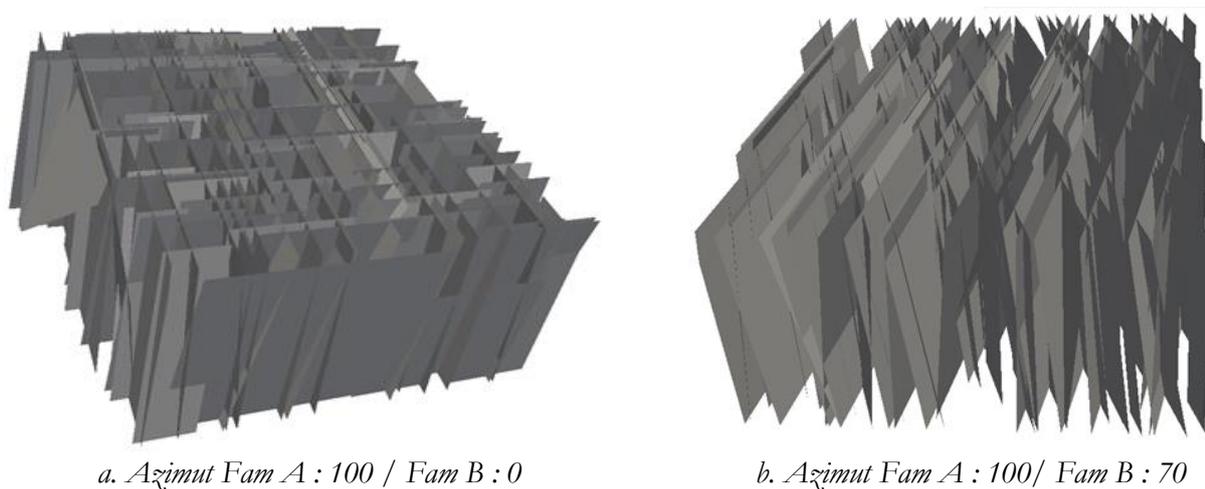
Concernant la méthode EGI, son estimation de la dimension  $s_1$  du petit bloc reste acceptable, tandis que la dimension  $s_2$  est toujours surestimée. Les valeurs de dimensions  $s_1$  et  $s_2$  du gros bloc sont égales au double des valeurs attendues.

La méthode MS reproduit les résultats attendus. En contrepartie, cette méthode est insensible à la connectivité des DFN ce qui est un inconvénient dans le cas d'un DFN faiblement connecté.

### ***VI.3.1.2 Analyse de sensibilité sur l'azimut moyen de l'une des deux familles de fractures***

#### **Manipulation**

La méthode OBS est basée sur une équivalence entre le DFN réel et un réseau WR. Cette équivalence semble être facile à retrouver quand le DFN contient deux familles de fractures orientées selon des directions orthogonales. Pour tester la méthode OBS, une deuxième analyse de sensibilité est effectuée. Cette deuxième analyse consiste à faire varier l'azimut de la famille de fractures B. L'azimut de la famille de fractures A est maintenu constant à  $100^\circ$ . Ceci revient à varier l'angle que font les fractures de la famille A avec les fractures de la famille B. Les espacements moyens des familles A et B sont maintenus constants aux valeurs respectives de 3 m et 5 m (cf. Figure 29). Dans le cadre de l'hypothèse d'un DFN parfaitement connecté et quand les deux familles de fractures sont orthogonales (Azimut de la famille B égal à  $10^\circ$ ), on s'attend à avoir des valeurs de  $s_1$  proches de  $s_A$  et de  $s_2$  proches de  $s_B$ . Au-delà,  $s_1$  doit baisser et  $s_2$  doit augmenter. Les deux dimensions  $s_1$  et  $s_2$  du bloc équivalent sont calculées en utilisant les différentes méthodes : OBS, MS, GI et EGI. Les courbes de  $s_1$  et  $s_2$  relatives aux différentes méthodes, en fonction de l'azimut de la famille B sont représentées (cf. Figure 30).



*Figure 29 Le modèle de DFN étudié pour deux différentes valeurs de l'azimut de la famille B (espacement de la famille A : 3 m / famille B : 5 m)*

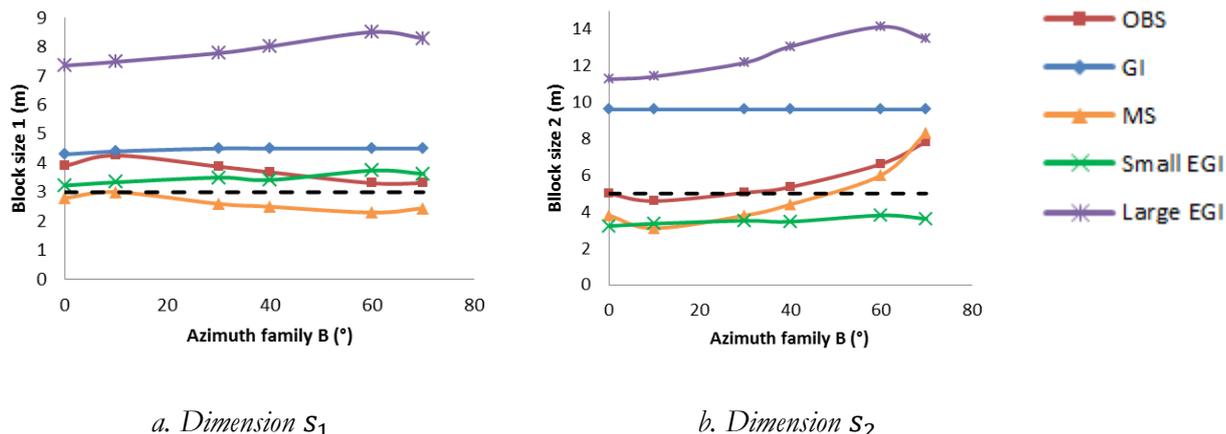


Figure 30 Dimensions du bloc équivalent en fonction de l'azimut de la famille de fracture B (espacement fam A = 3 m et fam B : 5 m)

### Observations et discussion

La méthode GI surestime systématiquement  $s_1$  et  $s_2$  indépendamment de la valeur de l'azimut de la famille B. La méthode EGI surestime  $s_1$  et  $s_2$  par son gros bloc. Le petit bloc de la même méthode donne une bonne estimation de  $s_1$  et une légère sous-estimation de  $s_2$ . Dans tous les cas, les méthodes GI et EGI sont faiblement sensibles à l'orientation des familles de fractures. Ces méthodes donnent des valeurs constantes de  $s_1$  et  $s_2$  indépendamment de la valeur de l'azimut de la famille B du DFN (cf. Figure 30). Ce résultat est en cohérence avec le fait que les deux méthodes sont basées sur le calcul de la surface réelle d'invasion (surface occupée par les domaines matriciels en fonction de la distance les séparant de la fracture la plus proche / voir paragraphe VI.1.2.1 et annexe A). Cette mesure est moins influencée par l'orientation des familles de fractures que par leurs espacements.

Les méthodes OBS et MS donnent des tailles de blocs très proches avec une légère sous-estimation de la méthode MS et une légère surestimation de la méthode OBS par rapport aux résultats attendus. La valeur estimée de  $s_2$  est proche de la valeur attendue de 3m et varie légèrement avec l'azimut de la famille des fractures B. Concernant  $s_2$ , le résultat attendu (5m) est retrouvé par la méthode OBS et sous-estimé par la méthode MS. Pour un azimut égal à  $10^\circ$  de la famille B (angle  $90^\circ$  entre les deux familles de fractures),  $s_1$  est maximale et  $s_2$  est minimale. Au-delà,  $s_1$  diminue et  $s_2$  augmente. Cette sensibilité des méthodes OBS et MS à l'orientation des familles de fractures est due à un problème géométrique. D'une part, la méthode OBS détecte la projection des fractures planes sur les faces limites du volume fracturé. Cette projection dépend de l'orientation des familles de fractures. D'autre part, la méthode MS évalue les distances moyennes entre les fractures dans les directions principales de l'écoulement. Ces distances augmentent quand les plans de fractures ne sont pas normaux à la direction de mesure (cf. Figure 31). Il est à signaler aussi que les directions principales d'écoulement changent avec la modification de l'orientation des fractures du réseau. On voit bien sur la Figure 31 que pour un angle  $< 90^\circ$  entre les deux familles de fractures, les directions principales d'écoulement sont différentes de celles pour un angle  $= 90^\circ$  (une des directions suit les intersections des fractures

alors que l'autre est sa perpendiculaire). Toutefois, les deux méthodes donnent des résultats intéressants pour des DFN denses ou pour des volumes fracturés assez larges pour contenir un nombre de fractures permettant des mesures statistiques représentatives des distances moyennes entre les fractures (pour la méthode MS) ou des propriétés des fractures sur les faces limites qui soient représentatives de celles du DFN entier (pour la méthode OBS).

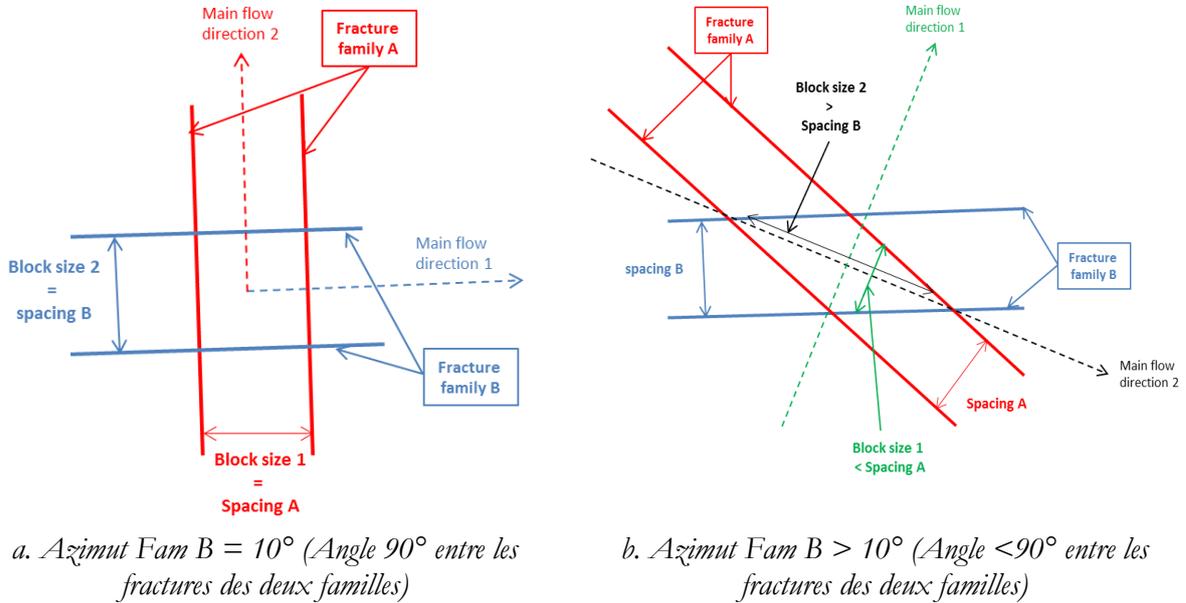


Figure 31 Explication de l'évolution de  $s_1$  et de  $s_2$  tirées par les méthodes OBS et MS avec l'azimut de la famille de fractures B

### VI.3.1.3 Conclusions de la validation géométrique

Partant des tests de validation géométrique, les méthodes OBS et MS semblent être plus performantes que les méthodes GI et EGI en estimant les dimensions du bloc équivalent double milieu, qui est un paramètre important pour effectuer des simulations d'écoulement dans les milieux fracturés. La méthode OBS a présenté une sensibilité envers toute perte de connectivité dans le DFN avec, en conséquence, une augmentation des dimensions du bloc équivalent. Enfin, la méthode MS donne des valeurs correctes de  $s_1$  et  $s_2$  connaissant le DFN évalué et les espacements moyens des familles de fractures A et B. Cette méthode (MS) présente l'inconvénient de ne pas détecter une perte de connectivité du réseau.

### VI.3.2 Validation par une démarche d'écoulement diphasique

Lors du test de validation géométrique, il était question de comparer le comportement des différentes méthodes (OBS, MS, GI, EGI) par rapport à une variation de l'espacement entre les fractures du réseau et à une variation de l'orientation des fractures du réseau. Dans cette partie, on teste le bloc équivalent double-milieu fourni par les différentes méthodes dans un contexte numérique via des simulations d'écoulement diphasique. Les simulations d'écoulement seront effectuées sur deux cas test : un premier cas test avec un DFN assez dense pour donner des

résultats satisfaisants en matière de dimensions du bloc équivalent et un deuxième cas test avec un DFN qui n'est pas assez homogène pour donner de bons résultats.

### ***VI.3.2.1 Simulations fines de référence***

Dans les précédents tests de sensibilités sur des DFN complexes, la méthode GI ne donne pas de bons résultats parce que l'approximation de la fonction de surface d'invasion via un polynôme de second degré n'est pas adéquate. La méthode EGI apporte une solution à cette difficulté en fournissant deux blocs représentatifs : un petit et un gros bloc. Selon les tests de validation géométrique, la méthode EGI a tendance, par son petit bloc, à légèrement sous-estimer le résultat attendu, tandis que, les dimensions de son gros bloc surestiment le résultat. Ces deux blocs ne sont pas comparables avec le bloc équivalent. Ils sont particulièrement utiles pour dresser un domaine de validité des résultats. Le principal défaut des méthodes GI et EGI est l'incapacité de fournir l'orientation des blocs représentatifs d'une part, et l'inaptitude à traiter des DFN complexes avec bras morts d'autre part. Par conséquent, la méthode GI surestime les dimensions du bloc équivalent.

D'un point de vue numérique, il est compliqué de modéliser des écoulements diphasiques sur les milieux fracturés manipulés durant le test précédent en maillant discrètement les fractures et le milieu matrice. Ainsi, pour valider la méthode OBS et la comparer aux autres méthodes dans un contexte d'écoulement diphasique, on prend une section 2D verticale d'une maille d'un réservoir fracturé faisant 3m selon X par 1,5 m selon Z à l'échelle d'une maille géologique (cf. Figure 32). Le choix d'une section verticale permettra de suivre l'écoulement 2D entre deux puits : un injecteur d'eau et un producteur. Le réseau de fractures est généré statistiquement à partir d'une carte de densité [6]. Pour éviter toute difficulté liée à l'orientation du bloc équivalent (pour la méthode GI et la méthode EGI), les fractures des deux familles sont parfaitement orthogonales : les fractures de la première famille sont orientées selon X et celles de la deuxième famille sont orientées selon Z. Ceci permettra également l'utilisation de mailles de formes parallépipédiques rectangles. Les bras morts des fractures du réseau ont été supprimés.

Ces différentes précautions améliorent particulièrement la précision des méthodes GI et EGI. De cette manière, ces approches devraient fournir la meilleure estimation des dimensions du bloc équivalent et servir de référence.

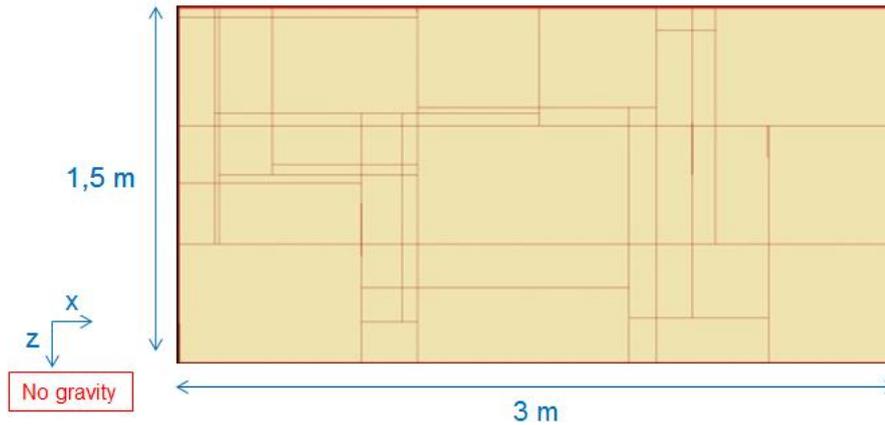


Figure 32 Cas test 1: Section 2D d'un réservoir fracturé à l'échelle d'une maille géologique

### Propriétés pétrophysiques

Le milieu matrice est homogène et isotrope. Toutes les fractures ont les mêmes propriétés géométriques (ouverture égale à 2mm) et pétrophysiques. Le Tableau 1 contient les paramètres pétrophysiques affectés aux blocs matriciels et au réseau de fractures. Deux jeux de simulations avec des perméabilités matricielles de 1mD et de 10mD seront effectués.

	Milieu matrice	Fractures
$\phi$ (-)	0.1	1
K (mD)	1 et 10 (une par simulation)	10000
Perméabilités relatives $k_r$ (-)	Brooks Corey ( $\lambda=2$ ) [1] 	Perméabilités relatives en croix 
Pression capillaire $P_c$ (bar)	Brooks Corey ( $\lambda=2$ ) 	Pression capillaire nulle

Tableau 1 Propriétés pétrophysiques du réservoir fracturé simulé

## Expérience numérique et conditions aux limites

Le réservoir est initialement saturé en huile. On injecte l'eau du côté Ouest du modèle selon une condition aux limites de Neumann à une vitesse constante et on produit l'eau et l'huile du côté Est selon une condition de Dirichlet à une pression constante (cf. Figure 33). Un gradient de pression est établi entre le puits injecteur et le puits producteur. Deux jeux de simulation sont tournés : un premier jeu avec une perméabilité matrice égale à 1 mD et une vitesse d'injection égale à 0.1 m/d (m/jour) et un deuxième jeu avec une perméabilité matrice égale à 10 mD et une vitesse d'injection égale 1 m/d.

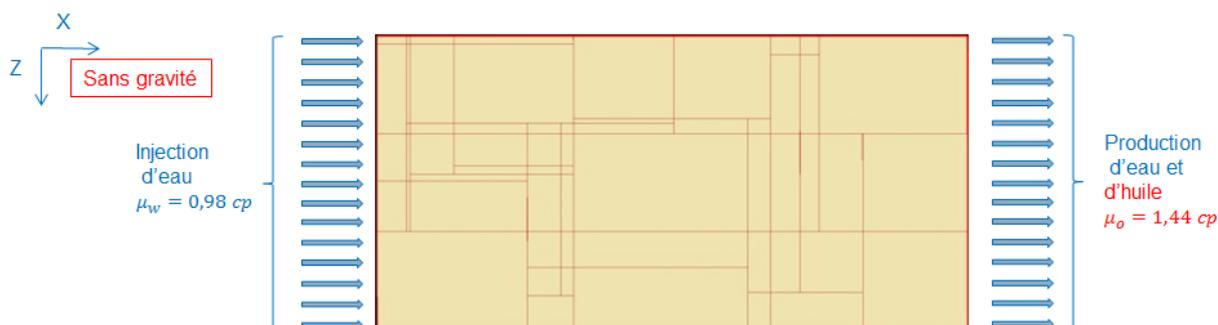


Figure 33 Expérience numérique: Injection d'eau dans un réservoir fracturé saturé à l'huile à une vitesse constante  
cp : centi-poise

## Maillage et propriétés numériques

Sur la Figure 34, on présente le maillage du cas test (cf. Figure 32). Il s'agit d'une discrétisation fine au niveau des fractures (mailles rouges). Les régions voisines sont maillées finement pour éviter un contraste numérique brutal entre deux mailles voisines. En s'éloignant des zones fracturées le maillage est de plus en plus grossier, avec un rapport en longueur entre deux mailles successives qui ne dépasse pas 2. Ce maillage adapté permet de minimiser au maximum les difficultés numériques dues aux contrastes géométriques tout en évitant la diffusion numérique due à un maillage trop grossier. Dans le cadre de cette thèse, un code (C++) de génération de ce maillage et d'affectation des propriétés pétrophysiques aux différentes mailles a été développé et intégré dans un code déjà existant permettant la génération aléatoire des fractures à partir d'une carte densité [6]. Cette section 2D a été discrétisée sur 11590 mailles.

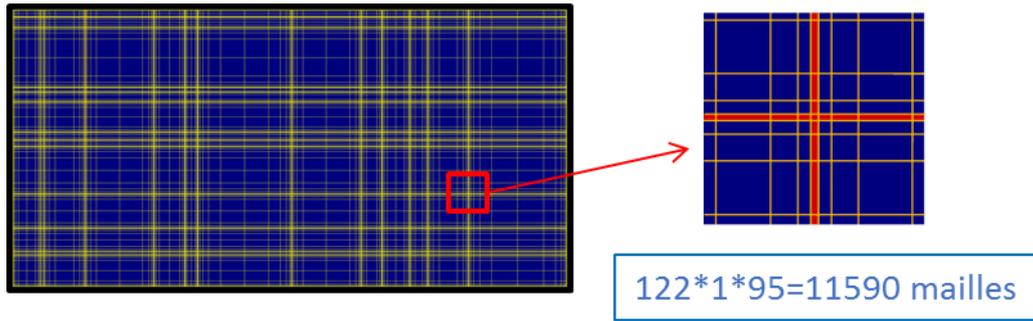


Figure 34 Maillage relatif à la simulation fine DFM de la section 2D du réservoir fracturé

Les simulations sont effectuées à l'aide du simulateur PumaFlow qui est le simulateur développé par le groupe IFPEN. Le système d'équations d'écoulement présenté dans le Chapitre III et le Chapitre IV est fortement non-linéaire et présente beaucoup de phénomènes couplés. De plus, la description de l'écoulement repose sur des équations de conservation. Ceci justifie le recours à des méthodes numériques de résolution de types volumes finis. Les inconnues de la résolution sont les saturations des fluides et la pression. Pour ces simulations, on utilise une résolution implicite en pression et explicite en saturation. Le système d'équation étant fortement non-linéaire, il est résolu par linéarisations successives de Newton-Raphson.

Le pas de temps maximal  $\Delta t_{Max}$  de simulation est calculé de sorte à limiter l'avancement du front au pas minimal de l'espace  $\Delta l_{min}$ . Ceci est garanti en respectant la relation suivante de CFL

$$\Delta t_{Max} < \frac{\Delta l_{min}}{v_{Max}} \quad (VI.14)$$

$v_{Max}$  est la vitesse maximale d'écoulement dans le réservoir fracturé.

Dans le Tableau 2, on présente le temps de calcul pour les deux simulations.

$K_m = 1mD, V_{inj} = 0.1 m/d$	environ 12 heures
$K_m = 10mD, V_{inj} = 1 m/d$	environ 6 heures

Tableau 2 Temps de calcul pour les deux simulations

### VI.3.2.2 Résultats en carte de saturations

Dans la Figure 35, on présente la carte de saturation suite à une injection de l'équivalent à 0.3 IPV (Injected Pore Volume) ou volume poreux disponible. L'IPV correspond au volume poreux des blocs matriciels ajouté à celui du réseau de fractures.

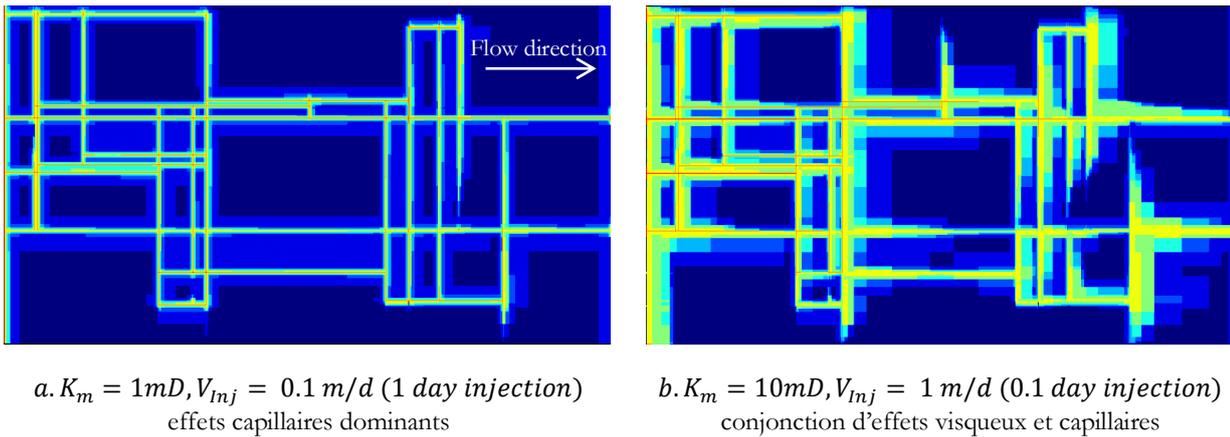


Figure 35 Cartes de saturation en résultat à une injection d'eau dans différentes conditions (en vitesse d'injection et en perméabilité matrice) dans une section 2D d'un réservoir fracturé initialement saturé à l'huile

Dans la Figure 35.a, la progression de la saturation après 1 jour d'injection à une vitesse de 0.1 m/d en considérant une perméabilité du milieu matrice égale à 1 mD est visualisée. Dans ces conditions, un avancement rapide de l'eau dans le réseau de fractures apparait. Les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures s'effectuent par imbibition.

Dans la Figure 35.b, la progression de la saturation après 0.1 jour d'injection à une vitesse de 1 m/d en considérant une perméabilité du milieu matrice égale à 10 mD est visualisée. Après l'avancement rapide de l'eau dans le réseau de fractures, un échange entre les blocs matriciels et le réseau de fractures, plus rapide que pour le cas de la Figure 35.a, s'établit. Ceci est dû à une vitesse d'injection 10 fois plus importante et une perméabilité matrice 10 fois plus importante également que dans le cas Figure 35.a. Les échanges se font par imbibition avec l'émergence d'un front d'eau sous l'effet des forces visqueuses. L'émergence des effets visqueux est due à une vitesse d'injection (et donc d'écoulement dans les fractures) plus rapide que dans le cas Figure 35.a.

Sur les cartes de saturation de la Figure 35 (a. et b.), une vitesse d'écoulement plus élevée dans les fractures que dans la matrice apparait. Cette observation justifie le recours aux modèles double porosité pour effectuer des simulations sur les réservoirs fracturés.

### VI.3.2.3 Construction du modèle double milieu

Dans ce paragraphe, on construit un modèle double milieu équivalent du premier cas test. Ce modèle est de type double porosité simple perméabilité. Cela veut dire qu'aucun écoulement n'a lieu entre les mailles de la grille matrice. Ce choix est motivé par deux considérations. La première est le fait que tous les blocs matriciels sont complètement isolés les uns des autres par les fractures du réseau. La deuxième considération provient de l'observation de la Figure 35 qui indique que l'écoulement a lieu principalement dans le réseau de fractures avec un échange entre les blocs matriciels et les fractures les entourant.

Dans ce modèle double-porosité, chacun des milieux est caractérisé par une seule valeur pour chaque propriété qu'on appelle la propriété équivalente. Cette valeur sera affectée à toutes les mailles. Ainsi, on peut considérer le passage au modèle double milieu comme étant une première étape de mise à l'échelle pour l'écoulement dans les réservoirs fracturés. Dans ce qui suit, on présente les spécificités du maillage double milieu et la technique utilisée pour déterminer chacune des propriétés équivalentes affectée à chacun des deux milieux.

### Maillage double milieu

Pour ce cas test, on opte pour le choix de deux grilles identiques (une grille par milieu). Chacune des grilles hérite des mêmes dimensions du modèle simple milieu original, soient 3m selon X par 1m selon Y par 1.5m selon Z. Les deux grilles sont discrétisées de la même manière. Elles sont subdivisées en 900 mailles identiques (30\*1\*30 selon XYZ) faisant chacune 0,1m\*1m\*0,05m (cf. Figure 36).

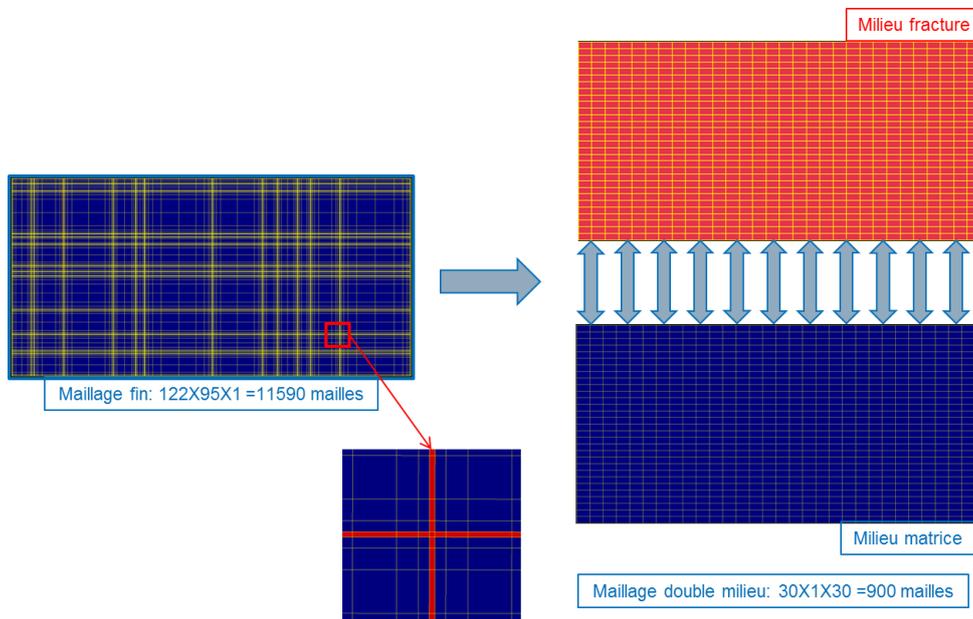


Figure 36 Passage d'un maillage simple milieu à un maillage double milieu pour le réservoir fracturé simulé

### Milieu Matrice

Le milieu matrice du premier cas test est homogène et isotrope. Pour la grille du milieu matrice du modèle double milieu correspondant, il suffit d'affecter à toutes les mailles les mêmes propriétés que dans le modèle simple milieu, sauf pour la porosité. En effet, une porosité équivalente est calculée afin de conserver le volume poreux total occupé par des blocs matriciels entre la grille simple milieu et la grille double porosité selon la relation suivante

$$\phi_{eq}^m = \frac{V_{\phi m}}{V_{tot}} \quad (VI.15)$$

$V_{\phi m}$  est le volume poreux total du milieu matriciel dans le modèle simple milieu et  $\phi_{m eq}$  est la porosité équivalente du milieu matrice dans le modèle double milieu. La porosité équivalente ainsi obtenue est de 0,098.

### Milieu fractures

L'objectif de cette partie est d'expliquer comment on calcule, à partir des propriétés d'un réseau aléatoire et complexe de fractures et de ces caractéristiques géométriques, les propriétés équivalentes qui seront affectées à chacune de toutes les mailles de la grille représentant le milieu fractures dans le modèle double porosité. On procède à une explication propriété par propriété.

Le réseau de fractures est formé par deux familles de fractures. Les fractures de la première famille sont orientées selon la direction X, tandis que les fractures de la deuxième famille sont orientées selon la direction Z (cf. Figure 32). Ainsi, la géométrie du DFN implique que les deux directions principales d'écoulement sont X et Z. Une perméabilité équivalente par direction principale d'écoulement est à déterminer.

Ayant recours à un réseau de fractures aléatoire et complexe, les méthodes analytiques échouent généralement à tenir compte de la connectivité du réseau, on opte plutôt pour une méthode numérique. Pour chaque direction, on procède à une simulation d'écoulement monophasique dans le réseau de fractures (réseau de fractures initialement saturé en eau / injection et production d'eau) (cf. Figure 37).

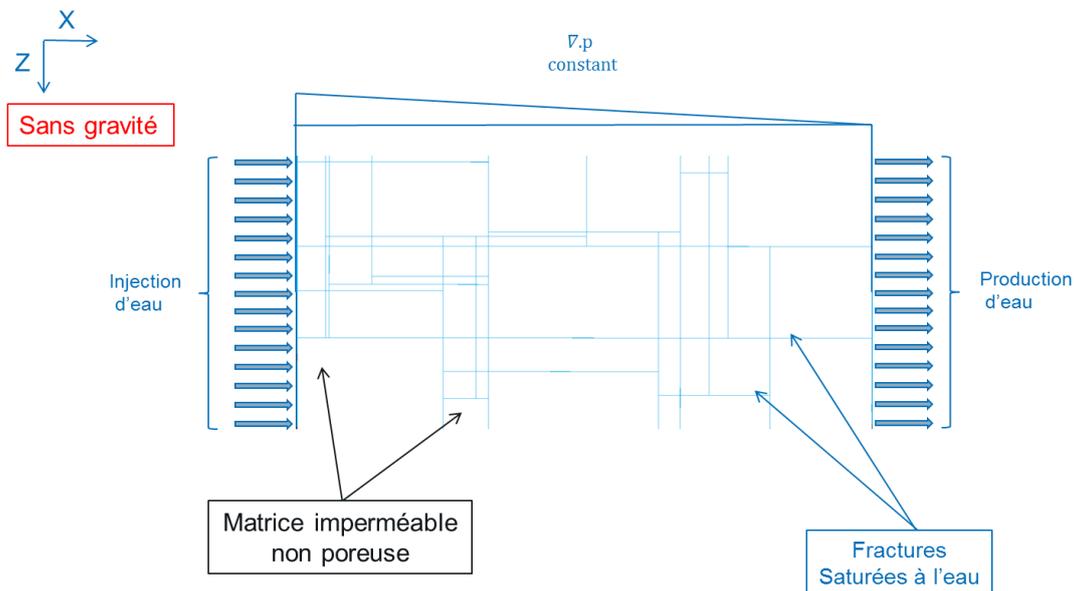


Figure 37 Expérience numérique servant à déterminer la perméabilité équivalente du milieu fractures dans la direction X (la même expérience est effectuée pour la direction Z)

Une pression d'entrée est imposée du côté Ouest du réseau de fractures et une pression de sortie est imposée du côté Est (conditions de Dirichlet). Les flux sont nuls sur les bordures du haut et du bas.

Connaissant le gradient de pression  $\nabla p$  (pression constante imposée à l'entrée et à la sortie), le débit d'injection  $q_w$  constant suite à l'établissement du régime permanent (donnée en résultat de la simulation) et la surface d'injection  $A_i$  pour chaque direction  $i$  ( $i = X, Z$ ), on estime la perméabilité équivalent  $K_i^f$  dans la direction  $i$  ( $i = X, Z$ ) en appliquant la relation suivante

$$K_i^f = \frac{q_w \mu_w}{\nabla p A_i} \quad (i = X, Z) \quad (\text{VI.16})$$

La porosité équivalente, affectée à chacune des mailles de la grille fractures du modèle double porosité, est calculée en préservant l'égalité entre le volume occupé par le réseau de fractures dans le modèle simple milieu d'origine  $V_{dfn}$  et le volume poreux de la grille du milieu fractures équivalent  $\phi_{eq}^f V_{tot}$  selon la relation suivante

$$\phi_{eq}^f = \frac{V_{dfn}}{V_{tot}} \quad (\text{VI.17})$$

Les perméabilités relatives des deux phases (en croix) et la pression capillaire nulle (cf Tableau 1) seront conservées. Elles seront affectées à toutes les mailles de la grille fractures équivalente du maillage double porosité.

Le Tableau 3 contient un récapitulatif des propriétés affectées aux mailles de la grille fractures du modèle double porosité équivalent au premier cas test.

$\phi_{eq}^f$ (-)	$K_X^f$ (mD)	$K_Z^f$ (mD)	Perméabilités relatives $k_{req}^f$ (-)	Pression capillaire $P_{ceq}^f$ (bar)
0,013	46,42	62		Nulles indépendamment de la valeur de la saturation

Tableau 3 Propriétés affectées aux mailles de la grille fractures du modèle double porosité équivalent à la section 2D du réservoir fracturé (cf. Figure 32)

### Considérations numériques

La résolution numérique du modèle double milieu utilise les mêmes techniques et respecte les mêmes contraintes que la simulation simple milieu

### VI.3.2.4 Premier cas test

Le bloc équivalent du premier cas test 2D (cf. Figure 32) a été calculé en utilisant les différentes méthodes : OBS, GI, MS et EGI (cf. Tableau 4). Les blocs équivalents relatifs aux différentes méthodes sont représentés sur la même figure que le cas test simulé et à la même échelle (cf. Figure 38). Les caractéristiques géométriques sont présentées sur le Tableau 5. Les caractéristiques hydrauliques sont présentées sur le Tableau 6.

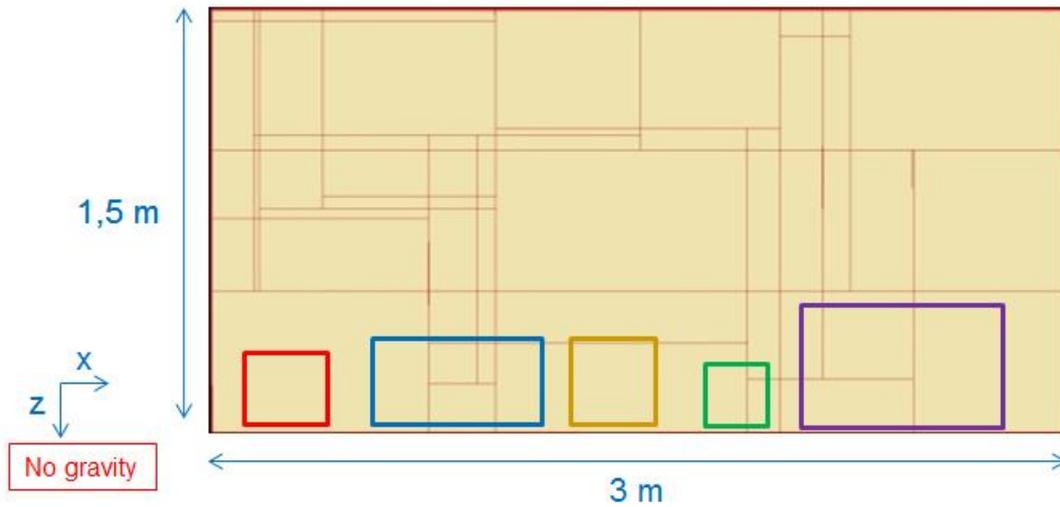


Figure 38 Premier cas test simulé avec une représentation des différents blocs équivalent générés par les différentes méthodes

- Rouge: OBS
- Bleu: GI
- Orange: MS
- Vert: Petit – EGI
- Violet: Grand – EGI

	OBS	GI	MS	EGI Grand	EGI Petit
$s_x$	0.360	0.6	0.35	0,696	0,257
$s_z$	0.306	0.3	0.345	0,494	0,257

Tableau 4 Les dimensions du bloc équivalent données par les différentes méthodes

$\phi_f$	$\phi_x^{FN-S}$	$\phi_z^{FN-S}$
0.012	0.004	0.00433

Tableau 5 Les différents paramètres géométriques du premier cas test 2D étudié

	Direction X	Direction Z
$K^f$ (mD)	46.42	55.96
$K^{FN-S}$ (mD)	40	43.33

Tableau 6 La perméabilité équivalente dans les directions principales d'écoulement sur le DFN et sur les faces limites relatifs au premier cas test 2D

Dans cette partie, une comparaison entre le résultat en termes de courbes de taux de récupération entre la simulation fine de référence et les simulations double porosité avec un bloc équivalent généré en utilisant les différentes méthodes sera effectuée.

La simulation fine de référence a été détaillée dans le paragraphe VI.3.2.1. Deux configurations en vitesse d'injection dans les fractures et en perméabilité du milieu matrice ont été appliquées. Les cartes de saturation liées aux deux résultats ont été interprétées (paragraphe VI.3.2.2).

La simulation double porosité a été détaillée dans le paragraphe VI.3.2.3. Les différentes techniques de calcul des paramètres équivalents ont été explicitées.

Dans l'annexe C, une analyse de sensibilité sur les dimensions du bloc équivalent double milieu est présentée en comparant les courbes de taux de récupération de la simulation fine de référence à celle des simulations double porosité avec différentes dimensions du bloc équivalent.

En regardant le Tableau 4 et la Figure 38, pour ce cas test étudié, la méthode OBS et la méthode MS donnent des résultats très proches. Ceci se traduit par des résultats très proches en termes de taux de récupération. Par conséquent, la courbe de taux de récupération relative à la méthode MS ne sera pas tracée car trop proche des courbes OBS pour être visible.

Sur la Figure 39, sont présentées, pour chacune des deux configurations, la courbe de taux de récupération de la simulation fine simple milieu de référence (points noirs), les courbes des simulations double porosité liées aux différentes méthodes (de taille de bloc) et la courbe d'erreur absolue entre la simulation fine de référence et la simulation double porosité liée à la méthode OBS.

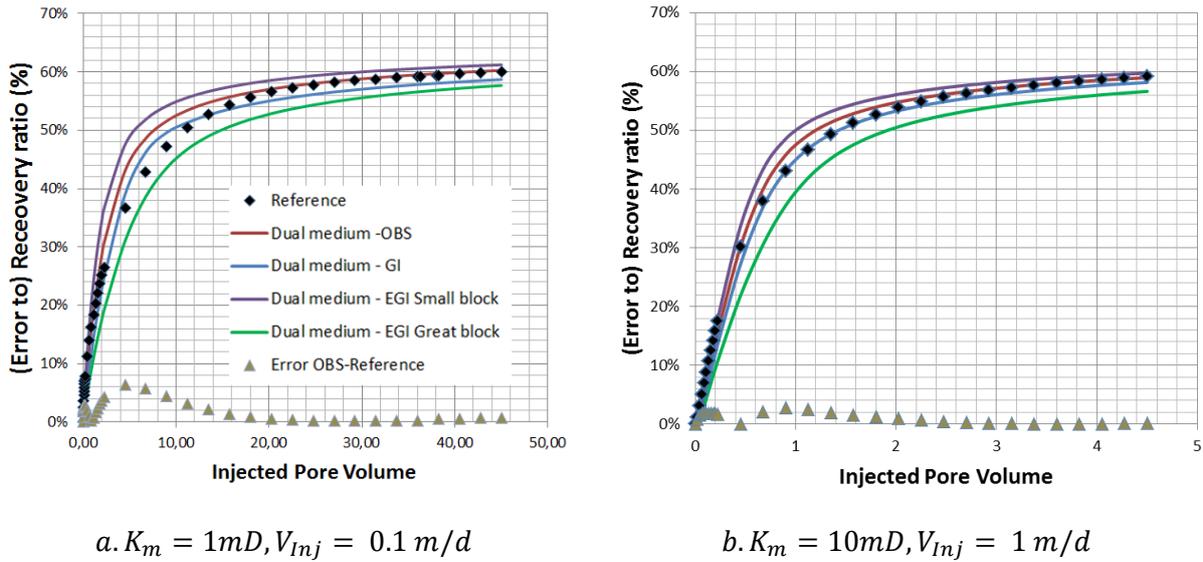


Figure 39 Courbes de taux de récupération (et de l'erreur absolue entre référence et OBS) en résultat d'une expérience numérique d'injection dans le premier cas test simulé pour deux configurations en vitesse d'injection et en perméabilité matrice

Dans le cas où les échanges matrice fractures sont dominées par l'imbibition (cf. Figure 39.a), la courbe de taux de récupération de la méthode GI calle mieux celle de la simulation de référence, comparée à celle de la méthode OBS. Ceci veut dire que la méthode GI capte bien la petite dimension du bloc équivalent. Pour la deuxième configuration (cf. Figure 39.b) (les effets visqueux contribuent aussi aux échanges matrice fractures), la méthode GI donne aussi des bons résultats. Cela veut dire que la méthode GI a correctement caractérisé les deux dimensions du bloc équivalent. La méthode OBS donne des résultats satisfaisants avec une erreur ne dépassant pas les 6% (cas d'imbibition dominante : cf. Figure 39.a) et les 2% (cas des forces capillaires et visqueuses mélangées : cf. Figure 39.b). Les méthodes OBS et GI restent dans un domaine de validité délimité par les courbes liées au petit bloc et au gros bloc de la méthode EGI. Pour les deux méthodes OBS et GI, la simulation double porosité avec un maillage grossier donne un comportement proche de celui de la simulation de référence pour un plus faible coût en matière de taux de récupération (quelques heures contre moins d'une minute).

### VI.3.2.5 Deuxième cas test : contre-exemple

Comme on vient d'expliquer avant, la méthode OBS donne des résultats satisfaisants si la distribution de fractures (ie. distribution de la taille des blocs) peut être correctement captée sur les faces limites du réservoir. Ainsi, pour démontrer à quel point cette condition est importante, un contre-exemple a été construit. D'un côté, un grand nombre de fractures ont été mises en place pour traverser les faces limites du réservoir. Ces fractures occupent un territoire contenant des blocs ayant une très petite taille (les ellipses discontinues sur la Figure 40). De l'autre côté, des gros blocs matriciels ont été créés à l'intérieur du réservoir. Le deuxième cas test (cf. Figure 40) n'est pas à l'échelle du VER [58].

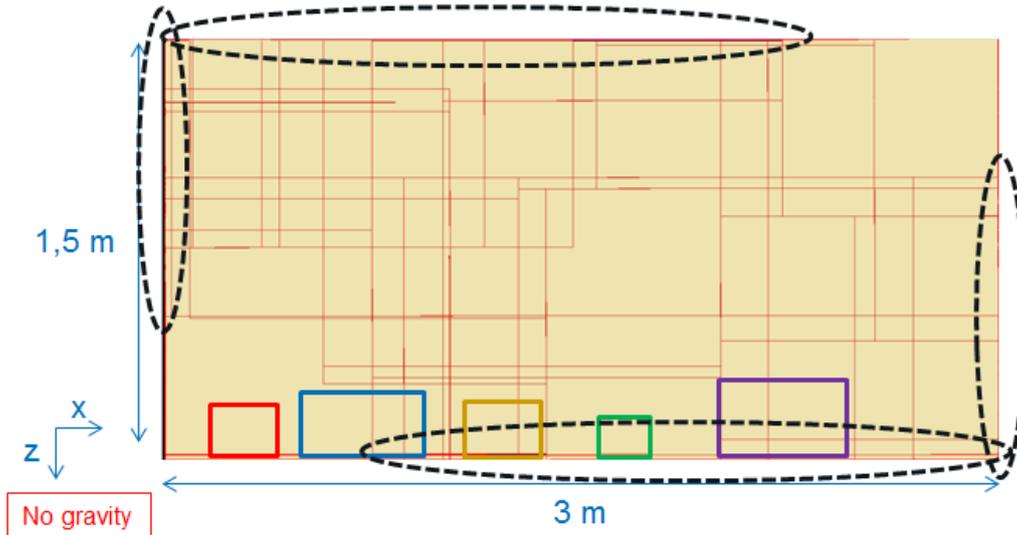


Figure 40 Le deuxième cas test avec une représentation des différents blocs équivalent générés par les différentes méthodes

Rouge: OBS  
 Bleu: GI  
 Orange: MS  
 Vert: Petit – EGI  
 Violet: Grand – EGI

Les dimensions du bloc équivalent représentatif, calculées en mettant en œuvre les différentes méthodes, sont représentées sur le Tableau 7. Les données géométriques sont affichées sur le Tableau 8. Les données hydrauliques sont données sur le Tableau 9.

	OBS	MS	GI	EGI Grand	EGI Petit
$S_x$ (Direction X)	0.185	0.24	0.44	0.47	0.147
$S_z$ (Direction Z)	0.149	0.19	0.21	0.325	0.138

Tableau 7 Les dimensions du bloc équivalent données par les différentes méthodes pour le deuxième cas test

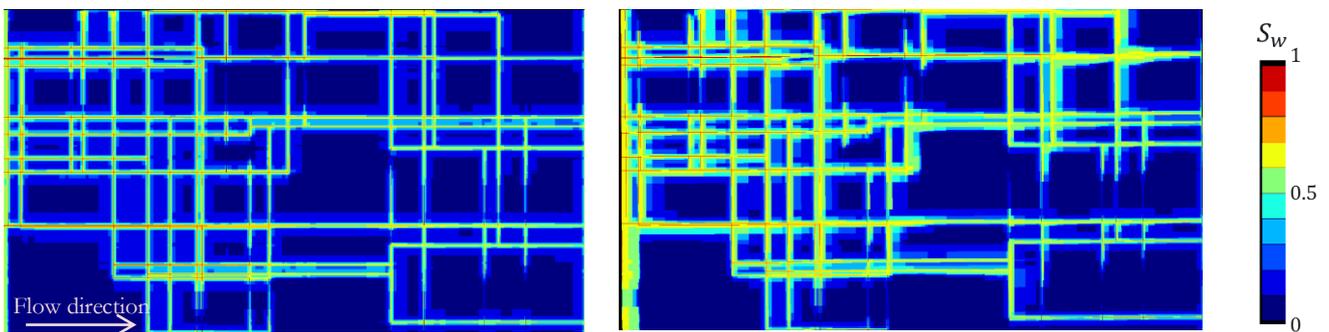
$\phi_f$	$\phi_x^{FN-S}$	$\phi_z^{FN-S}$
0.024	0.0106	0.0083

Tableau 8 Les différents paramètres géométriques du deuxième cas test

	Direction X	Direction Z
$K^f$ (mD)	107.72	84.42
$K^{FN-S}$ (mD)	106.66	83.33

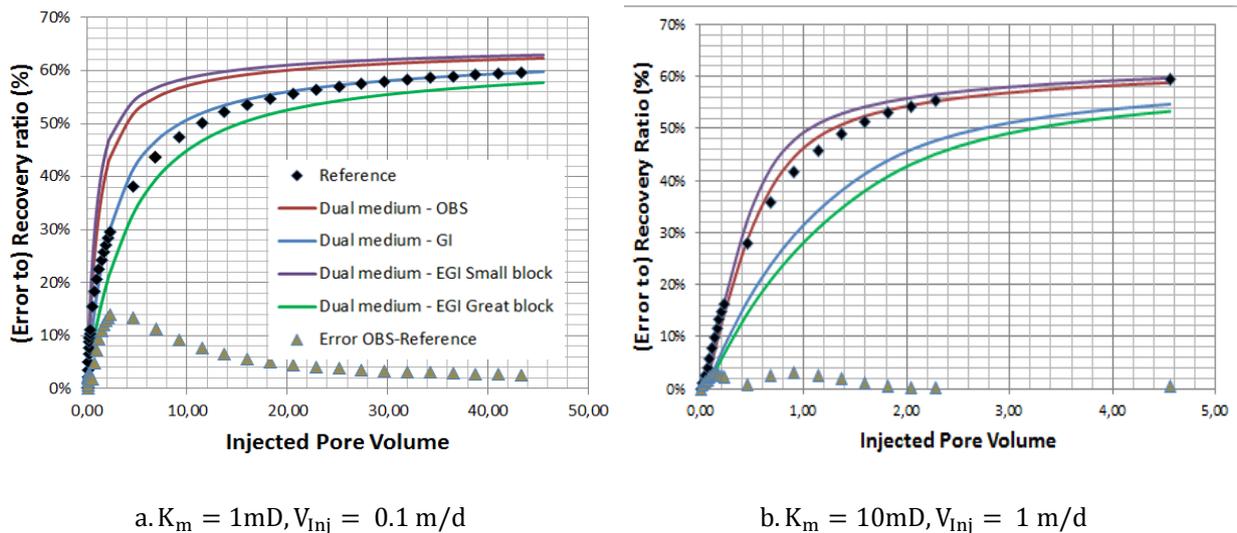
Tableau 9 La perméabilité équivalente dans les directions principales d'écoulement sur le DFN et sur les faces limites et du deuxième cas test

Le deuxième cas test a également fait l'objet d'une expérience numérique d'injection d'eau. Les mêmes propriétés pétrophysiques du premier cas test (cf. Tableau 1 et paragraphe VI.3.2.1) sont attribuées au deuxième cas test. Les simulations fines de référence et les simulations double milieu avec un maillage grossier sont faites de la même manière que pour le premier cas test. Les simulations sont faites dans deux contextes physiques : échanges matrice-fractures dominées par l'imbibition capillaire ( $K_m = 1 \text{ mD}, V_{inj} = 0.1 \text{ m/d}$  / cf. Figure 41.a) et un mixe de forces capillaires et visqueuses contribuant à ces échanges ( $K_m = 10 \text{ mD}, V_{inj} = 1 \text{ m/d}$  / cf. Figure 41.b). Les simulations de référence durent quelques heures pour être achevées. Par contre, les simulations double porosité avec un maillage grossier prennent quelques secondes. La courbe de taux de récupération de la méthode MS ne sera pas présentée dans cette partie, puisque cette méthode donne encore un résultat très proche de celui de la méthode OBS.



a.  $K_m = 1 \text{ mD}, V_{inj} = 0.1 \text{ m/d}$  (1 jour d'injection) effets capillaires dominantes      b.  $K_m = 10 \text{ mD}, V_{inj} = 1 \text{ m/d}$  (0.1 jour d'injection) conjonction d'effets visqueux et capillaires

Figure 41 Cartes de saturation en résultat à une injection d'eau dans différentes conditions (en vitesse d'injection et en perméabilité matrice) dans le deuxième cas test initialement saturé à l'huile



a.  $K_m = 1 \text{ mD}, V_{inj} = 0.1 \text{ m/d}$

b.  $K_m = 10 \text{ mD}, V_{inj} = 1 \text{ m/d}$

Figure 42 Courbes de taux de récupération (et de l'erreur absolue entre référence et OBS) en résultat d'une expérience numérique d'injection d'eau dans le deuxième cas test (cf. Figure 40) pour deux configurations en vitesse d'injection et en perméabilité matrice

Les blocs équivalents obtenus pour le deuxième cas test sont de plus petite taille que ceux obtenus pour le premier cas test (cf. Tableau 4 et Tableau 7). Ceci est expliqué par une densité de fracturation plus importante dans le deuxième que dans le premier cas test.

En considérant le cas d'un écoulement dominé par des phénomènes d'imbibition dans les blocs matriciels (Figure 41.a et Figure 42.a), la méthode OBS surestime la production en huile. Cela signifie que les blocs matriciels ont plus de facilité à expulser l'huile. Pour des phénomènes d'imbibition cela implique que la petite dimension du bloc matriciel est sous-évaluée. La méthode OBS sous évalue donc la plus petite dimension de taille de bloc alors que la méthode GI fournit une bonne estimation. Ceci s'explique par le fait que les fractures observée en bordure de domaine délimitent de petit blocs alors qu'à l'intérieur du domaine les tailles de bloc sont plus importantes. Cette caractéristique du DFN n'impacte pas la méthode GI qui est intrusive dans le sens où elle explore toute la géométrie du DFN.

Lorsque maintenant on se place dans un écoulement dominé par les forces capillaires et visqueuses (Figure 41.b et Figure 42.b), la méthode OBS fournit de meilleurs résultats. Considérant l'orientation des blocs et la direction de l'écoulement, on peut constater que la manière dont vont se vider les blocs est corrélée à la plus grande taille de bloc. Cette dimension est correctement estimée par la méthode OBS.

Cela s'explique par le fait que les fractures interceptant la partie haute et basse du domaine le partitionnent de manière plus représentative que les fractures interceptant les côtés droit et gauche. Bien que la petite dimension de bloc ai été mal estimée, la grande dimension est-elle correctement évaluée.

Concernant la méthode GI les résultats sont moins bons. Le réservoir considéré présente en effet une dispersion de tailles de blocs plus importante que précédemment. La modélisation de la courbe d'invasion avec un polynôme ne dépendant que des dimensions d'un unique bloc matriciel n'est plus correcte. Bien que la méthode fournisse une bonne estimation de la petite taille de bloc la grande dimension de bloc est surévaluée. Ces résultats illustrent parfaitement les erreurs susceptibles d'être commises lorsque l'on cherche à mettre à l'échelle un DFN présentant des caractéristiques non homogénéisable et renvoie à la notion de VER.

### ***VI.3.2.6 Conclusion de la validation diphasique***

Dans un contexte de validation par des simulations d'écoulement diphasique, la méthode OBS a donné des résultats satisfaisant avec un taux d'erreur ne dépassant pas les 6 %. Les limitations de la méthode OBS ont été présentées. Ses limitations se manifestent quand le modèle n'est pas à l'échelle du VER. Si les fractures traversant les faces limites du domaine ne sont pas représentatives de la distribution globale de fractures, le bloc équivalent obtenu est mal estimé. Pour éviter cet inconvénient, la méthode doit être appliquée à une échelle plus large que celle du VER [58].

### VI.3.3 Performances numériques

Un test de performance des différentes méthodes a été appliqué à un réservoir ayant des dimensions réelles et contenant 1,09 millions de mailles. Les dimensions du bloc équivalent de chacune des mailles réservoirs sont calculées en utilisant les méthodes : OBS, MS, GI et EGI. Ce calcul est fait 1,09 millions de fois pour caractériser la taille de bloc dans chacune des mailles. Les résultats sont présentés sur le Tableau 10,

Méthode	OBS	MS	GI et EGI
Temps	236 s	1123 s	>>50 jours

*Tableau 10 Le temps nécessaire pour calculer les dimensions des blocs équivalents d'un réservoir faisant 1,09 millions de mailles en employant les différentes méthodes*

La méthode OBS est la plus rapide grâce à sa forme analytique. La méthode MS est plus coûteuse que la méthode OBS et son coût de calcul dépend du nombre de rayons tirés pour déterminer le nombre de fractures intersectés dans chaque direction principale d'écoulement. Les méthodes GI et EGI demandent un temps de calcul trop important (> 50 jours). Ceci est dû à l'étape de calcul de la distance entre les différents domaines matriciels et les fractures les plus proches pour dériver la surface de ces domaines  $A(X)$  en fonction de la distance  $X$  (distance d'invasion). En effet, partant d'une pixellisation de  $10^6$  pixels, il est nécessaire d'effectuer  $10^{12}$  opérations (le nombre de pixels multiplié par le nombre de mailles) de calculs de distance tout en déterminant la fracture la plus proche (ce qui introduit encore un facteur multiplicatif). Sans stratégie d'optimisation, cette étape est très coûteuse en temps de calcul. .

Il faut noter que dans un contexte plus applicatif ce genre de calcul n'est pas effectué sur toutes les mailles du réservoir. Un échantillonnage des mailles réservoir est effectuée en amont de ces calculs afin d'identifier des groupes de mailles de caractéristiques similaires et limiter le nombre de calcul de mise à l'échelle.

## VI.4 Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent double milieu d'un réservoir naturellement fracturé a été présentée. Cette méthode est appelée la méthode OBS (Oriented Block Size). Le bloc représentatif généré est orienté selon les directions principales de l'écoulement.

Les méthodes d'imbibition géométrique GI, d'imbibition géométrique étendue EGI, de l'espacement moyen MS et OBS (proposée dans le cadre de cette thèse) ont été implémentées pour calculer les dimensions du bloc représentatif équivalent d'un réservoir fracturé contenant un réseau de fractures aléatoires à l'échelle d'une maille réservoir. Ce réseau aléatoire contient deux familles de fractures. Un premier test de sensibilités sur l'espacement entre les fractures de l'une des deux familles et un deuxième test de sensibilité sur l'azimut (l'orientation) de l'une des deux familles de fractures ont été effectués. Les différents résultats de ces tests ont montré que la méthode MS est influencée par l'orientation des fractures. Les dimensions du bloc équivalent

déterminées en utilisant la méthode OBS sont fortement influencées par l'orientation des familles des fractures et de la connectivité du réseau. Les résultats des méthodes GI et EGI ne sont pas influencés par l'orientation des fractures. Par conséquent, ces méthodes ne donnent aucune information sur l'orientation du bloc équivalent.

Des simulations simple milieu de référence et double milieu ont été effectuées sur deux cas tests 2D de réservoirs naturellement fracturés. Les fractures sont régulièrement orientées selon les directions X et Z. Ces choix fournissent des conditions favorables pour appliquer la méthode GI et EGI. Les dimensions du bloc équivalent double milieu, ont été déterminées en utilisant les méthodes OBS, MS, GI et EGI. Les blocs équivalents de la méthode EGI fournissent un domaine de validité limitant les résultats acceptables. Les résultats liés aux méthodes OBS ont montré une performance satisfaisante et un comportement proche de celui de la simulation de référence lorsque les fractures interceptant les faces du bord du cas test simulé sont représentatives du réseau entier. Ceci exige un réseau de fractures à l'échelle du VER. De même que pour toutes les méthodes de détermination des dimensions du bloc équivalent, la méthode OBS ne donne pas de bons résultats quand le réseau de fractures testé n'est pas à l'échelle du VER [58].

La méthode OBS est la plus rapide de toutes les méthodes testées sur les modèles étudiés.

Cette méthode a été intégrée dans un brevet intitulé « PROCEDE POUR CARACTERISER ET EXPLOITER UNE FORMATION SOUTERRAINE COMPRENANT UN RESEAU DE FRACTURES ». La demande de brevet a été déposée à l'Institut National de la Propriété Industrielle le 17 Décembre 2015, sous le numéro 15/62.615. (contenu disponible en Juin 2017).

## Chapitre VII. Analyse dimensionnelle

La mise à l'échelle dans un contexte d'écoulement diphasique dans les réservoirs fracturés dépend du bilan des forces motrices régissant les échanges entre le réseau de fractures et les blocs matriciels (Forces capillaires, effets visqueux...). Le régime d'écoulement dépend à la fois des caractéristiques pétrophysiques du réservoir et des conditions d'écoulement (vitesse d'écoulement dans les fractures, conditions aux limites ...). Les mécanismes qui dominent les échanges matrice-fractures peuvent être identifiés par des simulations fines qui sont très coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire. Pour éviter d'effectuer tous ces calculs, et les faire à bon escient, on a recours à l'analyse dimensionnelle.

### VII.1 Aperçu bibliographique sur l'analyse dimensionnelle

Historiquement parlant, l'objectif principal de l'analyse dimensionnelle était de trouver un (ou des) critère permettant d'extrapoler des expériences effectuées sur maquette au laboratoire à une plus grande échelle (échelle plus réelle) [141]. Les mécaniciens des fluides en sont friands (construction navale, aéronautique). Cette démarche a depuis diffusé dans l'ensemble de la modélisation physique et de la simulation.

Buckingham [142] fut le premier à mettre en place une technique d'analyse dimensionnelle à partir des équations physiques. Selon cet auteur, le nombre de critères adimensionnels qu'on peut tirer d'une équation physique dépend du nombre de paramètres présents dans l'équation, des dimensions de ces différents paramètres et des degrés de libertés liant ces paramètres. Dans le domaine de la mécanique des fluides, il existe deux manières d'effectuer l'analyse dimensionnelle. La première manière dite classique, se base sur le théorème de Pi-Buckingham [142]. Elle a été utilisée par Johnson [143] et Fox et McDonald [144] pour fournir des solutions pour l'équation de Navier Stokes ce qui a servi à définir le nombre de Reynolds qui compare l'importance des forces d'inertie et des forces visqueuses. La deuxième manière est appelée l'analyse dimensionnelle dite d'inspection (« inspectional analysis » en anglais). Cette analyse a été développée par Ruark [145]. Elle est le plus utilisée dans des problématiques d'écoulement liées à l'industrie pétrolière [146]. En milieu poreux, un exemple type est l'analyse comparant l'importance de la contribution des forces capillaires à l'écoulement par rapport aux forces visqueuses et aboutissant à l'établissement du nombre capillaire.

#### VII.1.1 Utilité de l'analyse dimensionnelle

L'analyse dimensionnelle permet de ramener deux expériences (numérique ou réelle), qui ont lieu dans deux domaines spatiaux d'échelles différentes, dans un espace adimensionnel. Ceci permet de comparer les deux expériences dans un même espace-temps. Mathématiquement, si deux problèmes physiques décrits par les mêmes équations ont les mêmes représentations sans dimension, alors les solutions des dites équations sont identiques. Ceci permet donc de comparer des problèmes entre eux et d'ajuster les caractéristiques physiques de l'expérience sur maquette.

Dans la réalité pratique, on arrive rarement à égaliser l'ensemble des nombres sans dimension. On doit donc faire un choix des grandeurs que l'on estime importantes, et celles que l'on abandonne. Ainsi dans l'exemple d'une maquette d'avion à une échelle donnée, on pourra ajuster la vitesse de déplacement de la maquette de façon à bien reproduire la trainée et la portance de l'engin, mais on ne pourra respecter simultanément le nombre de Mach. Les conclusions obtenues seront alors dépendantes du phénomène étudié. Selon Novakovic [141], l'analyse dimensionnelle permet de mettre en avant :

**Les effets physiques :** Si deux milieux, ayant deux étendues à deux échelles différentes, ont le même nombre adimensionnel, les forces physiques dominant l'écoulement dans les deux milieux sont les mêmes.

**Les conditions aux limites :** Le nombre adimensionnel permet d'adapter les conditions aux limites pour contenir les différences dues à la différence d'échelles de réalisation.

**La forme du réservoir :** Le nombre adimensionnel permet de corriger les résultats pour supprimer les erreurs dues à la différence de forme indépendamment de l'échelle de réalisation.

**La dispersion numérique et physique :** Pour une même valeur du nombre adimensionnel, les deux expériences effectuées à différentes échelles spatiales ne contiennent pas de différences dues à une dispersion numérique ou physique.

## VII.1.2 Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers

Leverett et al. [147] furent les premiers à appliquer l'analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers. L'objet de l'analyse dimensionnelle était de corriger les paramètres (perméabilité, tension interfaciale) pour comprendre le déplacement immiscible de l'huile par l'eau à grande échelle (échelle du réservoir) à partir d'expériences réalisées à l'échelle de la carotte. Rapoport [148] a effectué une analyse dimensionnelle pour étudier l'injection d'eau. Geersma et al. [149] se sont intéressés à l'injection de l'eau chaude et du solvant pour récupérer l'huile lourde. L'analyse dimensionnelle de Rojas et al. [150] a porté sur l'injection du  $CO_2$  pour récupérer l'huile lourde. Plusieurs auteurs ([151], [149], [152]) ont travaillé sur la satisfaction de tous les nombres adimensionnels dans le but d'effectuer des expériences au laboratoire qui reproduisent le comportement à l'échelle du réservoir. Comme dit plus haut, ceci a amené certains auteurs ([149], [153]) à négliger certains nombres adimensionnels (par exemple le Nombre de Reynolds) dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers. L'analyse dimensionnelle sur les critères géométriques a fait l'objet de quelques travaux ([154], [152], [155]). L'hétérogénéité des réservoirs a fait l'objet d'autres travaux ([151], [155], [156]). Plusieurs travaux récents ont porté sur l'analyse dimensionnelle dans divers contextes ([157], [158], [159], [160]). Plusieurs auteurs ont effectué des analyses dimensionnelles pour un écoulement dans les réservoirs fracturés dans des contextes différents de celui abordé dans le cadre de cette thèse ([161], [162], [163]).

### VII.1.3 Nombres adimensionnels pour l'écoulement diphasique

L'analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement diphasique porte principalement sur la définition des régimes d'écoulement ainsi que les différentes forces le dominant. Les forces contrôlant l'écoulement diphasique sont de natures visqueuses, capillaires et gravitaires. Pour étudier l'écoulement diphasique dans les réservoirs pétroliers, on a recours à plusieurs nombres adimensionnels. Novakovic [141] a construit un tableau contenant les différents nombres adimensionnels utilisés dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers avec les différents définitions et commentaires (cf. Tableau 11).

	Variable	Formulation	Commentaire
Conditions aux limites	Temps adimensionnel	$t_D = \frac{\text{volume injecté}}{\text{volume disponible}}$	Conditions aux limites liées à l'injection imposée
	Facteur d'efficacité du déplacement	$E_D = \frac{\text{volume produit}}{\text{volume disponible}}$	Production adimensionnelle
Effets physiques	Ratio de Mobilité	$M = \frac{\text{Mobilité du fluide déplacé}}{\text{Mobilité du fluide déplaceant}}$	Effets d'interaction fluide-fluide-roche sur l'écoulement
	Nombre Capillaire	$N_C = \frac{\text{Forces capillaires}}{\text{Forces visqueuses}}$	Importance des forces capillaires par rapport aux forces visqueuses
	Nombre Gravitaire	$N_g = \frac{\text{Forces gravitaires}}{\text{Forces visqueuses}}$	Importance des forces gravitaires par rapport aux forces visqueuses
Géométrie du réservoir	Inclinaison	$N_\alpha = \tan(\alpha)$	$\alpha$ est l'inclinaison du réservoir
	Ratio d'apparence	$N_A = \frac{\text{Longueur}}{\text{Hauteur}}$	Description de la forme du réservoir

Tableau 11 Résumé des différents nombres adimensionnels utilisés dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers

Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'analyse dimensionnelle en écoulement diphasique sur différentes échelles d'observation. Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse à l'échelle moyenne (échelle du bloc matriciel) ([164], [151], [165]) et large (échelle du réservoir) ([166], [167], [168]). Certains auteurs ont cartographié le domaine de validité des différents régimes d'écoulement en se basant sur les valeurs des différents nombres adimensionnels.

Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse particulièrement à l'écoulement diphasique eau-huile. Les effets gravitaires ne sont pas pris en compte. Seules les forces capillaires et visqueuses font l'objet des travaux de la thèse. Par conséquent, on se focalise sur l'application du nombre capillaire à une échelle supérieure ou égale à celle du bloc matriciel (échelle moyenne ou large).

## VII.1.4 Nombres capillaires et écoulement diphasique

Rapaport et Leas [169] ont développé un nombre capillaire pour un contexte d'injection d'eau. Geertsma et al. [149] ont établi un nombre capillaire pour délimiter les régimes d'écoulement diphasique suite à une injection d'eau froide et chaude. Craig et al. [151] et Perkins et Collins [170] ont mis en place un nombre capillaire pour le cas de ségrégation gravitaire. Shook et al. [146] ont effectué un développement analytique exhaustif. Leur nombre capillaire s'applique dans les différents contextes. Novakovic [141] a dressé un second tableau spécifique aux nombres capillaires et établis pour un contexte d'écoulement diphasique dans un réservoir pétrolier.

Plus spécifiquement pour les réservoirs fracturés, aucune analyse dimensionnelle n'aboutit à des nombres capillaires délimitant les régimes d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité. Dans la section suivante, une analyse dimensionnelle appliquée à ce contexte est présentée.

## VII.2 Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés

L'objectif de cette partie est de construire un critère délimitant les régimes dominant l'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés. Ce type d'écoulements fait intervenir principalement deux types de forces ; les forces capillaires et les forces visqueuses. L'objectif de cette analyse dimensionnelle est de repérer la nature des forces qui dominent l'écoulement dans le réservoir et les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures. Cette analyse dimensionnelle indique également l'existence du cas où les deux forces se manifestent simultanément. Des simulations numériques validant les résultats de l'analyse sont effectuées.

### VII.2.1 Motivation

Au cours de la récupération secondaire d'huile par injection d'eau dans les réservoirs fracturés, les échanges matrice-fractures se font en général par imbibition sous l'effet des forces capillaires. En phase de récupération améliorée, l'injection simultanée d'eau et de polymères sert à augmenter la viscosité du fluide injecté (eau + polymères) afin d'assurer un balayage entièrement visqueux des blocs matriciels. Pour identifier si on est en cas d'imbibition ou de balayage visqueux, des simulations d'écoulement et des manipulations au laboratoire sont effectuées, visualisées et interprétées. Plusieurs simulations et manipulations sont demandées. Ce travail est très couteux en temps et en argent. Arriver à avoir un critère adimensionnel qui permet de prévoir si les échanges matrice-fractures s'effectueront par une imbibition capillaire ou par un balayage visqueux permet d'avoir la réponse tout en économisant temps et argent, d'où l'utilité de l'analyse dimensionnelle effectuée dans le cadre de ce chapitre.

## VII.2.2 Contexte de l'analyse dimensionnelle

Pour cette analyse dimensionnelle, on considère un bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). On suppose que la pression capillaire dans le bloc matriciel est non nulle contrairement à celle des fractures. Le bloc matriciel et les fractures sont initialement saturés en huile. En général, pour permettre au bloc matriciel entouré de fractures de reproduire le comportement du réservoir, on applique à ce bloc des conditions aux limites identiques à celles appliquées au réservoir. Dans notre cas, on suppose qu'une injection d'eau à vitesse constante est effectuée du côté ouest et qu'une pression est imposée à la sortie du côté est. Par conséquent, un gradient de pression est établi entre la zone d'injection et la zone de production (cf. Figure 43). On suppose aussi que les flux sont nuls dans les bordures horizontales.

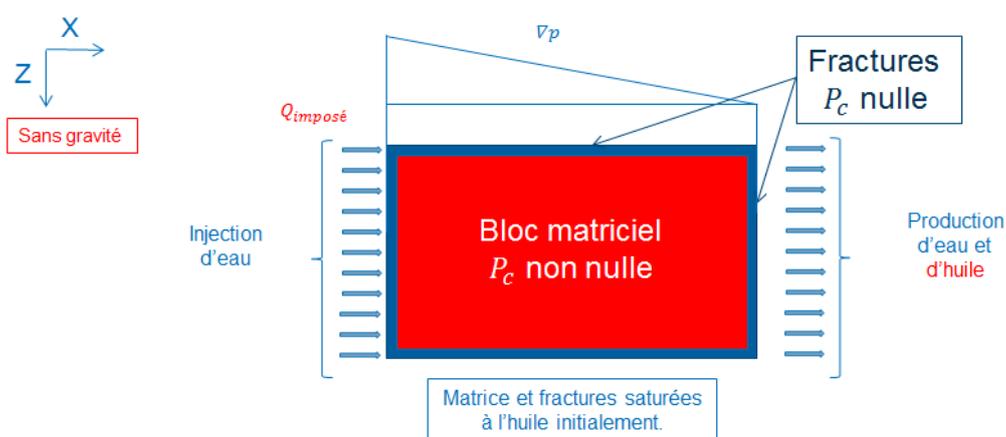


Figure 43 Contexte de l'analyse dimensionnelle : bloc matriciel entouré de fractures subissant les mêmes conditions (aux limites) d'écoulement que le réservoir fracturé en entier

## VII.2.3 Distance de pénétration en fonction du temps

Quand l'eau envahit les fractures et arrive en contact avec le bloc matriciel, des échanges matrice-fractures ont lieu. L'eau pénètre dans le bloc, provoquant l'expulsion de l'huile vers les fractures. Cet échange est régi par deux forces de natures différentes : les forces capillaires (cf. Figure 44.a) et les forces visqueuses (cf. Figure 44.b). On introduit la distance de pénétration comme étant la distance parcourue par le front d'eau dans le bloc matriciel à partir d'une ou plusieurs fractures l'entourant. Cette distance est quantifiée en fonction du temps pour chacune des natures d'échanges différemment.

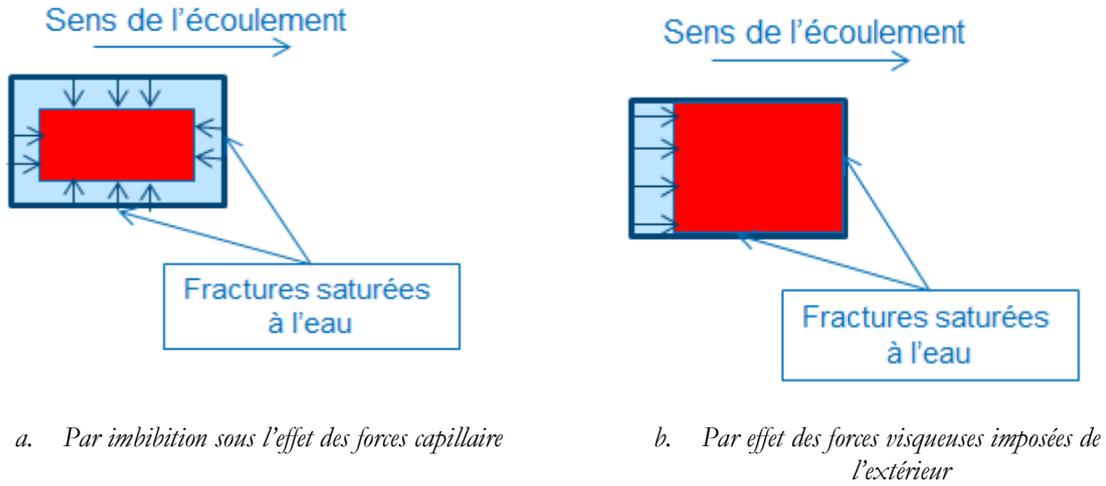


Figure 44 Différentes natures d'échanges matrice-fractures dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans un réservoir fracturé

### VII.2.3.1 Pénétration par effets capillaires

Soit  $x$  la distance de pénétration de l'eau par imbibition capillaire (cf. Figure 45) et  $t$  le temps de pénétration.

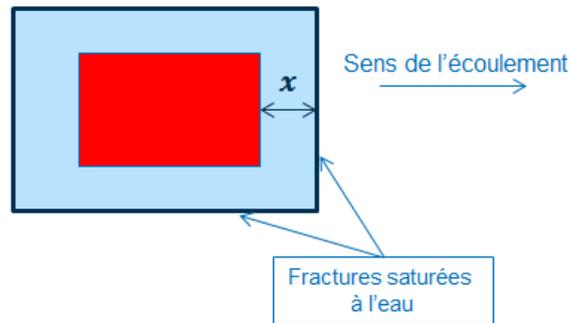


Figure 45 Distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par imbibition capillaire

Selon Marle [24], la distance de pénétration dans la matrice de l'eau par imbibition capillaire en fonction du temps s'écrit comme suit :

$$x = \sqrt{\frac{K_m P_c^{ref} t}{\mu_w \phi_m}} \quad (\text{VII.1})$$

$K_m$  est la perméabilité du bloc matriciel.  $\phi_m$  est sa porosité.  $P_c^{ref}$  est une pression capillaire de référence.  $\mu_w$  est la viscosité de l'eau. Cette expression est la solution du système d'équations d'écoulement unidirectionnel dans une carotte :

$$\frac{\partial v_\alpha}{\partial x} + \phi_m \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} = 0 \quad \alpha = o, w$$

$$v_\alpha = -\frac{K_m k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \cdot \frac{\partial}{\partial x} (P_\alpha + \rho_\alpha g z) \quad \alpha = o, w$$
(VII.2)

$v_\alpha$  est la vitesse d'avancement de la phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) dans la carotte,  $S_w$  est la saturation en eau dans la carotte,  $K_m$  est sa perméabilité et  $\phi_m$  est sa porosité.

Cette solution est le résultat d'un développement algébrique, suite auquel, l'auteur a négligé les termes modélisant les effets visqueux et les effets de pesanteur.

Dans le contexte d'écoulement diphasique, il est plus judicieux de raisonner en termes de perméabilités effectives. La distance d'invasion correspond à la phase mouillante qui est l'eau. Par conséquent,  $K_m$  est à remplacer par la perméabilité effective maximale de l'eau égale à  $k_{r,w,m}^{Max} K_m$ .  $k_{r,w,m}^{Max}$  est la perméabilité relative maximale de la phase eau dans le milieu matrice. La relation (VII.1) devient :

$$x = \sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{ref} t}{\mu_w \phi_m}}$$
(VII.3)

La pression capillaire est le paramètre moteur de l'imbibition capillaire. A la limite du front d'eau, la pression capillaire est maximale. D'où le choix de  $P_c^{Max}$  (pression capillaire maximale dans le bloc matriciel) comme une pression de référence. La distance de pénétration en fonction du temps pour un échange par imbibition capillaire s'écrit ainsi comme suit.

$$x = \sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max} t}{\mu_w \phi_m}}$$
(VII.4)

### VII.2.3.2 Pénétration par effets visqueux

De même que pour le cas d'échanges par imbibition,  $x$  est la distance de pénétration de l'eau à partir des fractures par effets visqueux (cf. Figure 46) et  $t$  est le temps nécessaire pour cette pénétration.

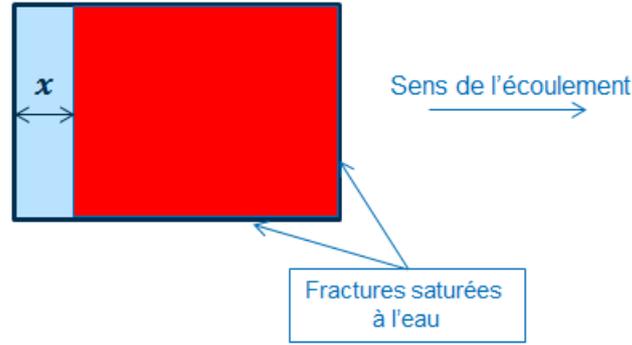


Figure 46 Distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux

Dans le cadre d'un écoulement purement visqueux dans le bloc matriciel, et selon l'hypothèse de Buckley Leverett [171], le front d'eau avance avec une vitesse constante notée  $v_m$ . Par conséquent,

$$v_m = \frac{x}{t} \quad (\text{VII.5})$$

La distance  $x$  d'invasion par l'effet des forces visqueuses dans le bloc matriciel est ainsi donnée par

$$x = v_m \cdot t \quad (\text{VII.6})$$

La vitesse du front d'eau dans la matrice  $v_m$  s'écrit en fonction de la vitesse imposée dans les fractures  $v_f$  comme suit

$$v_m = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f \quad (\text{VII.7})$$

$K_m$  est la perméabilité du bloc matriciel.  $k_{r,w,m}^{Max}$  est la perméabilité relative maximale de la phase eau dans le même milieu.  $K_f^{eq}$  est la perméabilité équivalent du réseau de fractures dans la direction de l'écoulement.

On remarque qu'en absence des effets capillaires, l'eau et l'huile possèdent la même pression au niveau de l'interface entre les deux phases. A ce niveau, les deux phases se déplacent à une même vitesse (l'eau pousse l'huile).

En prenant en considération la relation (VII.6), la distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux en fonction du temps s'écrit comme suit

$$x = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f t \quad (\text{VII.8})$$

## VII.2.4 Courbes de distance de pénétration en fonction du temps et notion de temps critique

### VII.2.4.1 Courbes de distance de pénétration en fonction du temps

On remarque que l'expression de l'invasion par imbibition est en  $\sqrt{t}$  et celle par effets visqueux est en  $t$ . Les deux courbes sont tracées sur la Figure 47 et illustrent la compétition entre les deux processus. On remarque l'existence de deux intervalles de temps délimités par l'instant pour lequel les deux courbes se coupent. Cet instant sera nommé temps critique ou  $t_{crit}$ . Dans l'intervalle de temps précédant  $t_{crit}$ , la courbe de la distance de pénétration de l'eau par imbibition est au-dessus de la courbe de distance d'invasion par effets visqueux. Au-delà du temps critique, la courbe de pénétration par effets visqueux passe au-dessus.

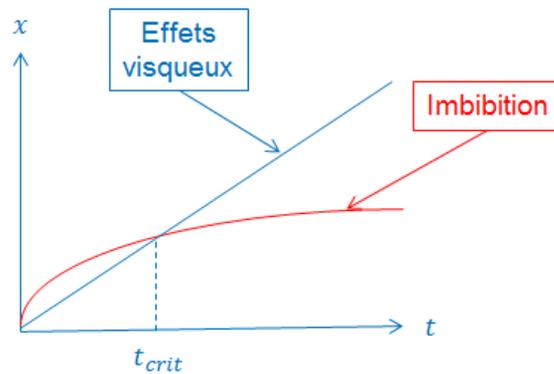


Figure 47 Courbes de distance d'invasion en fonction du temps du bloc matriciel à partir des fractures par imbibition (courbe rouge) et par effets visqueux (courbe bleue)

Pour  $t \ll t_{crit}$ , l'invasion de l'eau s'effectue par imbibition sous l'effet des forces capillaires (cf. Figure 48.a). Ceci est favorisé par une vitesse de pénétration infinie à l'instant initial (tangente verticale à la courbe  $\sqrt{t}$  à  $t = 0$ ). Cette vitesse diminue avec le temps (pente décroissante de la courbe en  $\sqrt{t}$ ).

Quand  $t$  approche la valeur de  $t_{crit}$ , la distance de pénétration est la même que ce soit par effets visqueux ou par effets capillaires (cf. Figure 48.b). La vitesse de pénétration de l'eau par effets visqueux est constante (pente constante de la courbe en  $t$ ).

Pour  $t \gg t_{crit}$ , la distance d'invasion est contrôlée par les effets visqueux (cf. Figure 48.c). L'échange par imbibition continue à se produire à une vitesse très faible au point de ne plus être mesurable.

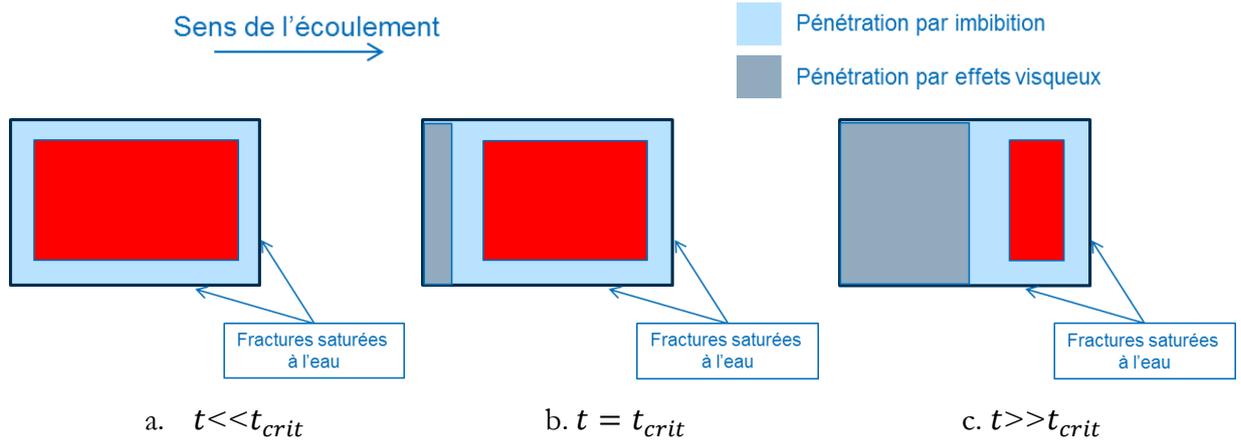


Figure 48 Natures des forces régissant les échanges matrice-fractures en fonction du temps

### VII.2.4.2 Calcul du temps critique

$t_{crit}$  correspond à l'égalité de la distance d'invasion par imbibition capillaire  $x_{imb}$  avec la distance de pénétration sous l'effet des forces visqueuses  $x_{vis}$ . En revenant à la relation (VII.3) et la relation (VII.7), cette égalité se traduit comme suit

$$\sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max} t_{crit}}{\mu_w \phi_m}} = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f t_{crit} \quad (VII.9)$$

Avec une simple inversion, on arrive à avoir la valeur de  $t_{crit}$ , donnée par la relation suivante

$$t_{crit} = \frac{P_c^{Max} K_f^{eq^2}}{\mu_w \phi_m k_{r,w,m}^{Max} K_m v_f^2} \quad (VII.10)$$

### VII.2.4.3 Nombre capillaire d'échanges matrice-fractures $N_{C,mf}$

Soit  $a$  la plus petite dimension du bloc matriciel. On appelle  $t_{imbi}$ , le temps nécessaire pour effectuer une invasion complète du bloc par imbibition. Ce temps correspond à la distance d'invasion égale à  $\frac{a}{2}$  (cf. Figure 49).

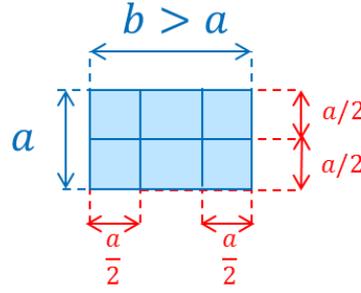


Figure 49 Invasion complète du bloc par imbibition correspondant à une distance de pénétration de  $\frac{a}{2}$

L'expression de  $t_{imbi}$  est déduite de la relation (VII.3) pour une valeur de  $x$  égale à  $\frac{a}{2}$ . Elle est donnée par la relation suivante

$$t_{imbi} = \frac{a^2 \mu_w \phi_m}{4k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max}} \quad (VII.11)$$

Si  $t_{imbi} \ll t_{crit}$ , la pénétration de l'eau dans le bloc matriciel s'effectue entièrement par imbibition capillaire.

Quand  $t$  approche  $t_{crit}$ , l'avancement d'un front d'eau par effets visqueux apparaît. Dans ce cas précis, on peut constater que les deux forces contribuent aux échanges entre le bloc matriciel et les fractures l'entourant.

Si  $t_{imbi} \gg t_{crit}$ , le processus d'invasion par imbibition est négligeable. La pénétration de l'eau dans le bloc matriciel est effectuée quasi entièrement par les effets visqueux sauf aux temps très courts.

On pose

$$N_{C,mf} = \sqrt{\frac{t_{crit}}{t_{imbi}}} \quad (VII.12)$$

On remplace  $t_{crit}$  et  $t_{imbi}$  par leurs relations respectives. On obtient

$$N_{C,mf} = \frac{2P_c^{Max} K_f^{eq}}{a \mu_w \phi_m v_f} \quad (VII.13)$$

$N_{C,mf}$  est un nombre capillaire prédisant la nature des forces dominant les échanges entre le bloc matriciel et les fractures les entourant. Pour  $N_{C,mf} \gg 1$ , les échanges sont principalement effectués par imbibition sous l'effet des forces capillaires. Pour  $N_{C,mf} \ll 1$ , les échanges

matrice-fractures sont principalement dominés par les forces visqueuses. Pour  $N_{C,mf} \sim 1$ , les forces de deux natures contribuent aux échanges.

## VII.3 Tests et Validation par des simulations numériques d'écoulement

Pour valider le nombre capillaire matrice-fractures  $N_{C,mf}$ , des simulations numériques d'injections sont effectuées sur un bloc matriciel entouré de fractures, puis sur une section 2D d'un réservoir fracturé à l'échelle d'une maille géologique (premier cas test VI.3.2.1). Les paramètres pétrophysiques sont variés de façon à avoir différentes valeurs de  $N_{C,mf}$ . Les cartes d'évolution de saturation relatives aux différentes simulations sont visualisées et commentées afin de tirer des conclusions sur l'efficacité du nombre capillaire déduit de cette analyse dimensionnelle.

### VII.3.1 Sur un bloc matriciel entouré de fractures

On considère un bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). Ce bloc fait 1 m (selon X) par 0.5 m (selon Z). Le bloc matriciel est homogène. Les fractures elles aussi homogènes ont des ouvertures de 2 mm d'ouverture. Le Tableau 12 contient les propriétés pétrophysiques communes à toutes les simulations sur le bloc matriciel entouré de fractures. Le bloc est saturé en huile et de l'eau est injectée dans les fractures. Les conditions aux limites et les considérations numériques sont identiques à celles des simulations d'écoulement diphasiques effectuées sur le premier et le deuxième cas tests du chapitre précédent (paragraphe VI.3.2.1). Il s'agit d'une condition de Neumann (débit constant imposé) du côté ouest et d'une condition de Dirichlet (pression imposée) du côté est avec des flux nuls sur les bordures horizontales.

La pression capillaire du milieu matrice et le débit d'injection d'eau sont variables.

	Milieu matrice	Fractures
$\phi$ (-)	0.1	1
K (mD)	Variable	10000
Perméabilités relatives $k_r$ (-)	<p>Brooks Corey (<math>\lambda=2</math>) [1]</p>	<p>Perméabilités relatives en croix</p>
Pression capillaire $P_c$ (bar)	Variable	Pression capillaire nulle

Tableau 12 Propriétés pétrophysiques du bloc matriciel entouré de fractures communes à toutes les simulations sur le bloc

La perméabilité du milieu matrice sera légèrement adaptée de manière à avoir une cohérence physique et numérique avec la pression capillaire du milieu matrice et la vitesse d'injection.

### VII.3.1.1 Cas où $N_{c,mf} \gg 1$

Dans le Tableau 13, plusieurs combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur importante de  $N_{c,mf}$ . Dans la direction de l'écoulement (direction X), la perméabilité fractures équivalentes est 40 mD (l'ouverture des fractures est égale à 2mm). La valeur obtenue de  $N_{c,mf}$  étant égale à  $2.25 \cdot 10^3 \gg 1$ , on s'attend à avoir une pénétration de l'eau dans le bloc matriciel qui se fait entièrement par imbibition sous l'effet des forces capillaires.

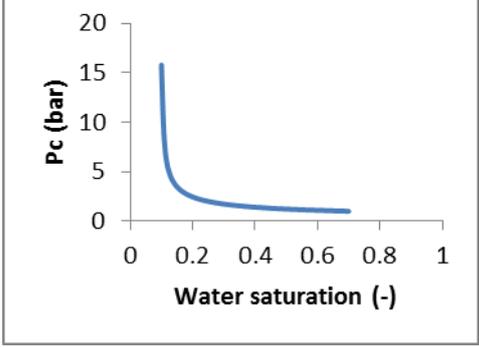
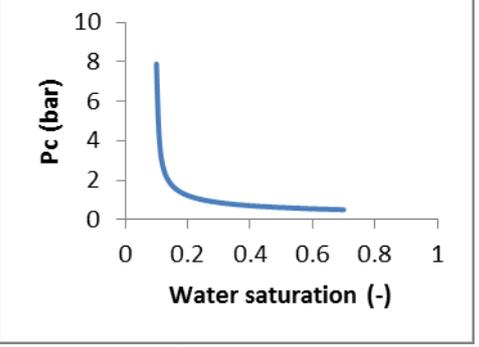
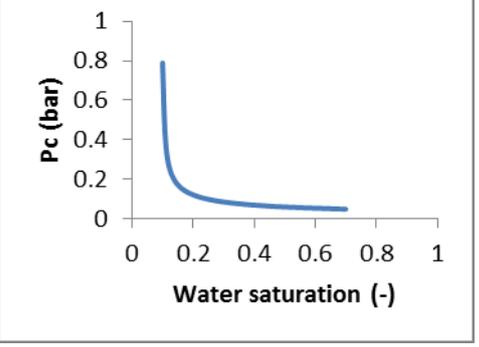
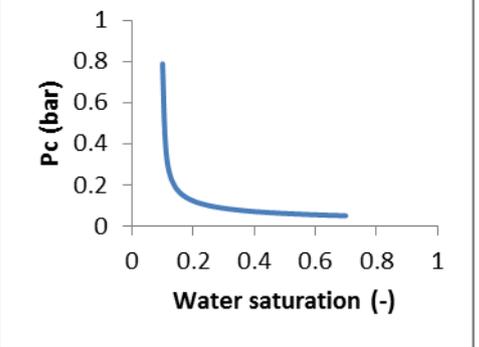
Expérience numérique	$P_c$ (bar)	$K_m$ (mD)	$v_f$ (m/j)	$K_f^{eq}$ (mD)
Expérience numérique 1	 <p><math>P_c^{Max} = 15,8</math></p>	2	0.1	40
Expérience numérique 2	 <p><math>P_c^{Max} = 7,88</math></p>	3	0,05	40
Expérience numérique 3	 <p><math>P_c^{Max} = 1,58</math></p>	4	0,01	40
Expérience numérique 4	 <p><math>P_c^{Max} = 0,788</math></p>	6	0,005	40

 Tableau 13 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de  $N_{C,mf}=2,25 \cdot 10^3$

L'évolution de saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures est présentée sur la Figure 50. Le comportement d'échange matrice-fractures est semblable pour les différentes expériences numériques ayant différentes valeurs de  $P_c^{Max}$  et de  $v_f$ . L'eau avance rapidement dans les fractures horizontales (première ligne de la figure). L'infiltration de l'eau dans le bloc matriciel par imbibition capillaire est déclenchée à partir de ces fractures. Quand l'eau atteint toutes les fractures (deuxième ligne), l'eau continue à partir de celles-ci de pénétrer par imbibition sous l'effet des forces de nature capillaire. La pénétration de l'eau dans le bloc matriciel et l'expulsion de l'huile vers les fractures est achevée par effets capillaires sans avoir un avancement d'un front d'eau dans le sens de l'écoulement sous l'effet des forces visqueuses (troisième ligne). Soit le comportement prévu pour une valeur importante de  $N_{c,mf}$ .

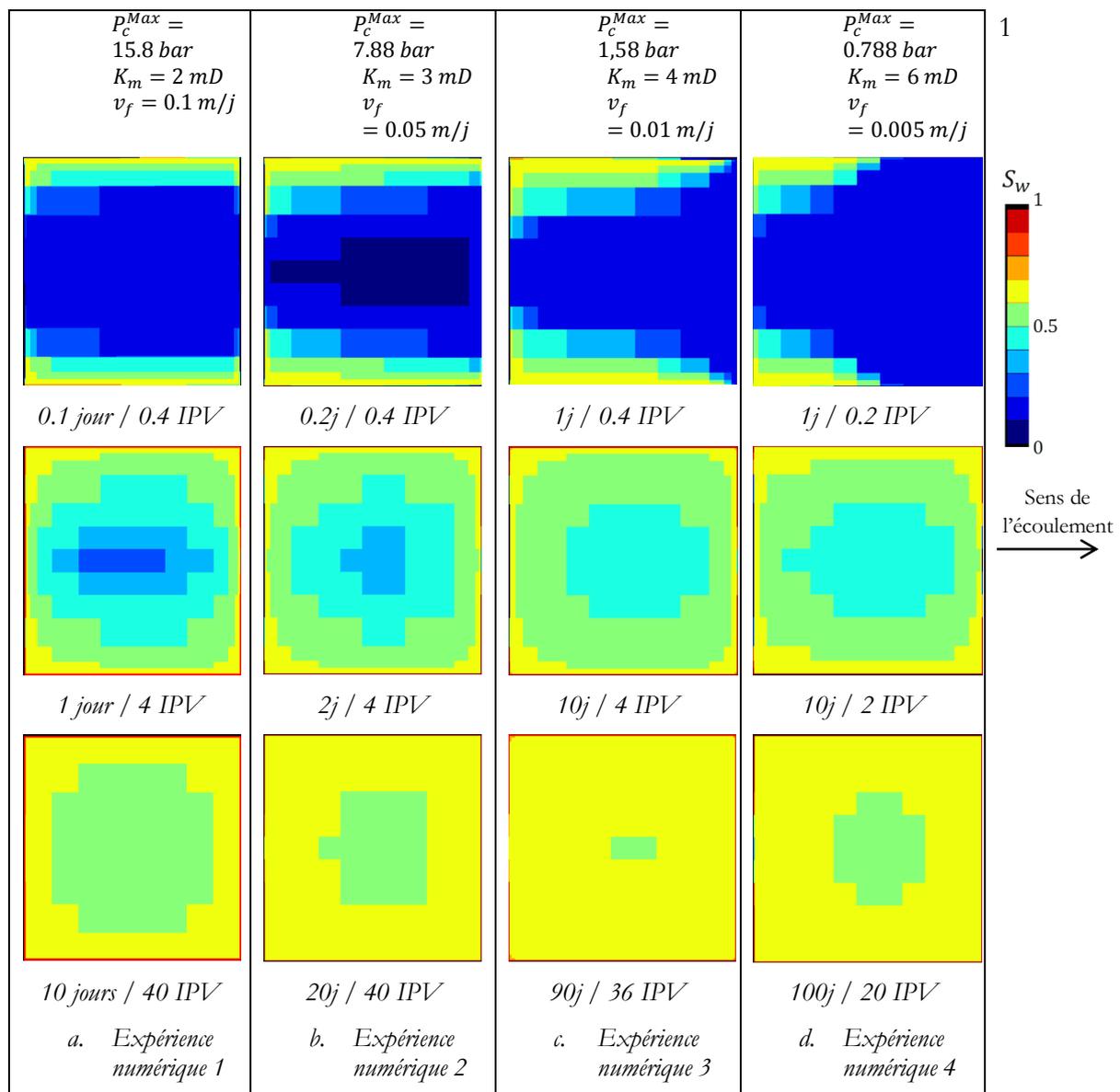
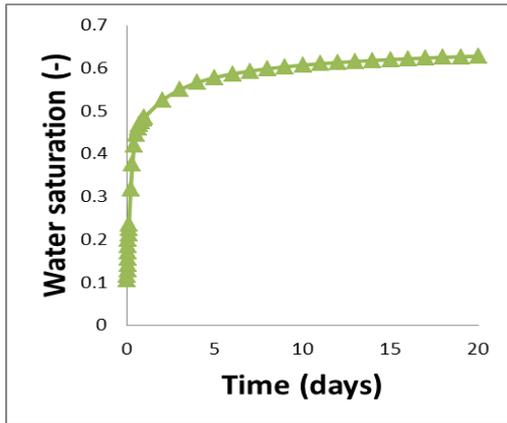
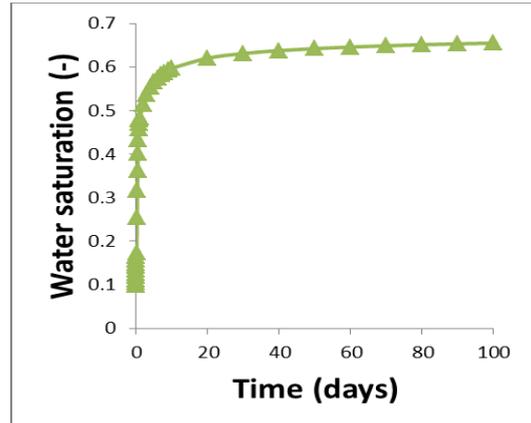


Figure 50 Evolution de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{c,mf}=2.25.10^3$

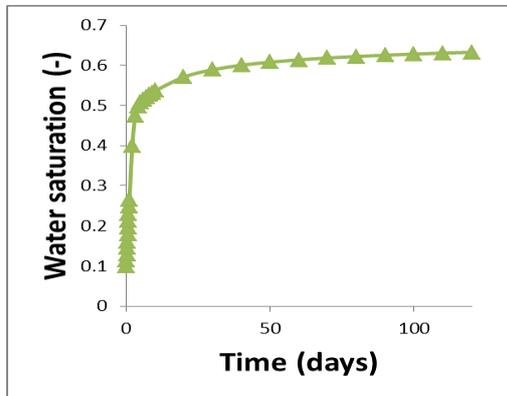
Les courbes d'évolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel en fonction du temps pour les différentes expériences numériques sont présentées sur la Figure 51. Pour les différentes courbes, la saturation en eau monte rapidement jusqu'à atteindre 0,4. Ceci est dû à une pression capillaire qui reste importante jusqu'à  $S_w = 0,4$  (cf. Tableau 13). Au-delà de cette valeur, la vidange du bloc devient plus lente (entre 20 et 100 jours pour un bloc matriciel de 1 m par 50 cm). Ceci s'explique par une pression capillaire trop faible pour  $S_w > 0,4$  (cf. Tableau 13). Ces observations montrent que les échanges matrice fractures sont contrôlés par les forces capillaires.



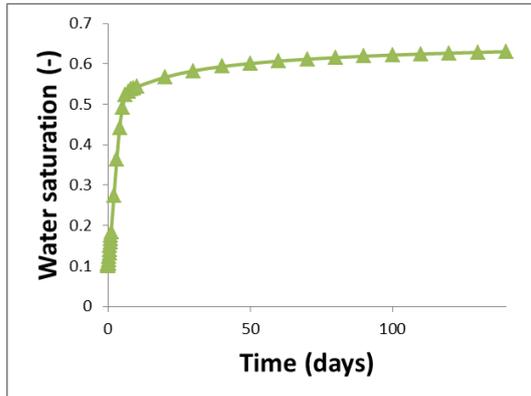
a. *Expérience numérique 1*  
 $p_c^{Max} = 15.8 \text{ bar}$   
 $K_m = 2 \text{ mD}$   
 $v_f = 0.1 \text{ m/j}$



b. *Expérience numérique 2*  
 $p_c^{Max} = 7.88 \text{ bar}$   
 $K_m = 3 \text{ mD}$   
 $v_f = 0.05 \text{ m/j}$



c. *Expérience numérique 3*  
 $p_c^{Max} = 1,58 \text{ bar}$   
 $K_m = 4 \text{ mD}$   
 $v_f = 0.01 \text{ m/j}$



d. *Expérience numérique 4*  
 $p_c^{Max} = 0.788 \text{ bar}$   
 $K_m = 6 \text{ mD}$   
 $v_f = 0.005 \text{ m/j}$

Figure 51 Courbe d'évolution de la saturation en eau dans un bloc matriciel suite à une injection d'eau dans les fractures les entourant (cf. Figure 43) pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^3$

### VII.3.1.2 Cas où $N_{c,mf} \ll 1$

Dans le Tableau 14, plusieurs combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une faible

valeur de  $N_{c,mf}$ . La valeur obtenue de  $N_{c,mf}$  étant égale à  $2.25.10^{-2} \ll 1$ , le comportement prévu se résume en une pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux sans effets visibles de l'imbibition.

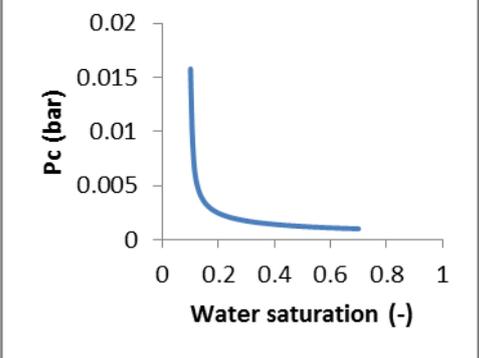
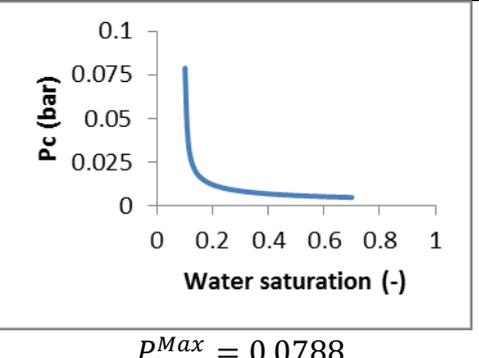
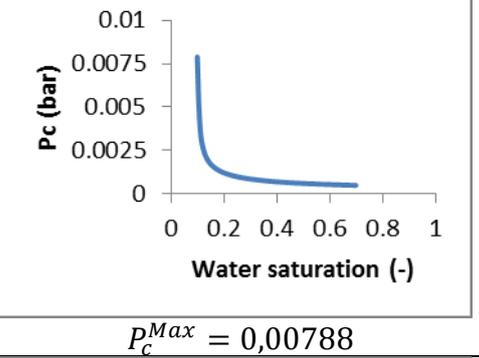
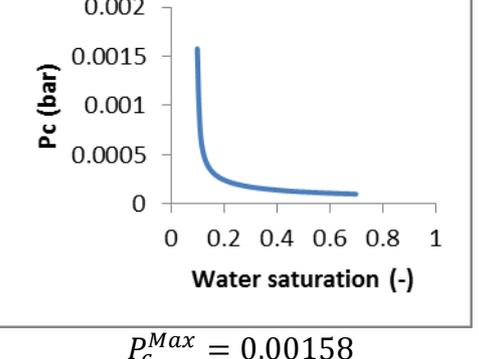
Expérience numérique	$P_c$ (bar)	$K_m$ (mD)	$v_f$ (m/j)	$K_f^{eq}$ (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0.0158</math></p>	10	10	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0,0788</math></p>	7	50	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0,00788</math></p>	15	5	40
Expérience numérique 4	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0,00158</math></p>	20	1	40

 Tableau 14 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de  $N_{C,mf}=2.25.10^{-2}$

L'évolution de saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures est présentée sur la Figure 52. Pour différentes valeurs de  $P_c^{Max}$  et de  $v_f$  aboutissant à une même valeur de  $N_{C,mf}$ , le comportement d'échange matrice-fractures est semblable pour les différentes expériences numériques. L'eau avance rapidement dans les fractures horizontales (première ligne de la figure). Il apparaît rapidement un front d'eau pénétrant dans le bloc matriciel dans le sens l'écoulement sous l'effet des forces visqueuses. L'eau pénètre également à partir des fractures horizontales. Le front d'eau continue à avancer avec une faible contribution des fractures horizontales dans le sens de l'écoulement jusqu'à envahir le bloc et expulser l'huile quasi totalement (deuxième et troisième ligne).

L'avancement du front d'eau dans le sens de l'injection (l'écoulement) se produit sous l'effet des forces visqueuses produites par le gradient de pression. La pénétration de l'eau à partir des fractures horizontales se produit également sous l'impact des effets visqueux. Elle est provoquée par une montée en pression dans ces fractures à comparer à une faible pression dans le bloc matriciel. Ainsi, les effets capillaires contribuant aux échanges matrices-fractures sont absents. Soit le comportement prévu pour une faible valeur de  $N_{C,mf}$ .

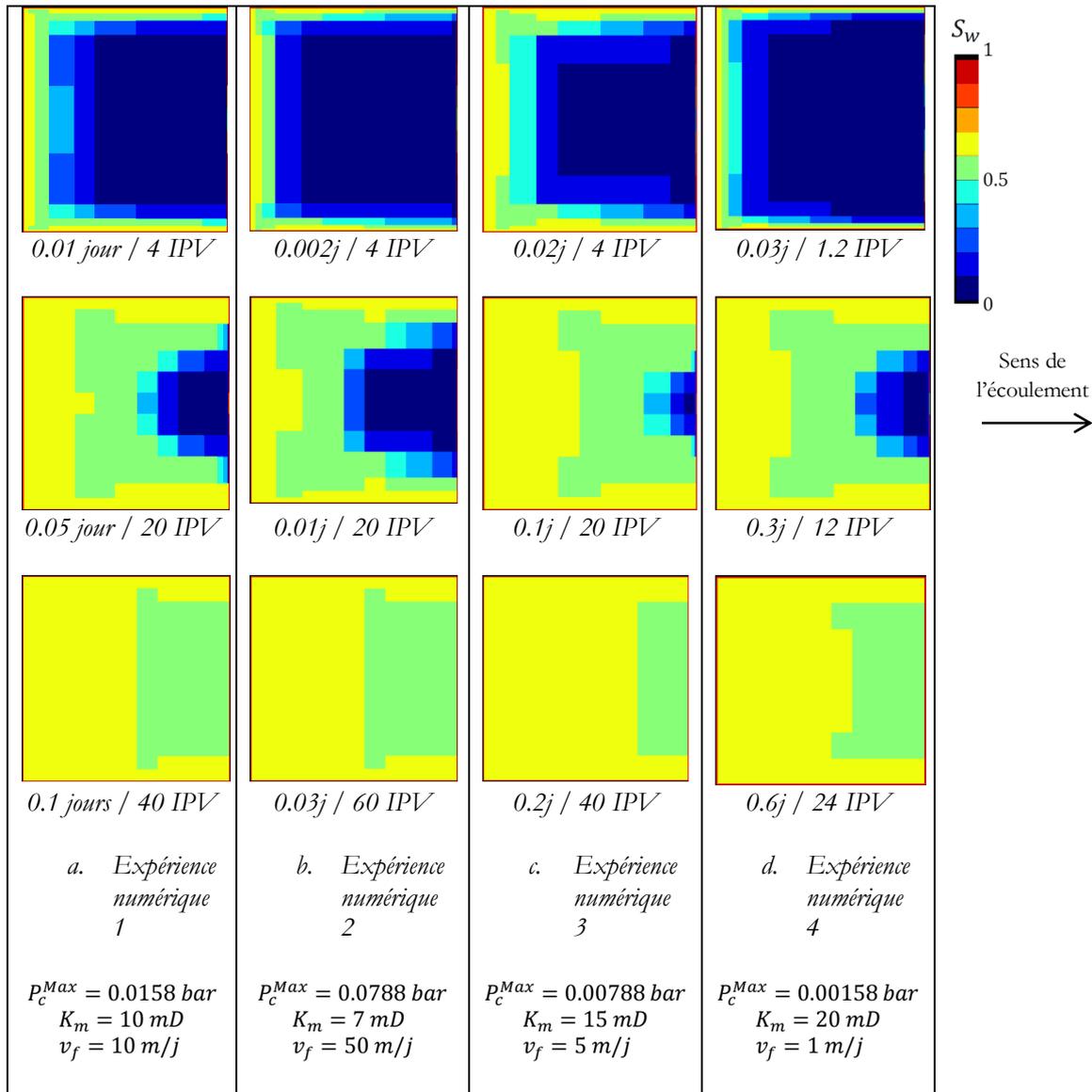
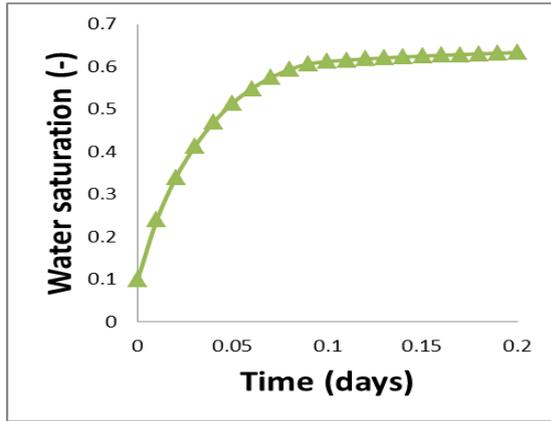
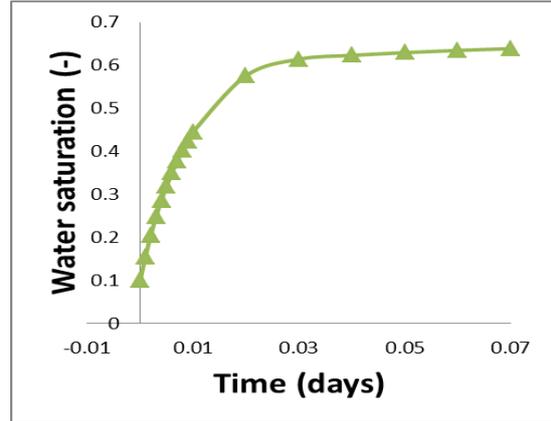


Figure 52 Evolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^{-2}$

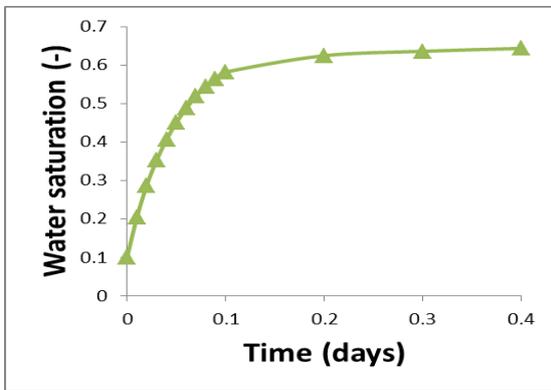
Les courbes d'évolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel en fonction du temps pour les différentes expériences numériques sont présentées sur la Figure 53. Les différentes courbes présentent un comportement quasi-linéaire jusqu'à atteindre une saturation en eau égale à 0,6. Ainsi, la vitesse d'avancement de l'eau dans le bloc matriciel est constante, ce qui caractérise un écoulement par effets visqueux. Au-delà d'une saturation de 0,6, les échanges matrice-fractures sont plus lents. Ceci est dû à la pénétration de l'eau par effets visqueux à partir des fractures horizontales ce qui accélère les échanges au début et gêne l'avancement du front d'eau à la fin. Globalement la vidange du bloc se fait beaucoup plus rapidement (2 jours au plus tard) que dans le cas de dominance des forces capillaires (entre 20 et 100 jours) pour le même bloc. On peut constater que les forces visqueuses dominent les échanges matrice-fractures.



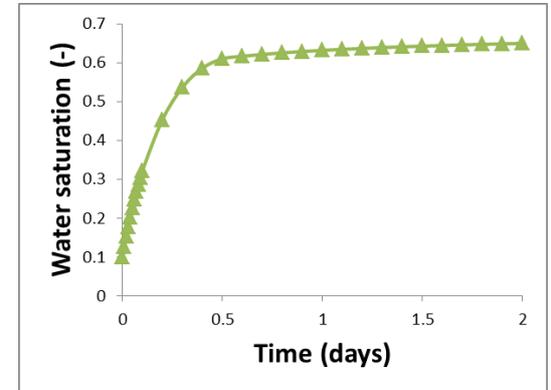
a. Expérience numérique 1  
 $p_c^{Max} = 0.0158 \text{ bar}$   
 $K_m = 10 \text{ mD}$   
 $v_f = 10 \text{ m/j}$



b. Expérience numérique 2  
 $p_c^{Max} = 0.0788 \text{ bar}$   
 $K_m = 7 \text{ mD}$   
 $v_f = 50 \text{ m/j}$



c. Expérience numérique 3  
 $p_c^{Max} = 0.00788 \text{ bar}$   
 $K_m = 15 \text{ mD}$   
 $v_f = 5 \text{ m/j}$



d. Expérience numérique 4  
 $p_c^{Max} = 0.00158 \text{ bar}$   
 $K_m = 20 \text{ mD}$   
 $v_f = 1 \text{ m/j}$

Figure 53 Courbe d'évolution de la saturation en eau dans un bloc matriciel suite à une injection d'eau dans les fractures les entourant (cf. Figure 43) pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{C,mf} = 2.25 \cdot 10^{-2}$

### VII.3.1.3 Valeurs de transition de $N_{C,mf}$ pour lesquelles les effets d'imbibitions et visqueux coexistent

Dans le paragraphe précédent, le nombre capillaire  $N_{C,mf}$  a été validé pour deux contextes : un premier contexte où les échanges matrice-fractures sont de nature purement visqueuse et un deuxième cas où ces échanges sont de nature purement capillaire. Dans cette partie, la plage de valeurs de  $N_{C,mf}$  pour laquelle les effets capillaires et visqueux coexistent sera identifiée. Deux ordres de grandeur minimal et maximal délimitant cette plage de valeurs seront déterminés.

#### Valeur maximale de transition

Dans le paragraphe précédent pour  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^3$ , les échanges matrice-fractures sont de nature purement capillaire. Dans cette partie, on reprend le bloc matriciel entouré de fractures (cf.

Figure 43). A ce modèle, les propriétés petrophysique affichés sur le Tableau 12 sont affectées. Dans le Tableau 15, trois combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$ , soit un ordre de grandeur de moins par rapport à la valeur  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^3$  caractérisant une dominance des échanges matrice-fractures de nature capillaire. Ainsi, l'identification d'un comportement mixte (capillaire et visqueux) des échanges matrice-fractures pour  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$  implique que l'ordre de grandeur de  $10^2$  peut être considéré comme un maximum de la plage de valeur de  $N_{C,mf}$  caractérisant des échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse à la fois).

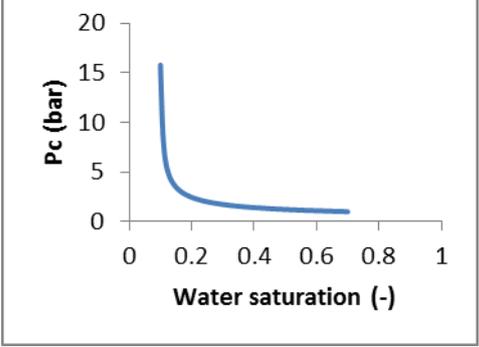
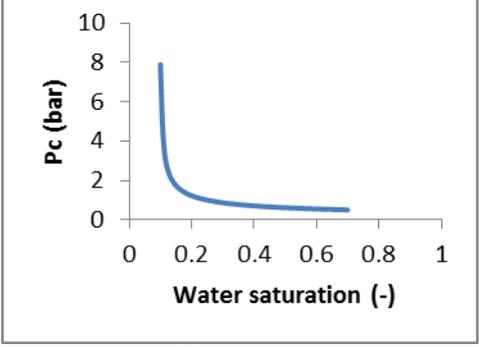
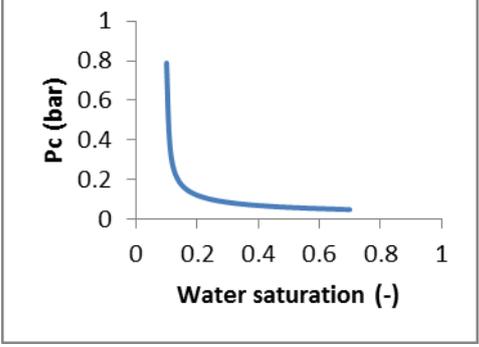
Expérience numérique	$P_c$ (bar)	$K_m$ (mD)	$v_f$ (m/j)	$K_f^{eq}$ (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 15,8</math></p>	2	1	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 7,88</math></p>	3	0,5	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 1,58</math></p>	4	0,1	40

Tableau 15 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de  $N_{C,mf}=2,25 \cdot 10^2$

Un état de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau est affiché sur la Figure 54 pour trois combinaisons de paramètres pétrophysiques aboutissant à une valeur de  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$ . Pour chacune des combinaisons, la carte de saturation montre l'émergence d'un front d'eau (par effets visqueux) évoluant dans le sens de l'écoulement avec une présence claire d'échanges matrice-fractures de nature capillaire (pénétration de l'eau à partir de la fracture verticale à droite contre le sens de l'injection). Ceci prouve que les forces capillaires et visqueuses ont, toutes les deux, contribué aux échanges matrice-fractures. Ainsi, une valeur de  $N_{C,mf}$  de l'ordre de  $10^2$  est considérée comme un maximum de la plage de valeurs de ce nombre adimensionnel, caractérisant un régime d'échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse).

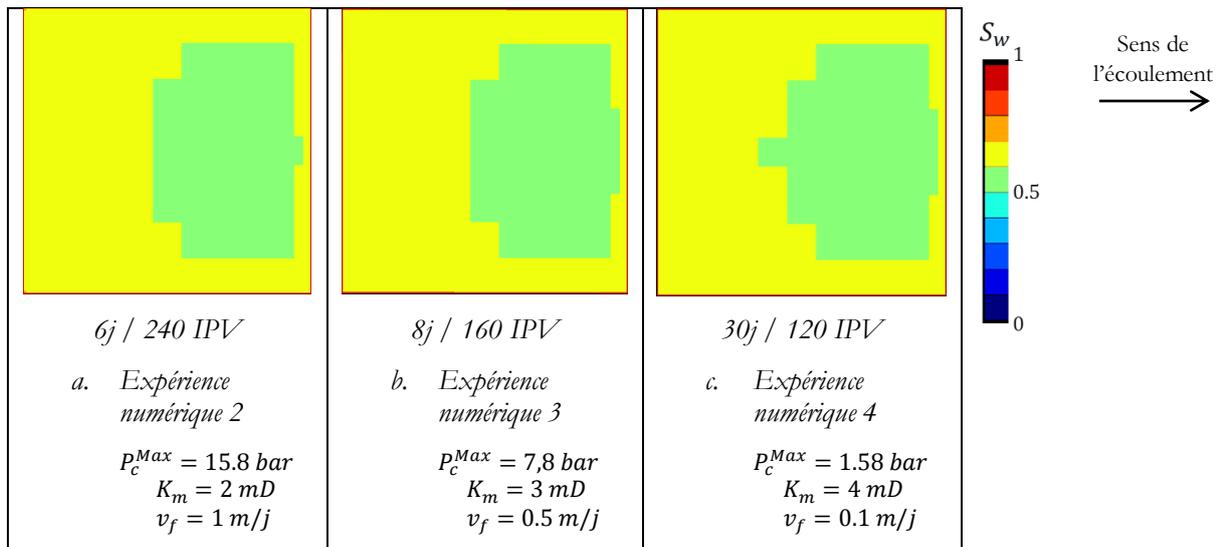


Figure 54 Etat de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$

### Valeur minimale de transition

Dans le paragraphe VII.3.1.2 pour  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-2}$ , les échanges matrice-fractures sont de nature purement visqueuse. Dans cette partie, on reprend le bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). A ce modèle, les propriétés pétrophysiques affichées sur le Tableau 12 sont affectées. Dans le Tableau 16, trois combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$ , soit un ordre de grandeur de plus par rapport à la valeur  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-2}$  caractérisant une dominance des échanges matrice-fractures de nature visqueuse. Ainsi, l'identification d'un comportement mixte (capillaire et visqueux) des échanges matrice-fractures pour  $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$  implique que l'ordre de grandeur de  $10^{-1}$  peut être considéré comme un minimum de la plage de valeur de  $N_{C,mf}$  caractérisant des échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse à la fois).

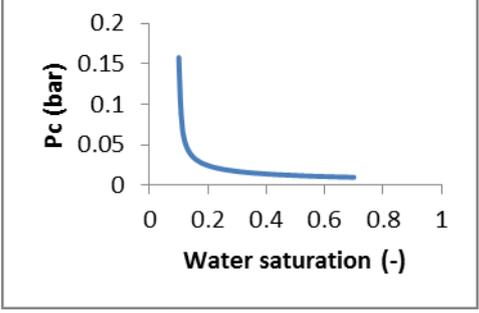
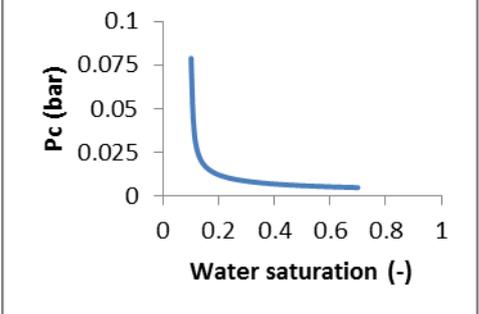
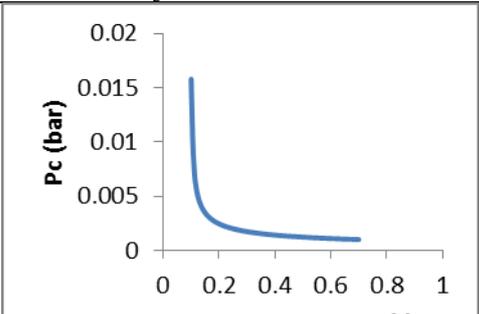
Expérience numérique	$P_c$ (bar)	$K_m$ (mD)	$v_f$ (m/j)	$K_f^{eq}$ (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0,158</math></p>	5	10	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0,0788</math></p>	7	5	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;"><math>P_c^{Max} = 0.0158</math></p>	10	1	40

 Tableau 16 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de  $N_{c,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$ 

Un état de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau est affiché sur la Figure 55 pour trois combinaisons de paramètres petrophysiques aboutissant à une valeur de  $N_{c,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$ . Pour chacune des combinaisons, la carte de saturation montre la dominance d'un front d'eau de nature visqueuse évoluant dans le sens de l'écoulement avec une présence légère d'échanges matrice-fractures de nature capillaire (légère pénétration de l'eau à partir de la fracture verticale à droite contre le sens de l'injection indiquée par les ellipses rouges). Ceci prouve que les forces capillaires et visqueuses ont, toutes les deux, contribué aux échanges matrice-fractures. Ainsi, une valeur de  $N_{c,mf}$  de l'ordre de  $10^{-1}$  est considérée comme un minimum de la plage de valeurs de ce nombre adimensionnel, caractérisant un régime d'échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse).

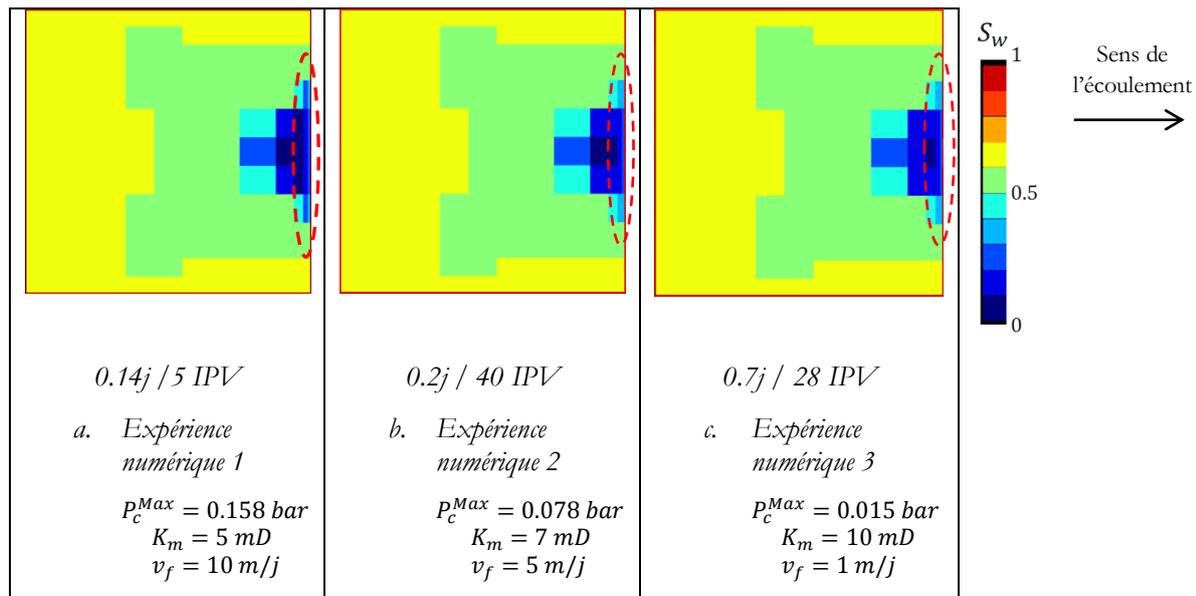


Figure 55 Etat de la saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de  $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^{-1}$

### Cartographie de la nature des échanges matrice-fractures

Suite aux différentes simulations et conclusions obtenues dans le cadre de ce test, une cartographie des différentes zones de domination des effets capillaires et visqueux a été établie (cf. Figure 56). Cette cartographie permet d'identifier la nature des échanges matrice-fractures à partir de la vitesse d'injection et de la pression capillaire maximale. Cette cartographie est valide pour le bloc matriciel entouré de fractures étudié dans le cadre de ce test de validation (cf. paragraphe VII.3.1). Elle reste utile pour des blocs matriciels de valeurs comparables de la taille du bloc et de la perméabilité équivalente du réseau de fractures (dans la direction de l'écoulement). Il suffit de restituer le même ordre de grandeur.

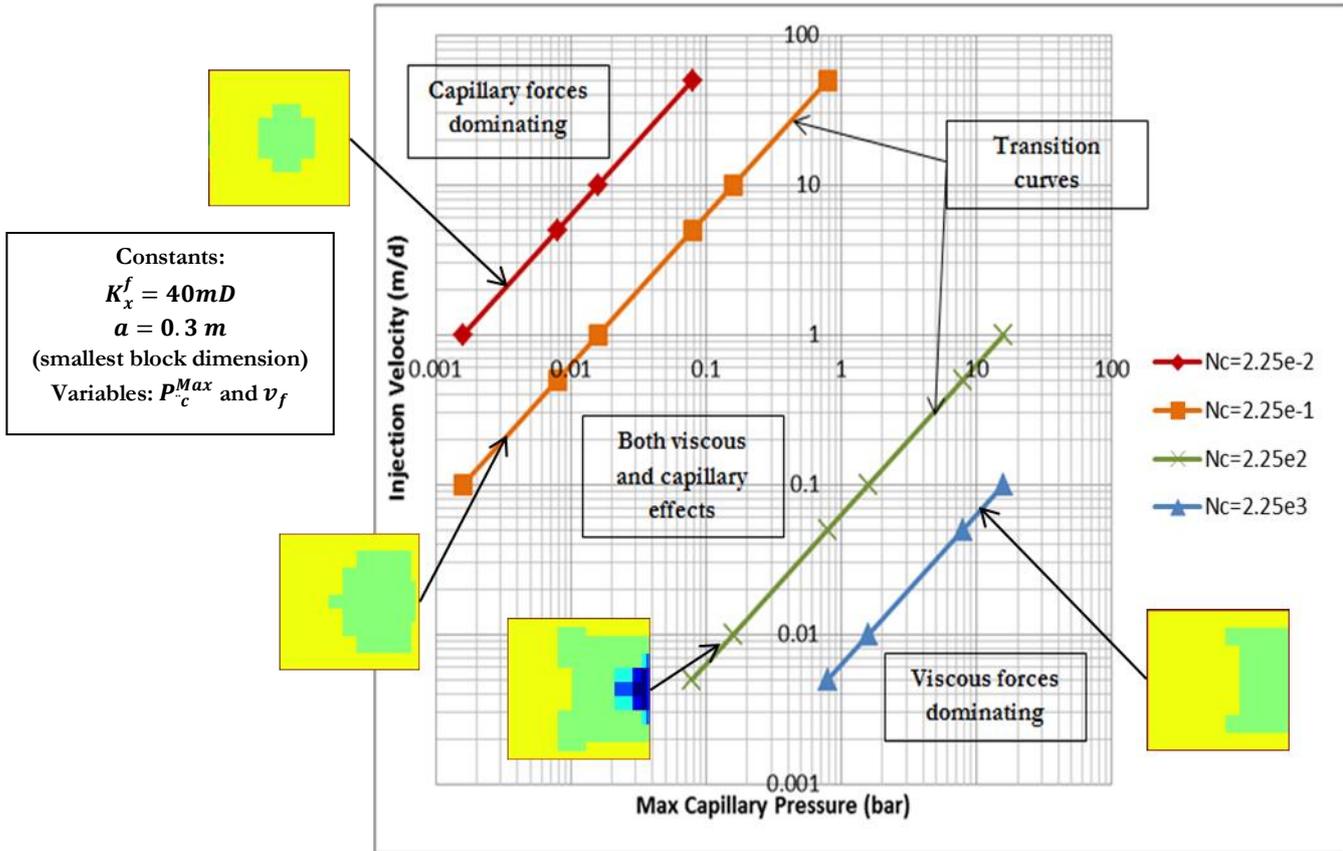


Figure 56 Une cartographie identifiant les différentes zones de dominances d'échanges matrice-fractures de nature capillaire, visqueuse ou mixte pour un bloc de petite dimension égale à 0.5 m et de perméabilité fracture équivalente dans le sens de l'écoulement (axe des X) égale à 40 mD

## VII.3.2 Sur cas test 2D d'un réservoir fracturé

### VII.3.2.1 Calcul du nombre capillaire matrice-fractures pour un réservoir fracturé

Pour calculer  $N_{C,mf}$  pour un réservoir fracturé, il suffit de calculer la perméabilité équivalente du réseau de fractures  $K_f^{eq}$  dans la direction d'écoulement, et prendre la petite dimension du bloc représentatif comme la dimension de bloc contraignante,  $a$ , dans la formulation (VII.13).

### VII.3.2.2 Tests effectués et résultats

La simulation d'injection d'eau (Paragraphe VI.3.2.1) appliquée au premier cas test 2D (cf. Figure 32) est reprise avec les mêmes conditions aux limites et les mêmes considérations numériques. On affecte à ce cas test, trois jeux de paramètres de manière à avoir trois valeurs de  $N_{C,mf}$  correspondant à trois comportements d'échanges matrice-fractures différents (cf. Tableau 17) : capillaires dominants ( $N_{C,mf} = 4.3 \cdot 10^3$ ), visqueux dominants ( $N_{C,mf} = 4.3 \cdot 10^{-2}$ ) et mixtes ( $N_{C,mf} = 4.3$ ). Les propriétés petrophysiques communes affectées aux blocs matriciels et aux fractures sont présentées sur le Tableau 12.

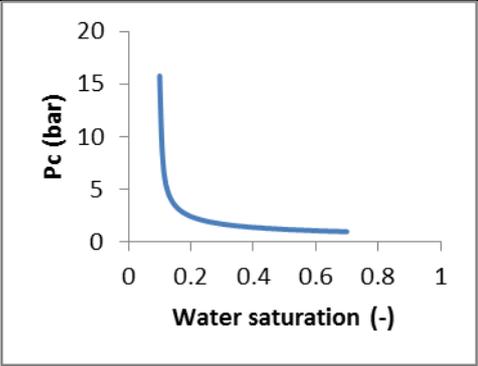
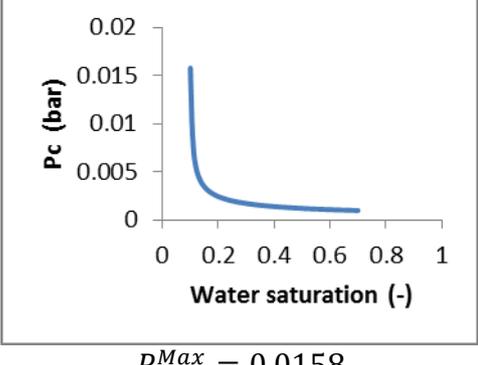
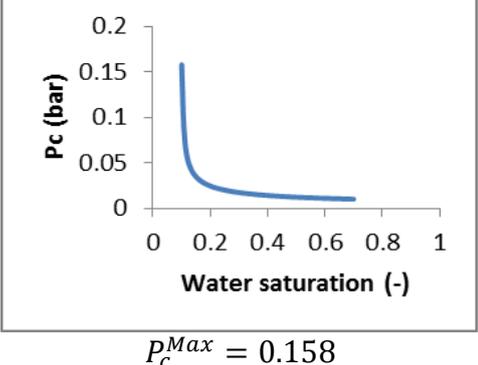
$P_c$ (bar)	$K_m$ (mD)	$v_f$ (m/j)	$N_{c,mf}$ (-)
 <p><math>P_c^{Max} = 15.8</math></p>	2	0.1	$4.3 \cdot 10^3$
 <p><math>P_c^{Max} = 0.0158</math></p>	10	10	$4,3 \cdot 10^{-2}$
 <p><math>P_c^{Max} = 0.158</math></p>	10	1	4,3

Tableau 17 Différents paramètres pétrophysiques choisis pour avoir trois valeurs de  $N_{c,mf}$  représentant trois comportements d'échanges matrice-fractures différents.

Les dimensions du bloc représentatif et les perméabilités équivalentes du réseau de fractures de ce cas test 2D ont été calculées dans le chapitre précédent (Tableau 4 et Tableau 6). Pour le calcul de  $N_{c,mf}$  on a considéré la perméabilité équivalente du DFN dans la direction X (direction de l'écoulement)  $K_X^f$  (=46,42 mD) et la plus petite dimension du bloc représentatif notée  $s_y$  (=0.306 m).

Les cartes de saturation en eau pour les trois jeux de paramètres différents sont présentées sur la Figure 57. Sur la Figure 57.a, l'eau pénètre dans le bloc de manière spontanée à partir de toutes les fractures l'entourant. Les échanges matrice-fractures sont dominés par l'imbibition. Ceci concorde avec la valeur de  $N_{c,mf}$  (=  $4.3 \cdot 10^3$ ) la correspondant. Sur la Figure 57.b, l'avancement

d'eau dans les blocs matriciels a lieu par effet piston (voir symboles noirs). Ce type d'écoulement caractérise la pénétration par effets visqueux. Ceci est en cohérence avec la valeur de  $N_{C,mf}$  ( $= 4.3 \cdot 10^{-2}$ ) lui correspondant. Sur la Figure 57.c, l'avancement d'eau dans les blocs matriciels a un caractère mixte entre avancement par effet piston et imbibition spontanée (voir l'intérieur des ellipses rouges). On constate que les forces capillaires et visqueuses contribuent à l'écoulement. Ceci est confirmé par une valeur de  $N_{C,mf}$  ( $= 4.3$ ) qui appartient à la plage des valeurs correspondant à des échanges matrice-fractures mixtes.

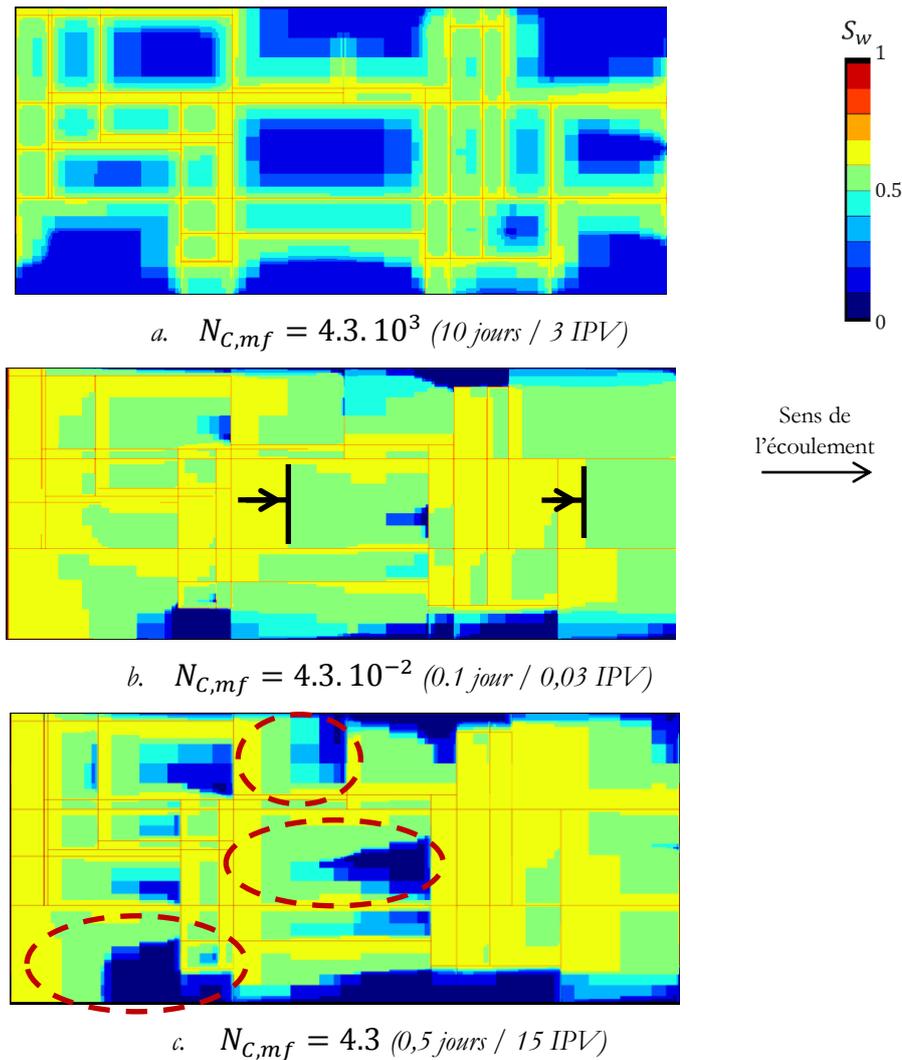


Figure 57 Evolution de la saturation dans le réservoir fracture suite à une injection d'eau à vitesse constante pour trois jeux de paramètres différents

## VII.4 Conclusions du chapitre

Une étude bibliographique exposant les différents travaux sur l'analyse dimensionnelle a été faite. Dans cette étude, ont été exposés les différents nombres adimensionnels d'usage courant et leurs

différentes utilités avec un focus sur le nombre capillaire dans un contexte d'écoulement diphasique.

Une analyse dimensionnelle adaptée à un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés a été menée. Cette analyse se base sur une expérience d'injection d'eau dans un bloc matriciel entouré de fractures, initialement saturé à l'huile. Elle a abouti à un nombre adimensionnel dépendant de la perméabilité équivalente du réseau de fractures, de la vitesse d'injection, de la pression capillaire maximale et de la plus petite dimension du bloc. Ce nombre adimensionnel est noté le nombre capillaire matrice-fractures. Pour des valeurs supérieures à  $10^2$  les forces capillaires dominent les échanges entre le bloc matriciel et les fractures les entourant. Pour des valeurs inférieures à  $10^{-1}$  ce nombre capillaire indique que les échanges sont dominés par les effets des forces visqueuses.

En pratique, ce nombre adimensionnel permet d'identifier -dans une phase de récupération d'huile améliorée par injection du mélange eau-polymère- si les échanges matrice-fractures seront dominés par des effets visqueux ou des effets capillaires. On évite ainsi de nombreuses simulations et manipulations au laboratoire ou du moins on les planifiera à bon escient.

Pour valider le nombre capillaire matrice-fractures, des simulations numériques d'injection d'eau ont été effectuées sur le bloc matriciel entouré de fractures et sur un cas test 2D d'un réservoir fracturé. Les différentes simulations ont donné une nature d'échanges matrice fractures en cohérence avec la valeur du nombre adimensionnel  $N_{C,mf}$ . Différentes simulations sur un modèle présentant un nombre capillaire égal mais des propriétés pétrophysiques différentes ont témoigné des échanges matrice-fractures de même nature. Pour les tests effectués, on a pu vérifier que même pour différents jeux de paramètres pétrophysiques, en cas d'égalité du nombre capillaire, la nature des forces dominant les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures est la même.

# Chapitre VIII. Méthodologie de mise à l'échelle

Les simulations fines d'écoulement diphasique dans les réservoirs fracturés effectuées sur un modèle DFM sont très coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire. De plus la présence de fractures dans un milieu matriciel hétérogène ayant des perméabilités d'un ou deux ordres de grandeurs plus faibles que la perméabilité des fractures augmente les difficultés de maillage et de résolution numérique du fait d'un mauvais conditionnement des systèmes linéaires issus de la discrétisation des équations de l'écoulement. Pour ces raisons, l'utilisation de modèles double milieux sur des grilles mises à l'échelle est courante.

Dans le cadre de cette thèse, une méthodologie de détermination du bloc équivalent a été mise en place. Un aperçu bibliographique des méthodes utilisées pour calculer le tenseur équivalent des perméabilités du DFN a été présenté.

En utilisant ces résultats, la mise à l'échelle des propriétés diphasiques va être abordée. Un workflow de mise à l'échelle de l'écoulement diphasique en considérant des échanges matrice-fractures dominés par les forces visqueuses est proposé. Le nombre adimensionnel mis en place suite à une analyse dimensionnelle effectuée dans le cadre de cette thèse sera utilisé comme indicateur de la nature des échanges matrice-fractures.

## VIII.1 Méthodologie de mise à l'échelle

### VIII.1.1 Objectif du workflow de mise à l'échelle

L'objectif du workflow de mise à l'échelle proposé est de passer d'un modèle DFM simple milieu contenant des hétérogénéités à l'échelle d'une maille réservoir à un modèle double milieu entièrement mis à l'échelle (cf. Figure 58) qui reproduit au mieux le comportement du modèle d'origine. Dans le cadre d'une étude réservoir, cette mise à l'échelle devra être effectuée en toute rigueur pour chaque maille réservoir, ce qui peut rester extrêmement coûteux. Des solutions d'échantillonnage de mailles, de krigeage pourront être envisagées afin d'obtenir de meilleures performances mais ces solutions ne seront pas abordées dans ce document.

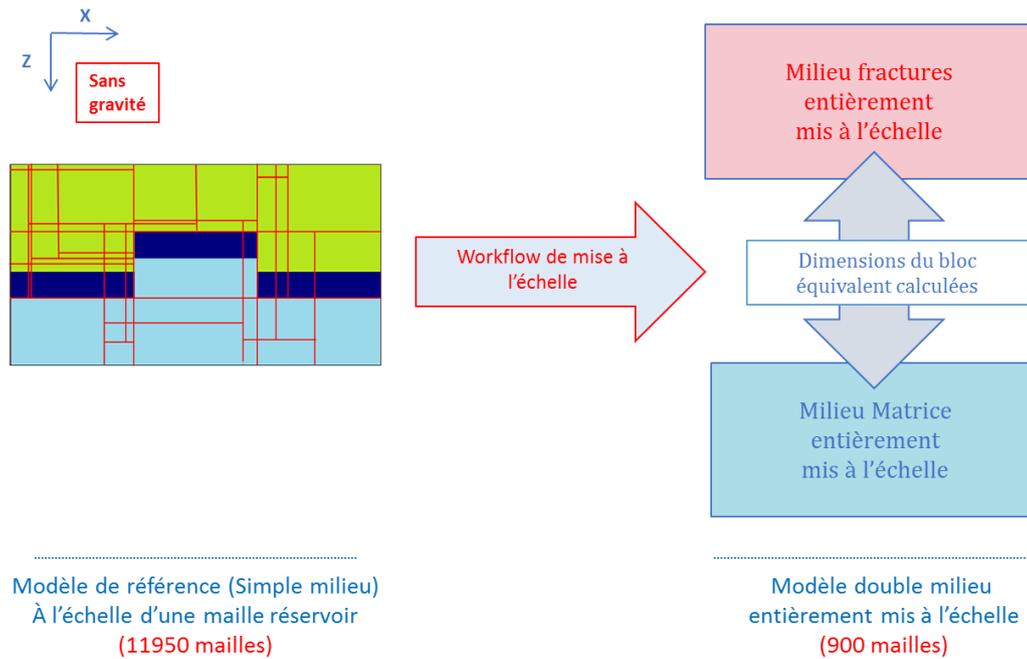


Figure 58 Schéma expliquant l'objectif du workflow de mise à l'échelle proposé dans le cadre de cette thèse

## VIII.1.2 Workflow de mise à l'échelle

Les différentes étapes du workflow de mise à l'échelle, proposé dans le cadre de cette thèse sont présentées sur la Figure 59. Les entrées et les sorties de chacune des étapes sont indiquées. Il est important de rappeler que ce workflow est spécifique au cas d'écoulement diphasique eau-huile dans un contexte d'échanges matrice-fractures dominés par les effets visqueux. Ainsi, avant d'appliquer le workflow, il est recommandé de s'assurer que le nombre capillaire matrice-fractures  $N_{cmf}$ , déterminé dans le cadre de cette thèse (Chapitre VII), calculé sur le modèle à mettre à l'échelle, ait un ordre de grandeur inférieur à  $10^{-2}$  (voir section VII.3.1.2).

Le workflow de mise à l'échelle repose sur un découplage partiel entre le réseau de fractures et le milieu matrice. En effet, le réseau de fractures est mis à l'échelle indépendamment du comportement ou des propriétés du milieu matrice (étape 1). Pour quantifier les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures (calcul du terme d'échange), les dimensions du bloc équivalent sont calculées en utilisant la méthode OBS (étape 2). La mise à l'échelle du milieu matrice (étape 4) fait intervenir une simulation double milieu avec un milieu matrice finement discrétisé (étape 3) pour tenir compte des interactions entre le milieu fractures et les différents facies. Dans ce paragraphe les différentes étapes du workflow de mise à l'échelle sont détaillées.

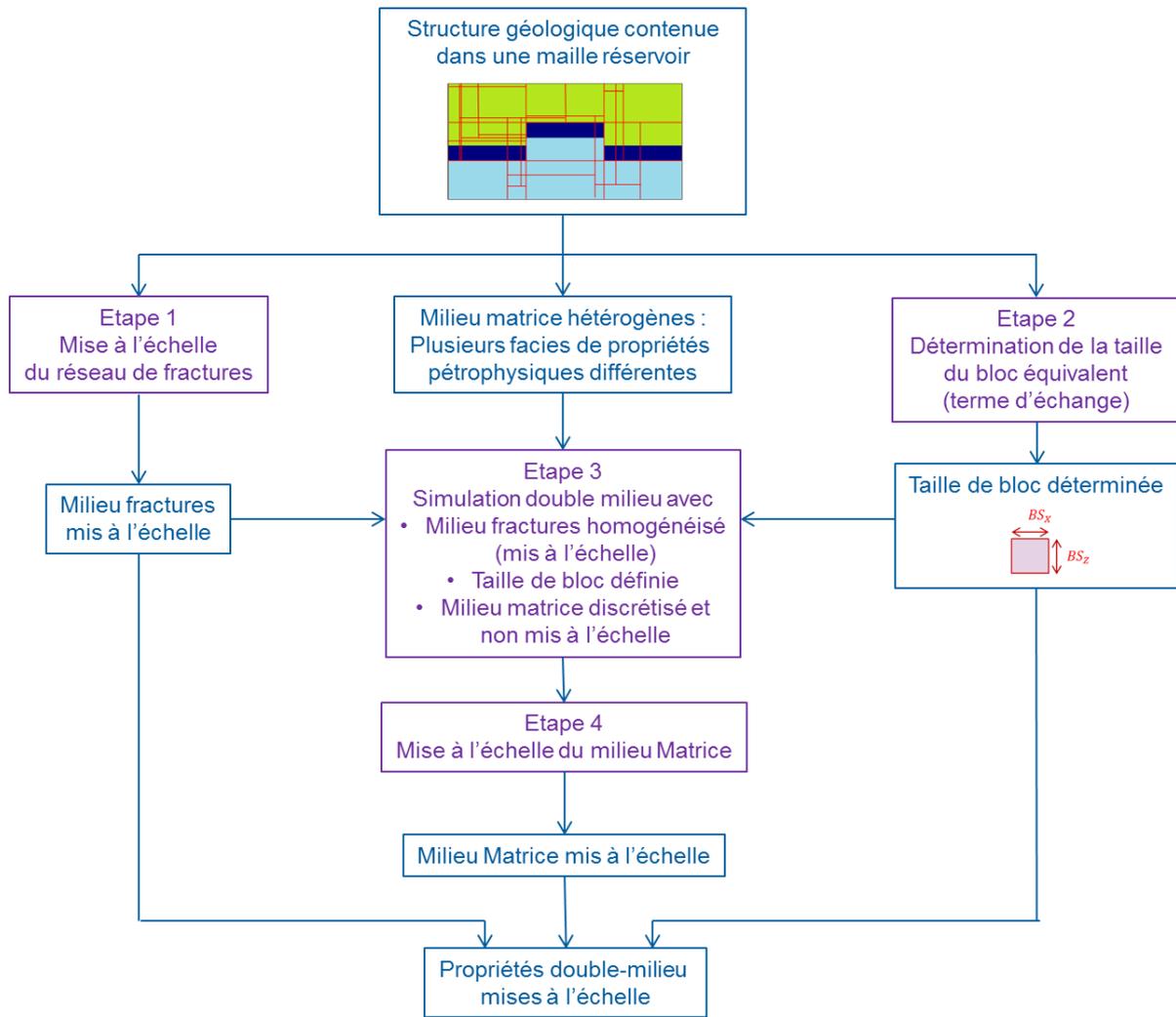


Figure 59 Schéma de l'organisation des différentes étapes du workflow de mise à l'échelle d'un écoulement diphasique eau-huile dans un réservoir fracturé pour un contexte d'échanges matrice-fractures dominés par les effets visqueux

### VIII.1.2.1 Etape 1 : Mise à l'échelle du milieu fractures

La mise à l'échelle du milieu fractures consiste à déterminer les perméabilités équivalentes dans les directions principales d'écoulement et à calculer la porosité fracture équivalente. Les perméabilités équivalentes dans les directions principales d'écoulement peuvent être calculées en utilisant les méthodes numériques basées sur des simulations d'écoulement [138] ou les méthodes analytiques [139]. La détermination de la porosité équivalente est basée sur l'égalité des volumes poreux (paragraphe VI.3.2.3). Les perméabilités relatives et les pressions capillaires du réseau de fractures ne sont pas mises à l'échelle dans le cadre de cette thèse. Elles seront affectées au modèle double-milieu telles qu'elles étaient attribuées aux mailles fractures du modèle DFM simple milieu ( $k_r$  en croix et  $P_C$  nulles). Ceci est rendu possible par le fait que les  $K_r$  et  $P_C$  de toutes les fractures sont supposés identiques.

### ***VIII.1.2.2 Etape 2 : Détermination des dimensions du bloc équivalent (terme d'échange)***

Les dimensions du bloc équivalent sont calculées en utilisant la méthode OBS développée dans le cadre de cette thèse. Les hypothèses et le développement mathématique de la méthode sont présentés dans le paragraphe VI.2. Le bloc équivalent déterminé en utilisant cette méthode est orienté selon les directions principales d'écoulement.

### ***VIII.1.2.3 Etape 3 : Simulation double porosité avec matrice discrétisée***

#### **Objectif de cette étape**

L'objectif de la simulation double porosité avec grille matrice discrétisée est de caractériser l'évolution de la saturation par faciès et de manière globale. Cette étape permet de tenir compte des interactions entre les différents faciès matriciels avec le milieu fractures avec des temps de simulations acceptables (avantage lié à l'utilisation d'un modèle double milieu). Cette caractérisation pourrait être obtenue via une simulation fine DFM. Cependant, la simulation DFM est très coûteuse en temps de calcul et donc inenvisageable en routine. D'où l'idée de la remplacer par la simulation double milieu avec milieu matrice discrétisé qui fournit le résultat recherché tout en étant beaucoup moins coûteuse en temps de calcul.

#### **Output de cette étape**

L'output principal de cette simulation est un tableau caractérisant l'évolution de la saturation en eau dans le milieu matrice globalement et dans chacun des faciès séparément (dans notre cas d'étude deux faciès). Ce tableau sert d'inputs à l'étape suivante qui est la mise à l'échelle du milieu matrice.

#### **Description de la simulation à effectuer**

Un modèle double milieu est créé conservant la structure géologique sur laquelle la méthodologie de mise à l'échelle est appliquée. D'un côté, le milieu matrice conserve sa discrétisation fine. Les différents faciès contenant différentes propriétés  $\gamma$  sont caractérisés. De l'autre côté, le réseau de fractures est entièrement mis à l'échelle et les dimensions du bloc équivalent sont déterminées (étapes 1 et 2). L'expérience numérique et les conditions aux limites sont identiques à celles appliquées au modèle fin de référence. Sur la Figure 60, on présente un exemple de simulation double porosité avec matrice discrétisée pour le cas d'une injection d'eau à vitesse constante dans une structure géologique initialement saturée à l'huile.

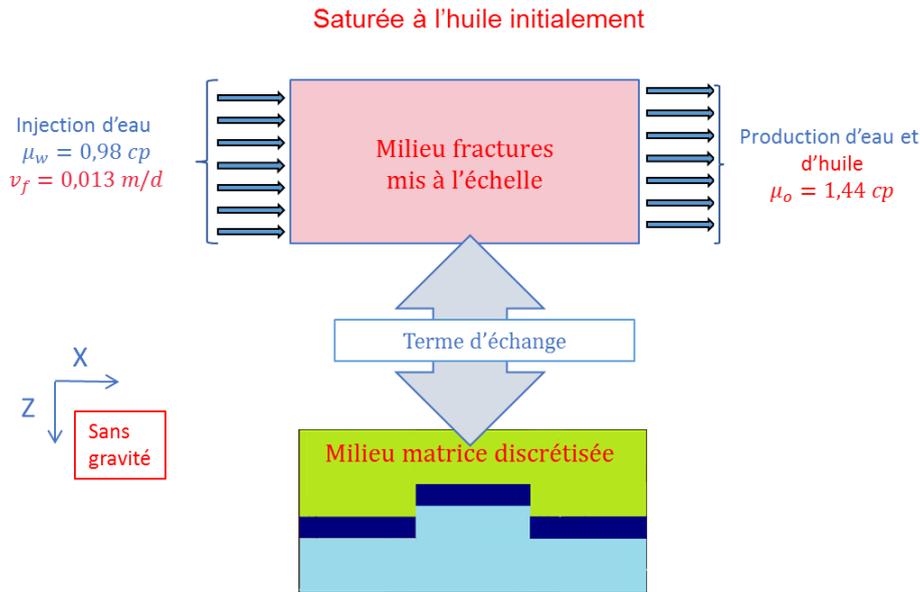


Figure 60 Exemple de simulation double milieu avec grille matrice discrétisée pour le cas d'une injection d'eau à débit constant

### Grille utilisée

La grille du milieu fractures présente des mailles identiques dont les propriétés sont celles obtenues lors de la mise à l'échelle du réseau de fractures. Le milieu matrice est discrétisé de manière à conserver son hétérogénéité à cette étape du workflow. Ainsi les mailles matrice du modèle double milieu dit discrétisé possèdent les propriétés des faciès présents dans celle-ci. Seule une porosité équivalente est calculée par faciès de manière à tenir compte de l'absence des fractures dans les cellules de la grille matrice et s'assurer de la conservation du volume poreux. La porosité affectée aux mailles matrices (du modèle double milieu) d'un faciès  $i, i = 1; 2$  est calculée classiquement comme suit :

$$\phi_i = \frac{V_{\phi i \text{ total}}}{V_{i \text{ total}}}, i = 1; 2 \quad (\text{VIII.1})$$

$V_{\phi i \text{ total}}$  est le volume poreux total du faciès  $i$  dans le modèle de référence (ie. en présence du réseau de fractures).  $V_{i \text{ total}}$  est le volume total occupé par le faciès  $i$  dans le modèle double porosité (à matrice discrétisée).

#### VIII.1.2.4 Etape 4 : Mise à l'échelle du milieu matrice

Pour mettre à l'échelle le milieu matrice, trois paramètres équivalents sont à calculer : la porosité, la perméabilité absolue et les perméabilités relatives. Dans ce qui suit, les différentes étapes de calcul de chaque propriété sont précisément décrites.

### La porosité équivalente

La porosité équivalente est calculée pour assurer l'égalité du volume poreux entre le milieu matrice équivalent mis à l'échelle et le milieu matrice du modèle simple milieu de référence. Seuls les facies 1 et 2 ont contribué à l'écoulement dans les blocs matriciels. Les bancs d'argiles, étant fortement imperméables, ne contribueront pas à la porosité équivalente. La porosité équivalente du milieu matrice mis à l'échelle est donnée par l'expression suivante :

$$\phi_{eq}^m = \frac{V_{\phi 1} + V_{\phi 2}}{V_{total}} \quad (\text{VIII.2})$$

$V_{\phi i}, i = 1; 2$  est le volume poreux occupé par le facies  $i$  dans le modèle de référence.

$V_{total}$  est le volume total occupé par toutes les mailles de la grille matrice du modèle double milieu.

### La perméabilité équivalente

Dans notre méthodologie, il est impératif de formuler la perméabilité équivalente à partir d'une formule analytique liant les perméabilités des différents facies. Dans cette partie de la thèse, on a recours à la méthode de Deutsch [64]. Ce choix est motivé par le fait cette méthode caractérise bien les milieux stratifiés. L'application de cette méthode consiste à moyenner sur deux étapes, les perméabilités des facies existant dans le milieu matriciel. Toutes les moyennes sont pondérées par les volumes des facies ou les volumes des compartiments de facies pris en compte par la moyenne. Pour calculer la perméabilité dans une direction précise (direction X par exemple, cf. Figure 61), on suppose qu'un écoulement a lieu dans cette direction. Dans la direction perpendiculaire à l'écoulement on procède à une moyenne arithmétique. Dans la direction de l'écoulement, on procède à une moyenne harmonique de toutes les moyennes arithmétiques obtenues.

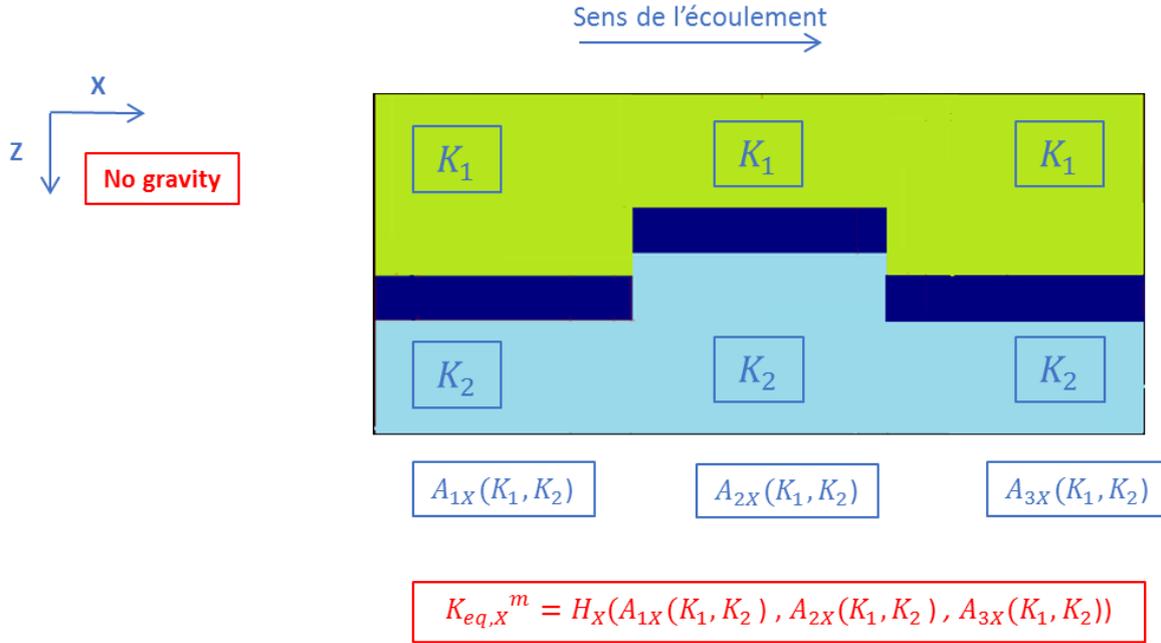


Figure 61 Calcul de la perméabilité équivalente du milieu matriciel dans la direction X

Après avoir appliqué la méthode de Deutsch sur le milieu matrice du modèle simulé (cf. Figure 61), la perméabilité équivalente obtenue dans la direction X est donnée par la formule suivante :

$$K_{X,eq}^m = H_X(A_{1X}(K_1, K_2), A_{2X}(K_1, K_2), A_{3X}(K_1, K_2)) \quad (\text{VIII.3})$$

On désigne par  $H_X$  une moyenne harmonique selon la direction X et par  $A_X$  une moyenne arithmétique verticalement à la même direction.

Dans la direction Z, le même calcul est fait et la perméabilité matrice équivalente est donnée par la formule suivante :

$$K_{Z,eq}^m = H_Z(A_{1Z}(K_1, K_2), A_{2Z}(K_1, K_2), A_{3Z}(K_1, K_2)) \quad (\text{VIII.4})$$

Ces deux relations, étant exclusivement fonctions des deux perméabilités  $K_1$  et  $K_2$  des deux facies 1 et 2, seront notées dans la suite  $f_X^K(K_1, K_2)$  et  $f_Z^K(K_1, K_2)$

$$f_X^K(K_1, K_2) = K_X^m = H_X(A_{1X}(K_1, K_2), A_{2X}(K_1, K_2), A_{3X}(K_1, K_2)) \quad (\text{VIII.5})$$

$$f_Z^K(K_1, K_2) = K_Z^m = H_Z(A_{1Z}(K_1, K_2), A_{2Z}(K_1, K_2), A_{3Z}(K_1, K_2)) \quad (\text{VIII.6})$$

### Les perméabilités relatives mises à l'échelle

L'idée principale de cette partie est d'utiliser une relation analytique liant les perméabilités relatives des deux facies à la perméabilité relative mise à l'échelle. Cette étape fait appel au résultat

de la simulation double porosité avec matrice discrétisée, qui est une étape incontournable de cette méthodologie.

Comme ce workflow de mise à l'échelle est appliqué dans un contexte d'écoulement dominé par les effets visqueux, donc, selon l'hypothèse de Buckley et Leverett [171], le front d'eau avance avec une vitesse constante dans les blocs matriciels des deux facies. Comme en plus, les effets gravitaires sont négligeables, aucune communication verticale n'est susceptible d'avoir lieu entre les blocs. Ces considérations justifient le recours à la formule analytique de Deutsch [64] utilisée pour calculer la perméabilité équivalente tout en remplaçant les perméabilités absolues par des perméabilités effectives.

Dans le cas d'un écoulement dans la direction X, c'est la relation  $f_X^K$  qui est employée (relation VIII.5). Les perméabilités effectives  $K_i k_{r\alpha}^{Fi}$  ( $\alpha = o, w$ ) remplacent les perméabilités absolues  $K_i$ . De la même manière, la perméabilité équivalente  $K_{Xeq}^m$  est remplacée par  $K_{Xeq}^m k_{r\alpha ups}^m$  qui correspond à la perméabilité effective mise à l'échelle. Après développement, la relation entre la perméabilité relative mise à l'échelle  $k_{r\alpha ups}^m$  et les perméabilités relatives de chaque facies et pour chaque phase  $\alpha$  ( $\alpha = o, w$ ) est la suivante :

$$k_{r\alpha ups}^m = \frac{1}{K_{Xeq}^m} f_X^K (K_1 k_{r\alpha}^{F1}, K_2 k_{r\alpha}^{F2}) \quad (\text{VIII.7})$$

Dans cette relation, la perméabilité relative mise à l'échelle  $k_{r\alpha ups}^m$  évolue en fonction de la saturation en eau dans le milieu matrice global. Parallèlement, la perméabilité relative  $k_{r\alpha}^{Fi}$  d'un facies  $i$ , ( $i = 1,2$ ) évolue avec la saturation en eau dans ce facies. Cette dynamique dépend du milieu matrice, du réseau de fracture et de l'historique de l'écoulement dans la structure géologique pour les conditions aux limites et initiales imposées.

Ainsi, pour calculer correctement la perméabilité relative mise à l'échelle  $k_{r\alpha ups}^m$  en se servant de la relation (VIII.7), il suffit d'avoir les valeurs des saturations en eau  $S_w^{Fi}$  des deux facies  $i$ , ( $i = 1,2$ ) correspondant à chaque valeur de saturation en eau  $S_w^m$  dans le milieu matrice global. Cette information n'est autre que la donnée de sortie de la simulation double porosité avec milieu matrice discrétisé (cf. Figure 62) tout en imposant des conditions aux limites et initiales reproduisant la dynamique de l'écoulement dans la structure géologique contenue dans la maille réservoir à mettre à l'échelle.

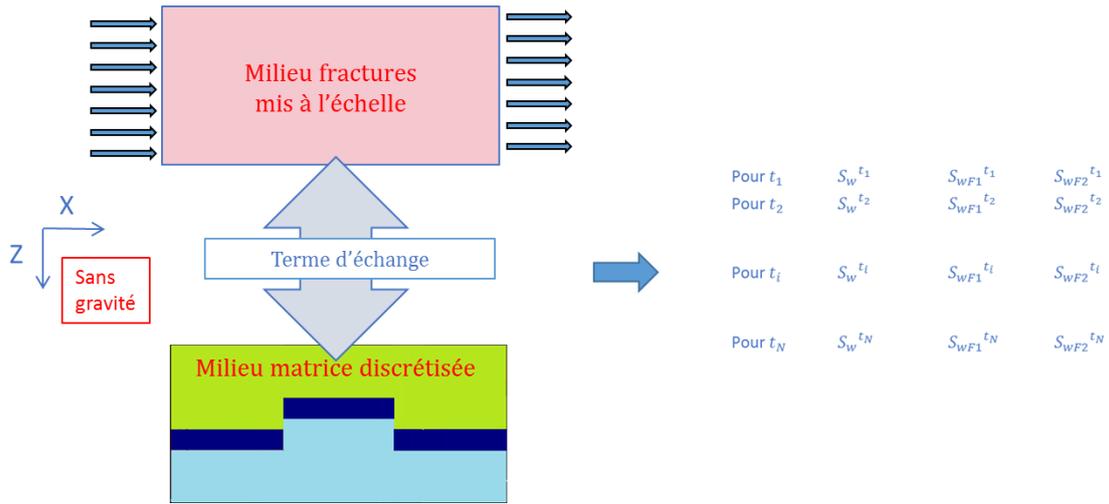


Figure 62 Output de la simulation double milieu à matrice discrétisée

Ainsi pour chaque triplet  $(S_w^m; S_w^{F1}; S_w^{F2})$ ,

$$k_{r\alpha ups}^m(S_w^m) = \frac{1}{K_{Xeq}^m} f_X^K(K_1 k_r^{\alpha F1}(S_w^{F1}), K_2 k_r^{\alpha F2}(S_w^{F2})); \alpha = o, w \quad (VIII.8)$$

## VIII.2 Validation du workflow de mise à l'échelle

### VIII.2.1 Premier cas test

Il s'agit d'une section 2D verticale d'un réservoir fracturé (cf. Figure 63). Cette section fait 30 m selon X et 15 m selon Z à l'échelle d'une maille réservoir. Elle traverse deux faciès différents séparés par des barrières argileuses épaisses très faiblement perméables (perméabilité proche de zéro). Le réseau de fractures est généré statiquement à partir d'une carte de densité [6]. Ce réseau de fractures est par la suite nettoyé de manière à ne présenter aucun bras morts.

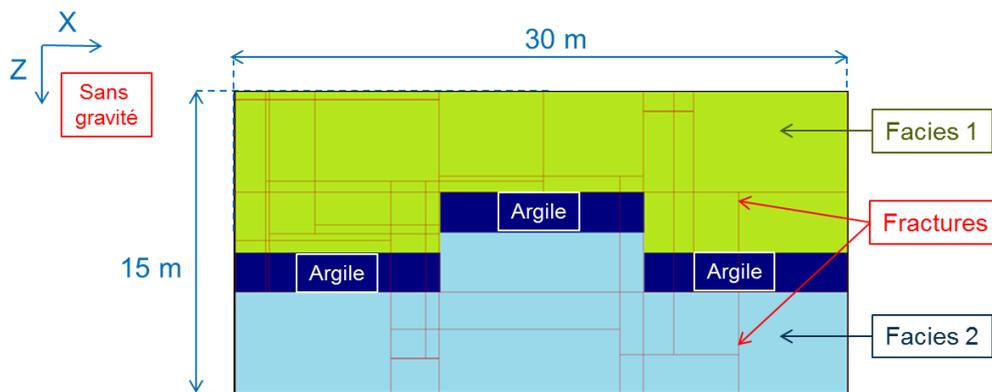


Figure 63 Premier cas test : section 2D à l'échelle d'une maille réservoir avec un réseau de fractures et aléatoire

### VIII.2.1.1 Simulation fine de référence

#### Propriétés pétrophysiques

Le milieu matrice est constitué de deux faciès et de bancs d'argile. Les perméabilités, les perméabilités relatives et les porosités sont définies par faciès. Le Tableau 18 présente les propriétés pétrophysiques affectées aux trois faciès du milieu matrice. La perméabilité matrice du faciès 2 est trois fois plus importantes que celle du faciès 1. La saturation interstitielle en eau  $S_{wi}$  et la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  affectées aux deux faciès réservoirs sont différentes. Les intervalles d'écoulement  $[S_{wi}, S_{or}]$  des deux faciès réservoirs sont décalés de manière à créer un niveau supplémentaire de difficulté lors de la mise à l'échelle de l'écoulement diphasique eau-huile.

Les pressions capillaires sont supposées nulles. Etant donné que les effets gravitaires sont également négligés, seuls les effets visqueux contribuent à l'écoulement et pourront être de cette manière étudiés. Ces choix de propriétés permettent donc de se consacrer uniquement à la mise à l'échelle des perméabilités relatives. Les bancs d'argile ne contribuent pas à l'écoulement car ils sont faiblement perméables. Ils jouent simplement le rôle de barrières à l'écoulement que la mise à l'échelle devra arriver à restituer.

	Faciès 1	Faciès 2	Faciès 3
$\phi$ (-)	0,275	0,32	Nulle
K (mD)	0,329	1,036	Nulle
Perméabilités relatives $k_r$ (-)			Perméabilités relatives nulles
Pression capillaire $P_c$ (bar)	Pression capillaire nulle		

Tableau 18 Propriétés pétrophysiques attribuées aux faciès du milieu matrice

Toutes les fractures ont les mêmes propriétés géologiques et pétrophysiques. Les fractures ont une ouverture de 2mm et une perméabilité de 10 D. Afin de faciliter l'étape de maillage et la résolution numérique, elles sont modélisées avec une ouverture de 2 cm et une perméabilité 1 D

(la conservation du flux est ainsi assuré). Le Tableau 19 contient les paramètres pétrophysiques des fractures du DFN.

$\phi$ (-)	K (mD)	Perméabilités relatives $k_r$ (-)	Pression capillaire
1	1000 mD		Nulle

Tableau 19 Propriétés pétrophysiques affectées aux fractures du DFN

### Expérience numérique

Le cas test est saturée initialement à l'huile. On injecte de l'eau (Waterflooding) et on produit de l'eau et de l'huile (cf. Figure 64). Les conditions aux limites appliquées sont : un débit imposé (condition de Neumann) du côté ouest, une pression imposée (condition de Dirichlet) du côté est et un flux nul sur les bordures hautes et basses. Les paramètres numériques sont identiques à ceux présentés dans le paragraphe VI.3.2.1.

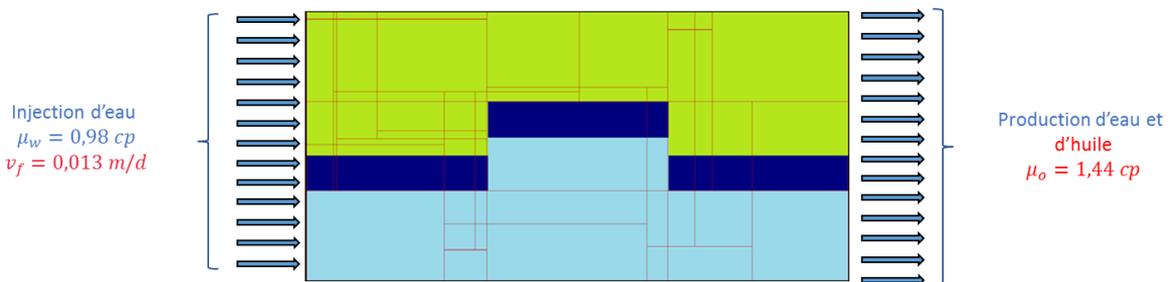


Figure 64 Expérience numérique d'injection d'eau sur le premier cas test

### Résultats en carte de saturations

Sur la Figure 65 les cartes d'évolution de la saturation en eau dans le cas test suite à une simulation d'écoulement diphasique sont présentées. L'eau avance plus rapidement dans le réseau de fractures tandis que les échanges matrice-fractures sont plus lents. Comme attendu en absence de tout effet de forces capillaires ou gravitaires, la pénétration de l'eau se fait principalement par effets piston.

La pénétration de l'eau dans le faciès 2 (faciès au-dessous des bancs d'argile) est plus rapide que dans le faciès 1 (cf. Figure 65). En effet, la perméabilité du faciès 2 (=1,036 mD) est environ 3 fois plus importante que celle du faciès 1 (=0.395 mD).

L'hétérogénéité du milieu matrice, la présence des barrières argileuses, auxquelles s'ajoute un contraste dynamique entre la matrice et les fractures illustrent la complexité de l'écoulement qu'il faut mettre à l'échelle dans ce type de modèles de réservoirs fracturés.

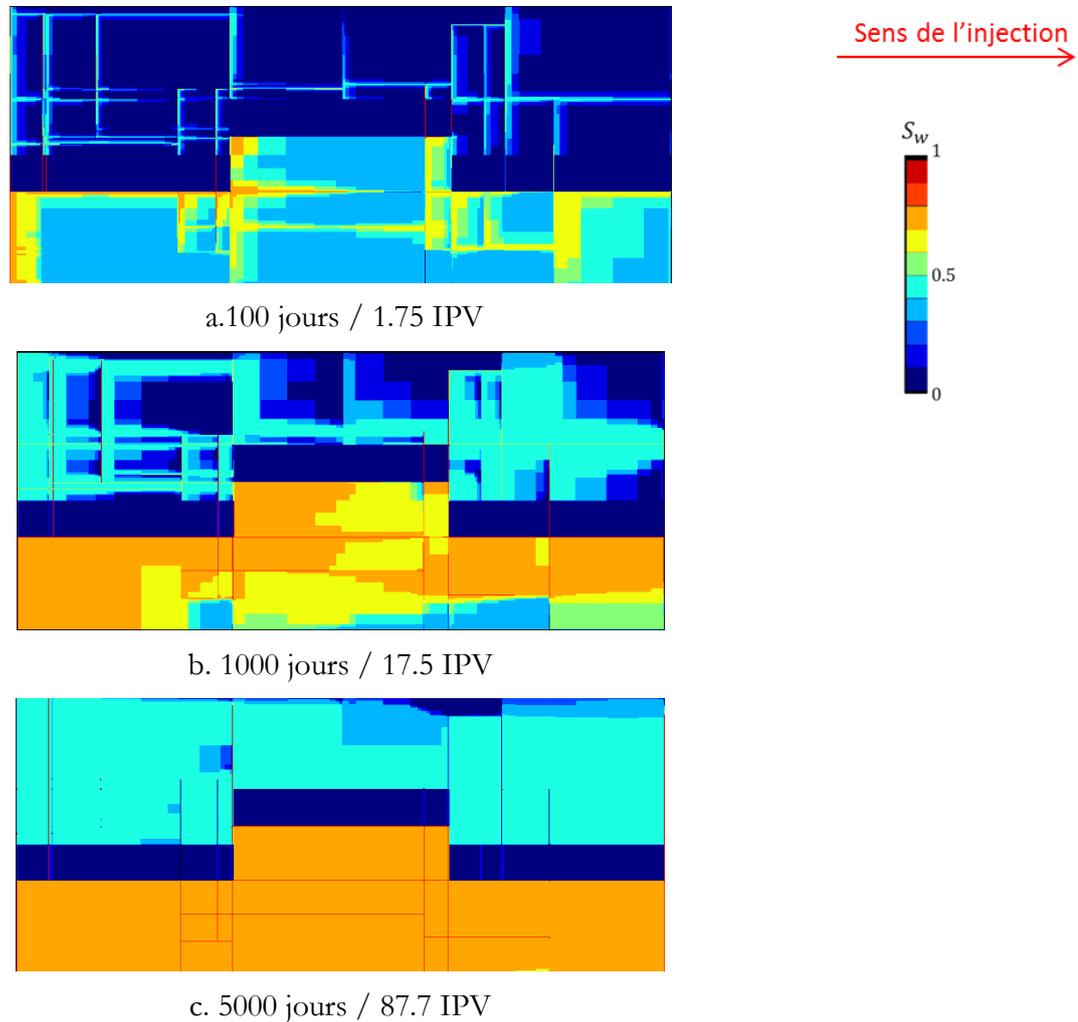


Figure 65 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau dans le premier cas test

### VIII.2.1.2 Mise à l'échelle et simulation double milieu

Dans cette partie, on applique le workflow de mise à l'échelle au premier cas test (cf. Figure 63). Les résultats obtenus aux différentes étapes sont présentés. Les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle sont analysées et interprétées.

Après avoir mis à l'échelle les propriétés du cas test simulé, une simulation double porosité avec les propriétés mises à l'échelle est effectuée en guise de validation. Les courbes de taux de récupération des simulations double porosité avec matrice discrétisée (étape intermédiaire) et mise à l'échelle sont comparées à la simulation de référence.

### Propriétés équivalentes

La géométrie du réseau de fractures du cas test présenté (cf. Figure 63) indique que les directions principales d'écoulement sont X et Z. La mise à l'échelle du milieu fractures consiste à déterminer les perméabilités équivalentes dans les directions principales d'écoulement et à calculer la porosité fracture équivalente. Les perméabilités équivalentes dans les directions principales d'écoulement sont calculées en utilisant les méthodes numériques basées sur des simulations d'écoulement dans le réseau de fractures (paragraphe VI.3.2.3).

Les propriétés équivalentes calculées sur le milieu fractures et le milieu matrice sont présentées respectivement sur le Tableau 20 et le Tableau 21. Les dimensions du bloc équivalent calculées en utilisant la méthode OBS sont présentées sur le Tableau 22.

$\phi_{eq}^f$	$K_{X eq}^f (mD)$	$K_{Z eq}^f (mD)$
0,012	4,7	6,2

Tableau 20 Propriétés équivalentes du milieu fractures du premier cas test

$\phi_{eq}^m$	$K_{X eq}^m (mD)$	$K_{Z eq}^m (mD)$
0,25	0,56	0,4

Tableau 21 Propriétés équivalentes du milieu matrice du premier cas test

$S_X (m)$	$S_Z (m)$
3,6	3,06

Tableau 22 Dimensions du bloc équivalent du premier cas test

### Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle

Sur la Figure 66, sont représentées les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow. Les perméabilités relatives maximales mises à l'échelle sont plus proches de celles du facies 2. Comme la perméabilité absolue du facies 2 est trois fois plus importante que celle du facies 1, le facies 2 domine légèrement l'écoulement.

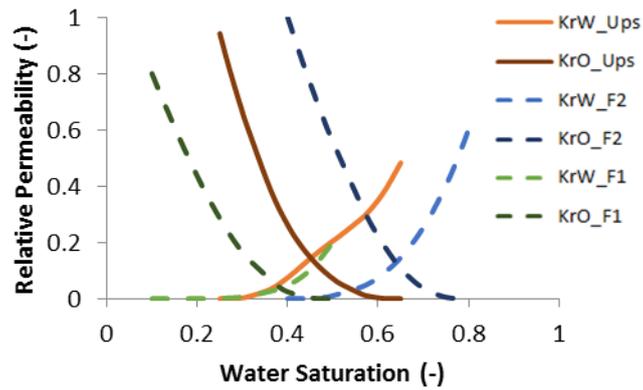


Figure 66 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour la simulation d'écoulement (cf. Figure 64)

### Courbes de taux de récupération

Sur la Figure 67, la courbe de taux de récupération de la simulation double porosité avec matrice discrétisée (courbe bleue) est proche de celle de la simulation fine de référence (points noirs). Le réseau de fractures semble être correctement homogénéisé ainsi que la taille de bloc.

Sur la même figure, la courbe de taux de récupération de la simulation double porosité mise à l'échelle (courbe rouge) cale quasi parfaitement celle de la simulation double porosité avec matrice discrétisée (courbe bleue). Ceci prouve que la technique de mise à l'échelle du milieu matrice employée dans le cadre de cette méthodologie n'a pas ajouté d'erreur supplémentaire par rapport à l'approche double milieu sur matrice discrétisée.

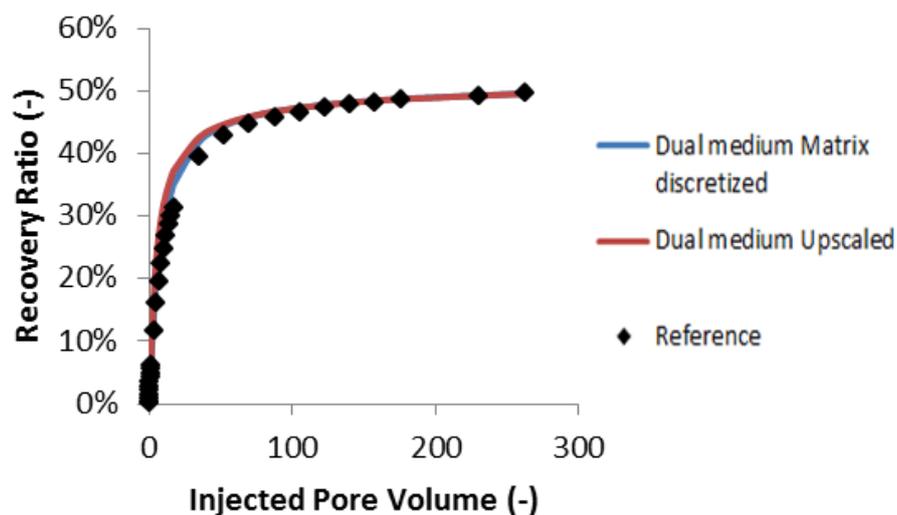


Figure 67 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu grossières avant et après mise à l'échelle du milieu matrice

### VIII.2.1.3 Analyse de sensibilité sur le sens de l'écoulement

Sur le premier cas test 2D du réservoir fracturé (cf. Figure 63), l'existence des barrières argileuses est susceptible d'influencer l'écoulement. Quand l'injection d'eau est effectuée selon la direction X, le workflow de mise à l'échelle a donné des résultats satisfaisants. Or, la disposition des barrières indique que l'écoulement dans la direction Z est plus complexe à étudier, car ces bancs d'argile sont positionnés de sorte à s'opposer entièrement à l'écoulement dans le milieu matrice dans cette direction. Dans ce paragraphe, on teste le comportement du workflow suite à une injection dans la direction Z.

#### Manipulation

Une simulation numérique d'injection d'eau (quand le modèle est initialement saturé à l'huile) est appliquée au même cas test. Pour cette manipulation, l'injection d'eau est effectuée, à débit constant, en bas et la production d'eau et d'huile est effectuée, à pression imposée, en haut (cf. Figure 68). Les flux sont nuls sur les bordures est et ouest. L'écoulement est selon la direction Z et les effets gravitaires sont négligés.

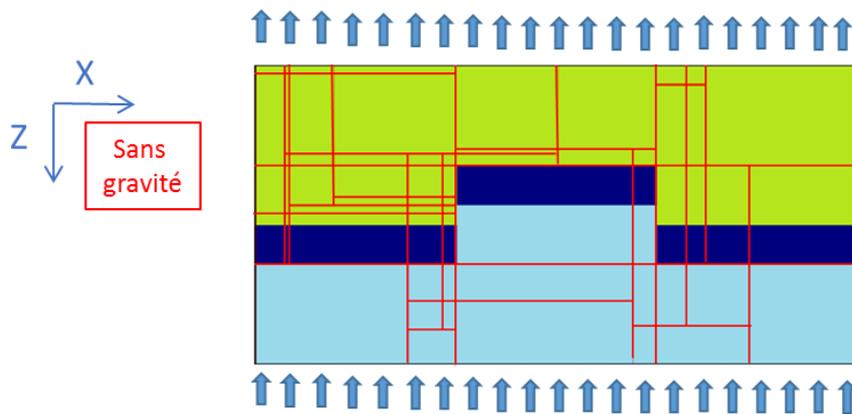


Figure 68 Expérience numérique d'injection d'eau dans la direction Z dans le premier cas test

#### Résultats en Carte de saturations

Les cartes d'évolution de saturation en eau dans le cas test, suite à une simulation d'injection d'eau dans la direction Z sont affichées sur la Figure 69. L'eau avance rapidement dans les fractures déclenchant des échanges entre les blocs matriciels et les fractures les entourant. Le réseau de fracture contrôle l'écoulement et les échanges dans le réservoir.

Pour arriver à partiellement saturer en eau le réservoir, il a fallu injecter environ 175 volumes poreux, soit deux fois le nombre de volumes poreux injectés pour saturer le réservoir dans le cas d'une injection d'eau dans la direction X (cf. Figure 65). Ce constat illustre un impact des barrières argileuses imperméables qui ralentissent l'écoulement dans la direction Z.

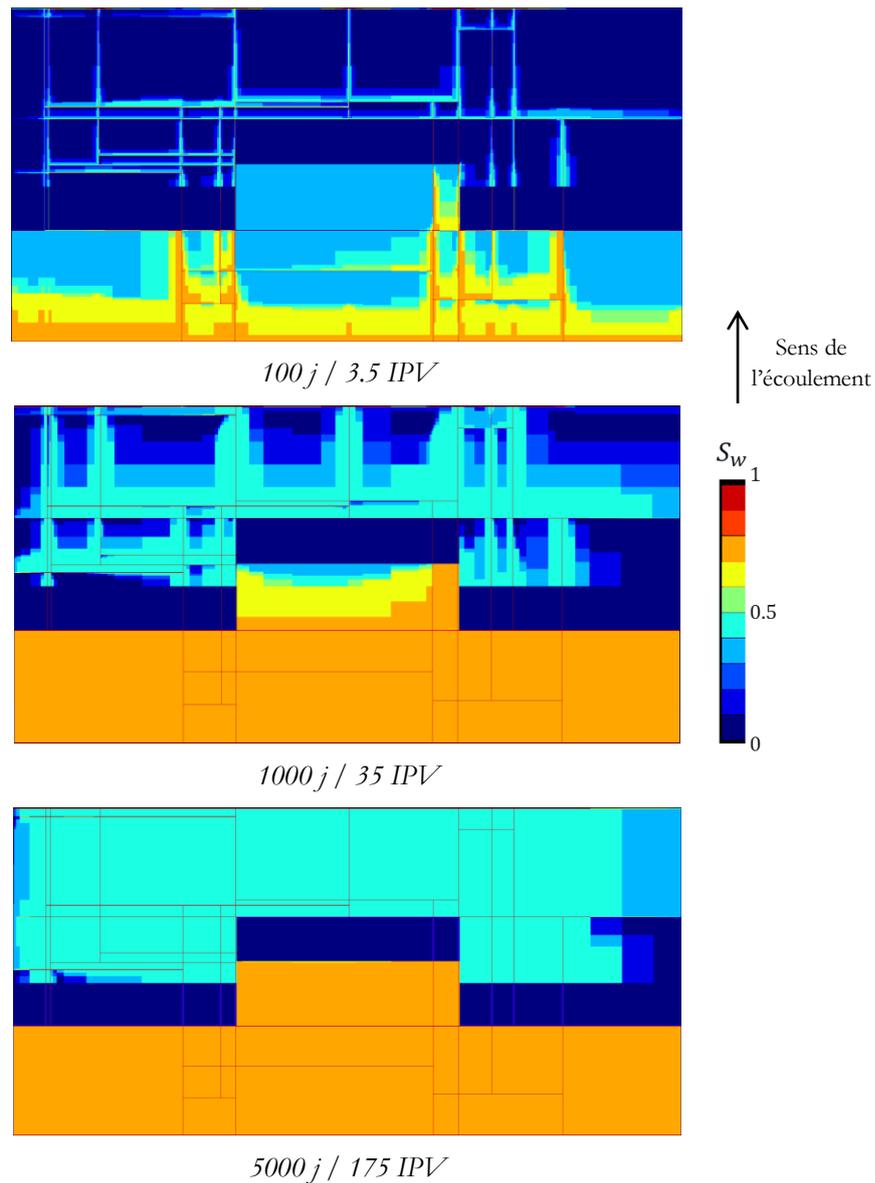


Figure 69 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau sur le cas test selon la direction Z

### Courbes de perméabilités relatives

Les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle de la simulation d'injection d'eau selon Z dans le premier cas test sont présentées sur la Figure 70. Les valeurs maximales des courbes mises à l'échelle sont plus faibles que celles des deux facies. Ceci est expliqué par l'impact de la faible perméabilité des barrières argileuses qui rentre en jeu dans le calcul des perméabilités relatives mises à l'échelle en utilisant la formule analytique de Deutsch [64]. Ce résultat est en cohérence avec les observations sur les cartes de saturation (cf. Figure 69) qui ont montré que les barrières argileuses s'opposent à l'écoulement selon Z.

Les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle liées à l'écoulement selon Z présentent un comportement différent de celles des courbes liées à l'écoulement selon X (cf. Figure 66). Ceci semble indiquer qu'il est nécessaire d'avoir une approche directionnelle lors de la mise à l'échelle des perméabilités relatives.

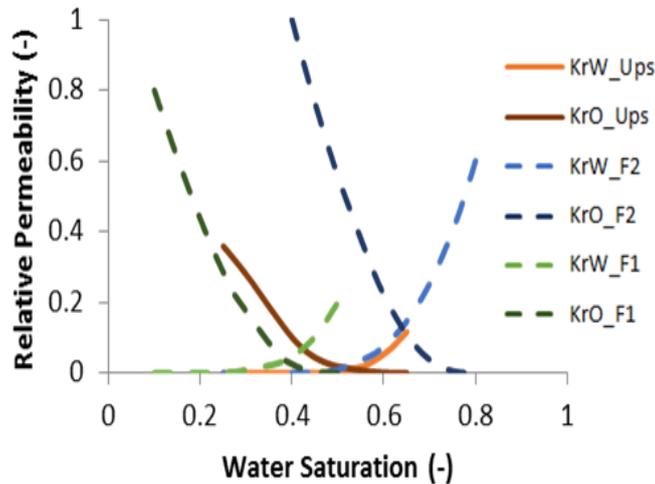


Figure 70 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow à la simulation d'injection d'eau pour un écoulement selon Z

### Courbes de taux de récupération

Les courbes de taux de récupération pour une expérience numérique d'injection d'eau dans un réservoir fracturé initialement saturé à l'huile selon Z sont affichées sur la Figure 71. Les courbes de taux de récupération des simulations doubles porosité avec matrice discrétisée (courbes bleues) calent assez bien la courbe de simulation fine de référence (points noirs). Ceci prouve que le réseau de fractures est à l'échelle des VER et que la taille du bloc équivalent est bien estimée.

La courbe de taux de récupération de la simulation double porosité après mise à l'échelle est légèrement au-dessous de celle de la simulation double porosité avec matrice discrétisée. Cette erreur reste faible (moins de 4%) au vu de la complexité du milieu étudié.

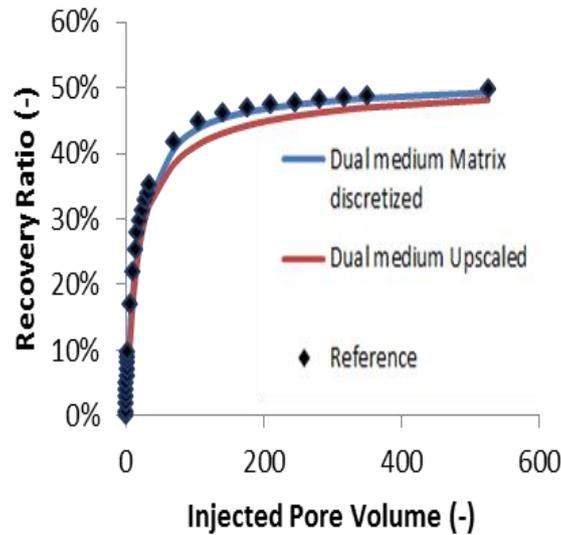


Figure 71 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu grossières avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour une injection d'eau selon Z

#### VIII.2.1.4 Analyse de sensibilité sur la perméabilité de l'un des deux facies : Cas double milieu particulier ( $K_{eq}^f \leq K_{eq}^m$ )

Dans les tests précédents, on s'est intéressé au cas classique de modèles double milieu avec  $K_{eq}^f$  qui domine l'écoulement ( $K_{eq}^f \gg K_{eq}^m$ ). Dans cette partie, on s'intéresse au cas particulier où  $K_{eq}^m$  contribue considérablement à l'écoulement ou le domine ( $K_{eq}^m$  du même ordre de grandeur que  $K_{eq}^f$  ou d'un ordre de grandeur plus important) tout en analysant l'impact de la perméabilité du facies 2 sur l'écoulement dans le réservoir.

##### Manipulation

Cette analyse consiste à reprendre le même modèle cas test simulé (cf. Figure 63) et en gardant les mêmes propriétés pétrophysiques (cf. Tableau 18 et Tableau 19) à l'exception de la perméabilité du facies 2 du milieu matrice qui sera multipliée par 10 puis par 100. Deux nouvelles simulations avec les nouvelles valeurs de  $K_2$  ( $K_2 = 10,36 \text{ mD}$  et  $K_2 = 103,6 \text{ mD}$ ) sont, ainsi, effectuées. La méthodologie de mise à l'échelle présentée au début de ce chapitre est appliquée aux deux cas. L'impact de la perméabilité matrice très importante affectée au facies 2 est étudié et corrigé. Les résultats sont comparés à ceux du premier modèle.

##### Résultats en carte de saturation

L'évolution de la saturation en eau dans le premier cas test suite à une injection d'eau (cf. Figure 64) pour 3 valeurs différentes de la perméabilité du facies 2 est présentée sur la Figure 72. Sur la Figure 72.a, le réseau de fractures contrôle parfaitement l'écoulement dans le réservoir. La pénétration de l'eau dans les blocs matriciels est déclenchée à partir des fractures voisines. Sur la

Figure 72.b et c, l'écoulement dans le faciès 2 semble avoir lieu principalement dans le milieu matriciel.

Plus le faciès 2 est perméable, plus la pénétration d'eau dans les blocs matriciels du faciès 1 est lente. En effet, l'eau a d'autant plus tendance à court-circuiter le faciès 1 que le faciès 2 est perméable.

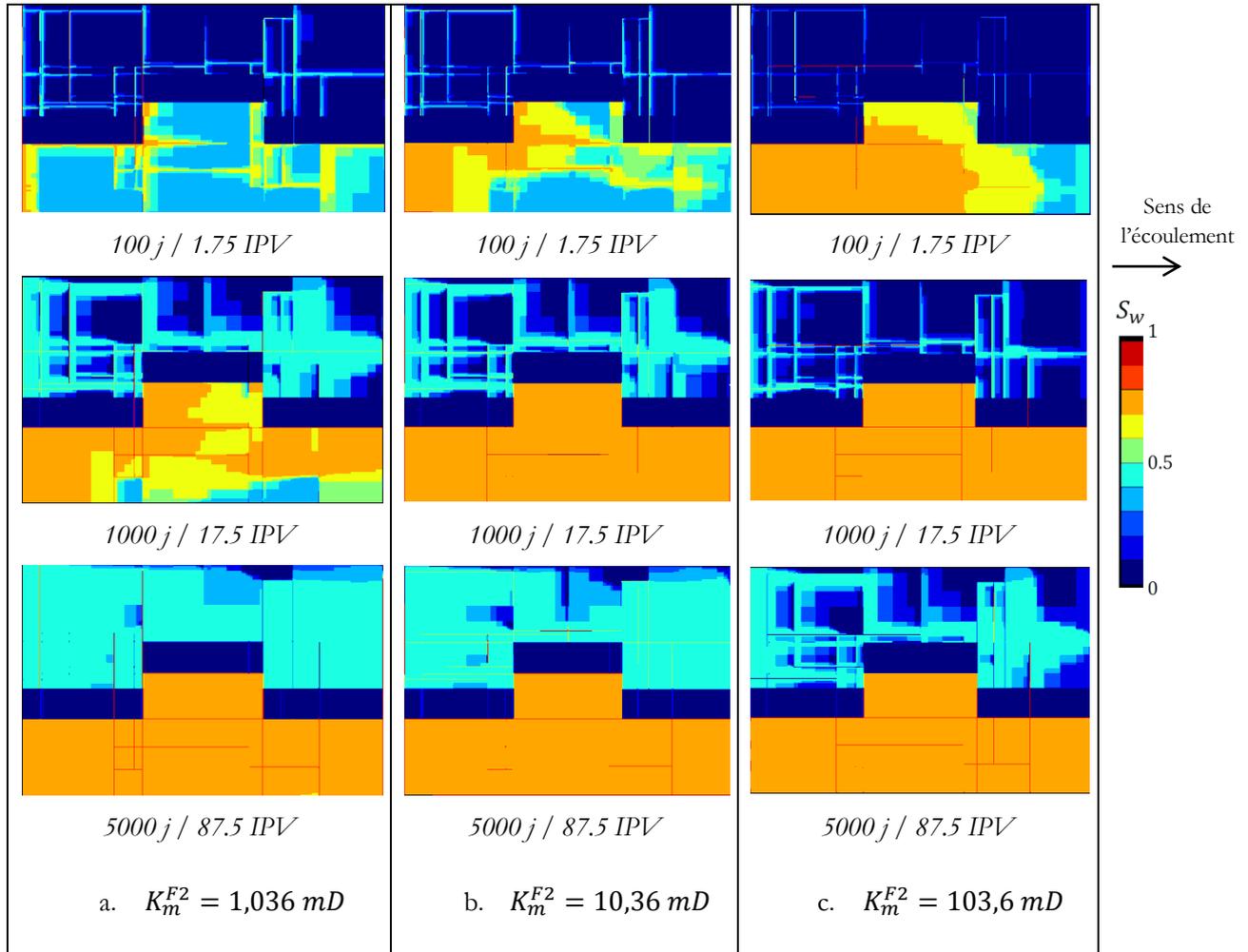


Figure 72 Evolution de la saturation en eau dans le premier cas test durant une simulation d'injection d'eau pour 3 valeurs de perméabilité du faciès 2

### Résultat de la simulation double porosité avec matrice discrétisée : exposé du problème

Les courbes de taux de récupération de la simulation fine de référence et celles de la simulation double porosité avec matrice discrétisée pour les 3 simulations avec 3 valeurs différentes de la perméabilité du faciès 2  $\{1,036 \text{ mD} ; 10,36 \text{ mD} ; 103,6 \text{ mD}\}$  sont affichées sur la Figure 73. Pour  $K_m^{F2} = 10,36 \text{ mD}$  et  $K_m^{F2} = 103,6 \text{ mD}$ , il apparaît un écart entre le résultat de la simulation fine de référence et celui de la simulation double milieu avec matrice discrétisée. Cet écart est d'autant plus important que la valeur de  $K_m^{F2}$  est plus importante. Cet écart est dû à une mauvaise estimation du gradient de pression par le modèle double porosité. En effet, quand la perméabilité

matrice est de l'ordre de la perméabilité équivalente du réseau de fractures dans la direction de l'écoulement  $K_{Xeq}^f$  ou plus importante ( $K_m^{F2} = 10,36 \text{ mD} > K_{Xeq}^f = 4,72 \text{ mD}$ ), l'avancement du front d'eau a lieu de manière plus importante dans les blocs matriciels (cf. Figure 72 b. et c.). Par conséquent, le gradient de pression établi entre les deux puits (injecteur et producteur) ne dépend pas seulement de la perméabilité équivalente du réseau de fractures dans la direction d'écoulement  $K_{Xeq}^f$ , mais aussi de la perméabilité du milieu matrice. Ce détail n'est pas pris en compte par le modèle double porosité qui traite rarement un cas où la perméabilité matrice est aussi importante que la perméabilité équivalente du réseau de fractures.

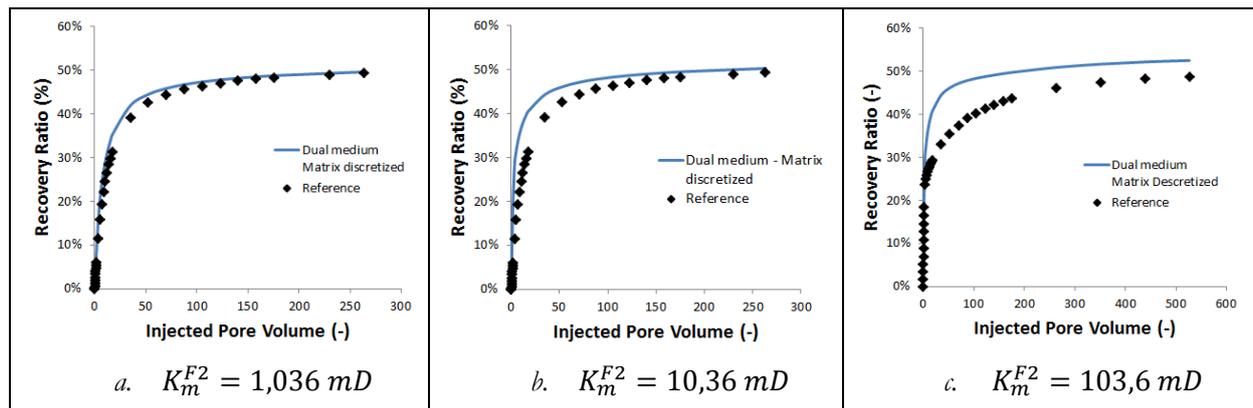


Figure 73 Courbe de taux de récupération de la simulation fine de référence et de la simulation double milieu avec matrice discrétisée pour 3 valeurs de perméabilité du facies 2

### Solution proposée : correction de la perméabilité fractures équivalente

Pour tenir compte de l'influence de l'écoulement dans les blocs matriciels sur le gradient de pression, un premier réflexe est d'adopter le modèle double porosité – double perméabilité. Cependant, dans le cadre de cette thèse, le recours à ce modèle n'est pas envisageable, le travail étant exclusivement concentré sur l'approche double porosité – simple perméabilité.

Le deuxième réflexe est de corriger la perméabilité du réseau de fractures qui sera affectée au milieu fractures du modèle double porosité, en calculant une perméabilité fracture équivalente corrigée  $K_{Xcorr}^f$  qui tient compte de l'influence de l'écoulement dans les blocs matriciels. On expose d'abord l'idée pour un modèle simplifié d'un demi-bloc avec une fracture unique (cf. Figure 74). Puis on généralise le concept sur un réservoir fracturé.

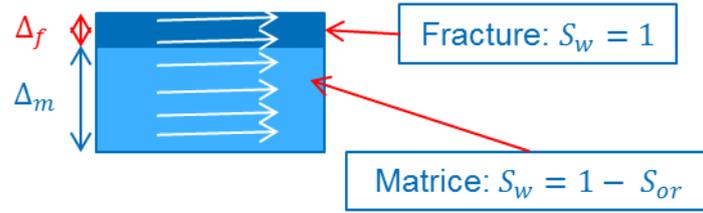


Figure 74 Un modèle simplifié d'un demi-bloc avec une fracture unique pour expliquer le concept de la correction de la perméabilité fractures équivalente

On considère le modèle simplifié (demi-bloc matriciel + fracture ; cf. Figure 74), pour des raisons de symétrie (la face basse du bloc étant elle aussi en contact avec une fracture). On se place dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile. On suppose que ce modèle simplifié fait partie d'un réservoir fracturé et que cette partie est entièrement envahie par de l'eau mais contribue encore à l'écoulement (cf. Figure 72 c; 87.5 IPV ; Facies 2). Pour tenir compte de la contribution de la matrice à l'écoulement (et donc au gradient de pression), la perméabilité fracture double porosité corrigée s'écrit comme suit :

$$K_{X\ corr}^f = \frac{\Delta_f k_{rf}^{w\ Max} K^f + \Delta_m k_{rw}^{m\ Max} K^m}{\Delta_m + \Delta_f} \quad (\text{VIII.9})$$

Vu que dans ce cas,  $k_{rf}^{w\ Max}=1$  et  $K_{X\ eq}^f = \frac{\Delta_f K^f}{\Delta_m + \Delta_f}$ , on obtient

$$K_{X\ corr}^f = K_{X\ eq}^f + \frac{\Delta_m k_{rw}^{m\ Max} K^m}{\Delta_m + \Delta_f} \quad (\text{VIII.10})$$

Or  $\Delta_m \gg \Delta_f$ , ce qui veut dire que

$$K_{X\ corr}^f = K_{X\ eq}^f + k_{rw}^{m\ Max} K^m \quad (\text{VIII.11})$$

Pour le cas particulier d'un milieu matrice à plusieurs facies,  $K^m$  est remplacée par  $K_{X\ eq}^m$  et  $k_{rw}^{m\ Max}$  est remplacée par  $k_{rw\ ups}^{m\ Max}$  qui est la perméabilité matrice maximale mise à l'échelle de la phase eau. Cette dernière valeur peut être calculée sans avoir recours à la simulation double porosité avec matrice discrétisée. Il suffit de prendre  $S_w = 1 - S_{or}$  pour tous les facies dans la formule liant la perméabilité relative mise à l'échelle aux perméabilités relatives des différents facies.

Sur le Tableau 23, on affiche les valeurs de la perméabilité du milieu fracture corrigée pour le modèle double porosité avec les différents paramètres l'influençant, pour les trois valeurs de  $K_m^{F2}$ . Pour le premier cas ( $K_m^{F2} = 10,36$  mD),  $K_{X\ corr}^f = 4,97$  mD alors que  $K_{X\ eq}^f = 4,72$  mD. Les deux

valeurs sont très proches. Ceci explique le résultat satisfaisant de la simulation double porosité avec matrice discrétisée sans recours à une correction. Ceci est en cohérence avec le fait que cette correction n'est applicable qu'en cas de perméabilités matrice d'un ordre supérieur ou égal aux perméabilités fractures équivalentes.

$K_m^{F2} (mD)$	1,036	10,36	103,6
$K_{X eq}^m (mD)$	0,56	4,11	39,63
$k_{r w ups}^m$	0,49	0,58	0,59
$K_{X eq}^f (mD)$	4,72	4,72	4,72
$K_{X corr}^f (mD)$	4,97	7	27,9

Tableau 23 La perméabilité du milieu fractures corrigée pour le modèle double porosité avec les différents paramètres qui l'influencent, pour les 3 valeurs de  $K_m^{F2}$

Les courbes de taux de récupération de la simulation fine de référence avec celle de la simulation double porosité avec matrice discrétisée avant et après correction de la perméabilité du milieu fractures sont affichées sur la Figure 75. Il apparait une nette amélioration des résultats de la simulation double porosité avec matrice discrétisée après la correction (taux d'erreur de moins de 2% après correction contre plus de 5% avant).

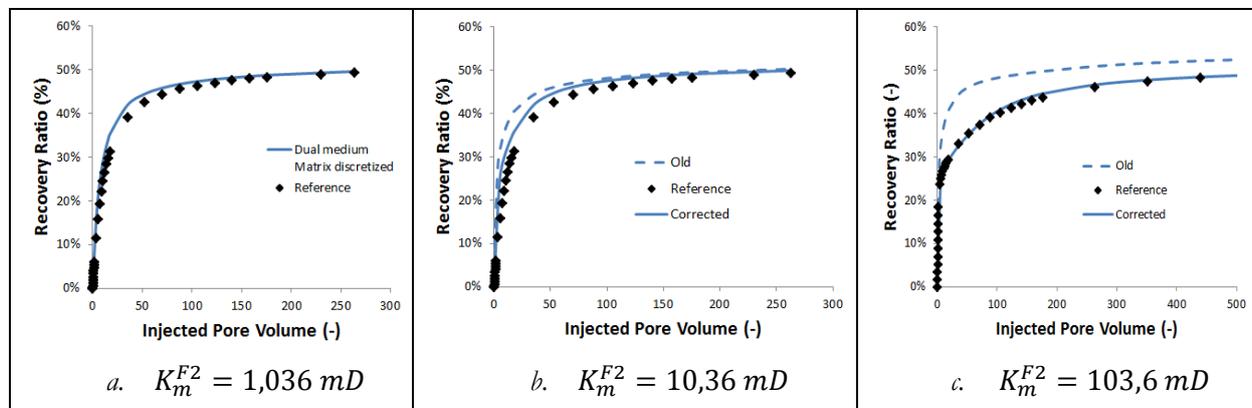


Figure 75 Courbe de taux de récupération de la simulation fine de référence et de la simulation double milieu avec matrice discrétisée pour 3 valeurs de perméabilité du facies 2 avant et après correction de la perméabilité fractures double porosité

### Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle

Les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour 3 valeurs de la perméabilité du facies 2 {1,036 mD ; 10,36 mD ; 103,6 mD} sont représentées sur la Figure 76. La courbe de perméabilité relative mise à l'échelle de la phase huile subit une baisse de sa pente. Cette baisse de la pente est associée à l'invasion complète du facies 2 par de l'eau. Par la suite, le facies 1 continue à se vidanger avec une vitesse beaucoup plus faible. Cette baisse de

pente est d'autant plus brutale que la perméabilité du faciès 2 est plus importante. En effet, plus la perméabilité du faciès 2 est importante, plus le faciès 1 est lent à vidanger : ce qui est observé sur les cartes d'évolution de la saturation en eau (cf. Figure 72).

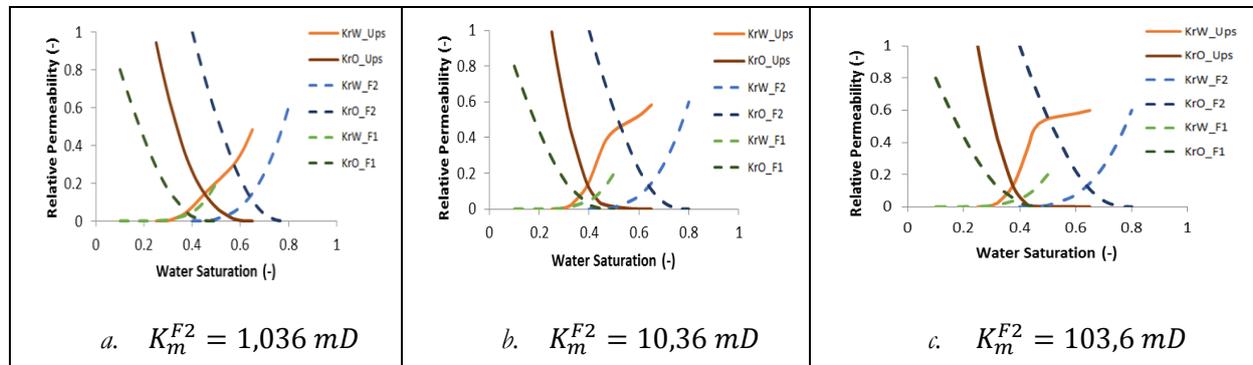


Figure 76 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour 3 valeurs de  $K_m^{F2}$

### Courbes de taux de récupération

Les courbes de taux de récupération correspondant à la simulation fine de référence, à la simulation double porosité à matrice discrétisée et à la simulation double porosité après mise à l'échelle sont présentées sur la Figure 77. Sur les trois courbes, le taux de récupération atteint les 30% rapidement. Ce pourcentage correspond à la vidange du faciès 2. Au-delà des 30% d'huile récupérés, la vidange de la section 2D est d'autant plus lente que la perméabilité matrice du faciès 2 est plus importante. Ceci concorde avec l'observation sur les cartes de saturations indiquant une vidange lente des blocs du faciès 1 à cause de la perméabilité importante du faciès 2 poussant l'eau à court-circuiter le premier faciès.

Les courbes des simulations double porosité avec matrice discrétisée (courbes bleues) arrivent à bien caler les courbes des simulations fines (points noirs). Ceci indique que quand la perméabilité équivalente double milieu du réseau de fractures est bien calculée et que les dimensions du bloc équivalent sont bien estimées, la simulation double porosité avec matrice discrétisée restitue bien la physique d'écoulement complexe observée sur la simulation fine.

Le calage satisfaisant entre les courbes des simulations double porosité avec matrice discrétisée (courbes bleues) et les courbes des simulations double porosité mises à l'échelle (courbes rouges) indique l'aptitude de la méthodologie de mise à l'échelle à modéliser une physique d'écoulement complexe dans les réservoirs fracturés.

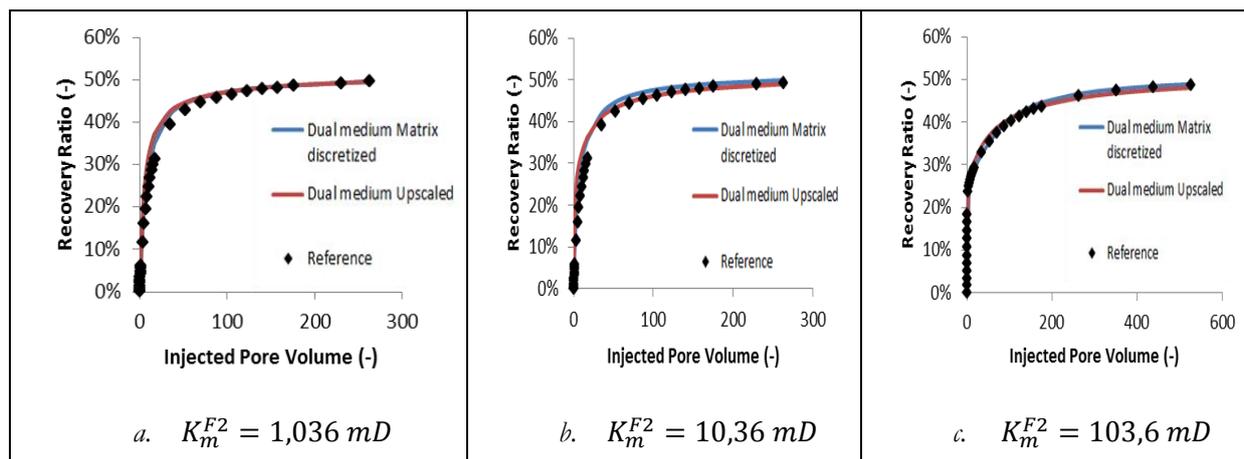


Figure 77 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour 3 valeur de perméabilité du facies 2

## VIII.2.2 Deuxième cas test

L'objectif de cette partie est d'analyser la réponse du workflow en complexifiant l'organisation des deux facies matrice.

### VIII.2.2.1 Manipulation

Un nouveau cas test 2D avec un nouvel arrangement des facies du milieu matrice est considéré (cf. Figure 78). Les mêmes propriétés pétrophysiques que pour le premier cas test sont affectées aux différents facies et au réseau de fractures. Ces propriétés sont affichées sur le Tableau 18 et le Tableau 19. La même simulation d'injection d'eau avec les mêmes conditions aux limites (cf. Figure 64 / Paragraphe VIII.2.1.1) est effectuée sur ce deuxième modèle. Le workflow de mise à l'échelle est appliqué à ce deuxième cas test. Les résultats en matière de cartes de saturation, de courbes de perméabilités relatives et de courbes de taux de récupération sont représentés ci-après.

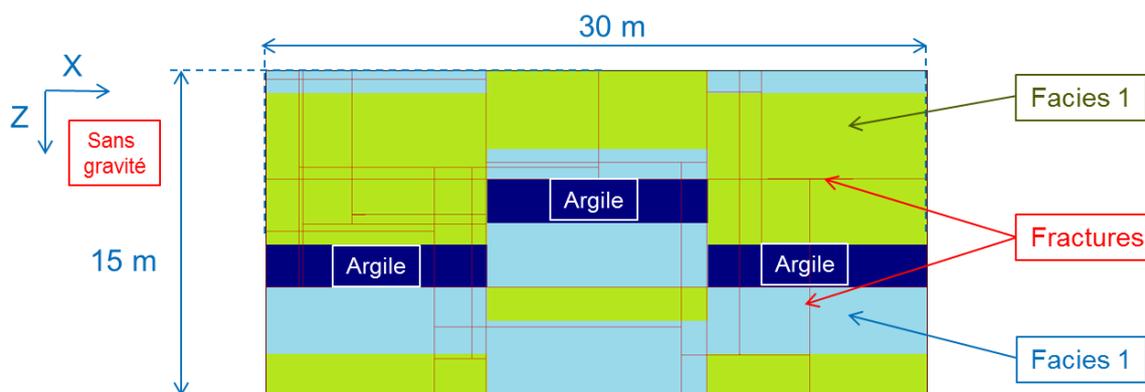


Figure 78 Deuxième cas test simulé (nouvel arrangement des facies matriciels)

### ***VIII.2.2.2 Résultats en carte de saturation***

Les cartes d'évolution de la saturation en eau dans le deuxième cas test (deuxième arrangement) suite à une simulation d'injection d'eau sont présentées sur la Figure 79. L'eau avance plus rapidement dans le réseau de fractures et pénètre par la suite dans les blocs matriciels. Les blocs matriciels du facies 2 sont vidés plus rapidement que ceux du facies 1. Les échanges matrice-fractures sont donc contrôlés par les fractures traversant le facies 2. Après 17,5 volumes poreux injectés (deuxième image), le facies 2 est presque saturé. Au-delà de cet instant, les échanges se font principalement entre les fractures du réseau et les blocs matriciels du facies 1.

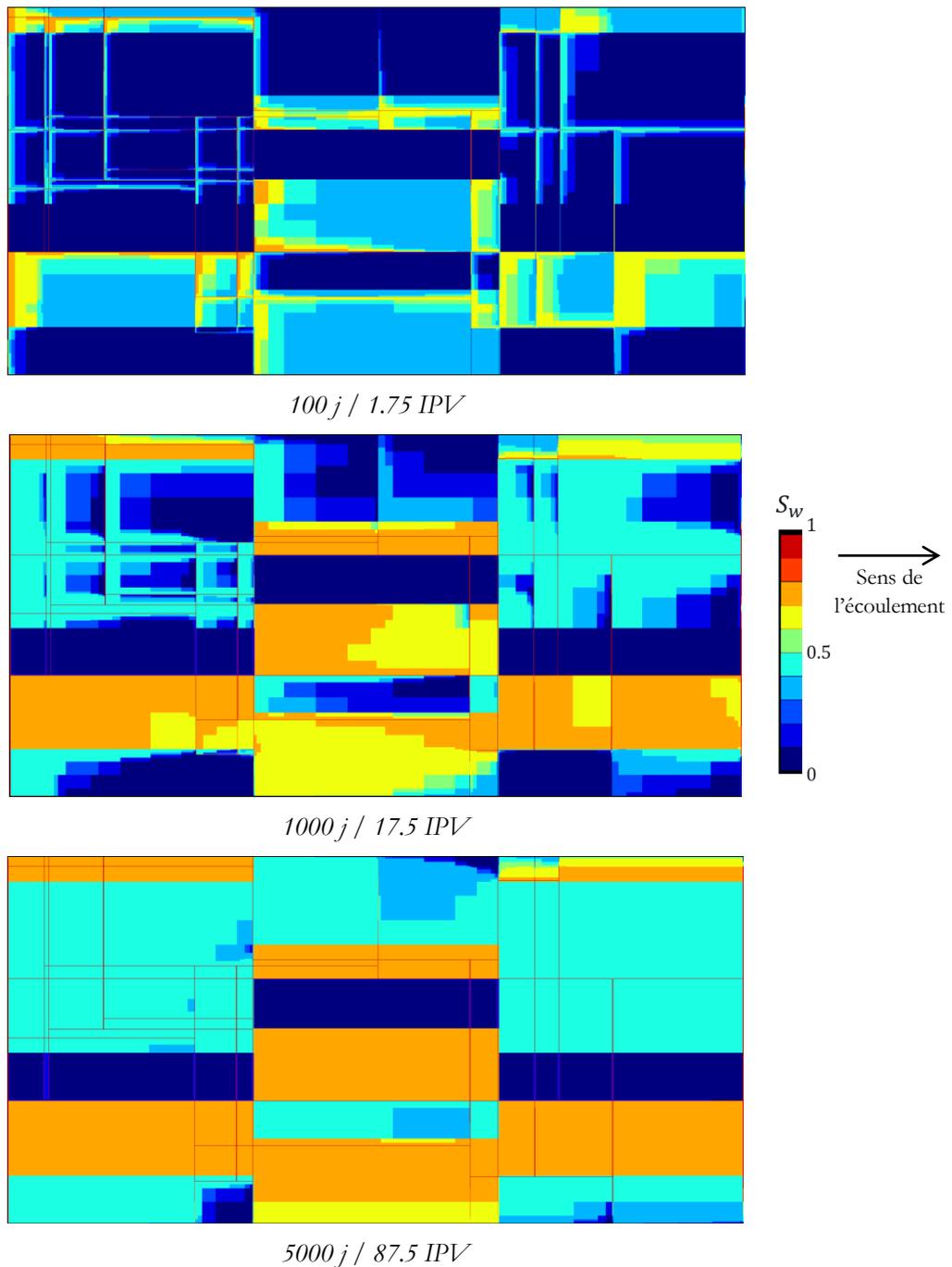


Figure 79 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau appliquée au deuxième cas test

### VIII.2.2.3 Courbes de perméabilités relatives

Les courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle sont présentées sur la Figure 80. Les valeurs maximales des courbes mises à l'échelle sont plus proches de celles des courbes du facies 2. Ceci est dû à la légère dominance de l'écoulement dans le milieu matrice par ce facies qui a une perméabilité plus élevée que celle du facies 1. La courbe mise à l'échelle de l'eau est caractérisée

par un changement de sa pente à une saturation dépassant légèrement la valeur de 0,4. A cette valeur de  $S_w$ , le facies 2 est entièrement saturé. Les échanges se font principalement entre le réseau de fractures et les blocs matriciels du facies 1. L'allure de cette même courbe reste influencée par celle de la perméabilité relative de l'eau du facies 2. En effet, ce facies continue à contribuer à l'écoulement.

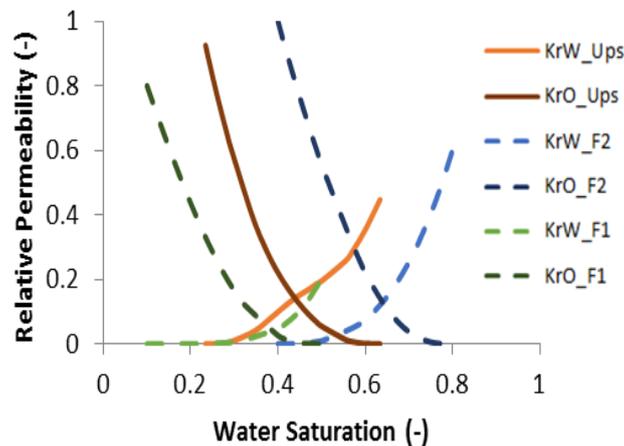


Figure 80 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour le deuxième cas test

#### VIII.2.2.4 Courbes de taux de récupération

Les courbes de taux de récupération correspondant à la simulation fine de référence, à la simulation double porosité à matrice discrétisée et à la simulation double porosité après mise à l'échelle sont présentées sur la Figure 81. Les simulations double porosité surestiment légèrement la production. En effet les échanges matrice-fractures sont dominés par les fractures traversant le facies 2. Ce facies contient principalement des gros blocs. Or, la simulation double porosité est caractérisée par une taille de bloc déterminée sur le réseau entier qui est plus faible que celles des blocs traversant le second facies. La simulation double porosité mise à l'échelle reproduit le résultat de celui de la simulation double porosité avec matrice discrétisée. Ce résultat est considéré comme le meilleur à obtenir vu que le workflow est basé sur la caractérisation du comportement du milieu matrice à travers la simulation double porosité avec matrice discrétisée.

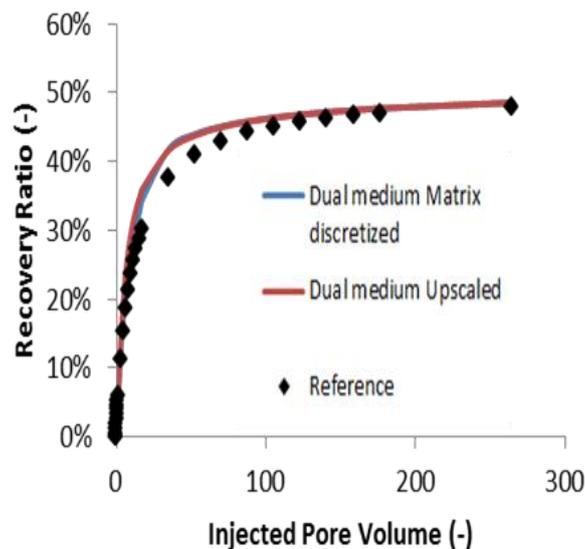


Figure 81 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour le deuxième cas test

### VIII.2.3 Test de performance

Les tests sur le workflow de mise à l'échelle ont nécessité un nombre important de simulations fines DFM. Une dizaine de simulations ont abouti. Des problèmes de convergence ont souvent été rencontrés. Les simulations aboutissant ont pris entre 6 et 60 heures pour arriver au plateau de la production (faible progression du taux de récupération).

Pour mettre à l'échelle une simulation d'écoulement sur un réservoir fracturé, le workflow mis en place dans le cadre de cette thèse et présenté dans ce chapitre est subdivisé en plusieurs étapes : une étape de simulation double porosité avec matrice discrétisée et plusieurs étapes de traitement de données. Une simulation double milieu après mise à l'échelle a été effectuée pour chaque cas afin de valider le résultat obtenu. Sur le Tableau 24, est donné le bilan de temps nécessaire pour appliquer le workflow de mise à l'échelle ainsi que la simulation double milieu de validation (simulation double milieu après mise à l'échelle).

Etape	Simulation double porosité avec matrice discrétisée	Traitement des données	Simulation double porosité après mise à l'échelle	Total
Temps de calcul	Une minute	Une minute	Une minute	3 minutes

Tableau 24 Bilan du temps de calcul nécessaire pour appliquer le workflow de mise à l'échelle

Le workflow de mise à l'échelle présenté et testé dans ce chapitre prend environ 3 minutes pour reproduire le comportement d'une simulation fine DFM qui met entre 6 et 60 heures pour être

achevée. Pour les tests effectués, le workflow de mise à l'échelle présente une performance satisfaisante.

### **VIII.3 Conclusions du chapitre**

Une méthodologie de mise à l'échelle de l'écoulement diphasique eau-huile dans les réservoirs fracturés dans un contexte d'échanges matrice-fractures dominés par les effets visqueux, a été mise en place. Le workflow est spécifique au cas des réservoirs fracturés. Il traite le cas de réservoirs fracturés avec milieu matrice contenant différents facies. Il se base sur une simulation double porosité avec matrice discrétisée.

Deux cas tests 2D verticaux de réservoirs fracturés ont été manipulés. Le premier cas test a subi deux tests de sensibilité : sur le sens de l'écoulement et sur la perméabilité de l'un des deux facies matrice. Le workflow a donné des résultats satisfaisants en restituant au mieux la physique complexe de l'écoulement diphasique eau-huile dans un réservoir fracturé avec milieu matriciel hétérogène.

Les tests effectués ont montré que la méthodologie arrive à reproduire à un niveau satisfaisant et en moins de 3 minutes le comportement des simulations fines de types DFM qui prennent entre 6 et 60 heures pour être achevées. Les perméabilités relatives mises à l'échelle dépendent de la direction de l'écoulement. Par conséquent, la mise à l'échelle est à faire dans les trois directions principales de l'écoulement. Il serait plus judicieux de raisonner en terme de tenseur de perméabilités relatives de même que pour les perméabilités absolues.

## Conclusions

Le but de cette thèse est d'effectuer des simulations d'écoulement diphasique eau-huile dans les réservoirs fracturés. Les simulations d'écoulement à l'échelle fine de type DFM (discrete fracture matrix) sont très coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire. Ceci est dû aux contrastes géométriques et petrophysiques caractérisant les réservoirs fracturés. Le contraste géométrique s'explique par l'existence de blocs matriciels de taille allant du centimètre aux plusieurs dizaines de mètres. Le contraste petrophysique se manifeste par des fractures fortement perméables (une perméabilité de plusieurs Darcys) opposé à des blocs matriciels de faible conductivité qui stockent la quasi-totalité des hydrocarbures. Pour contourner ces difficultés, une des solutions envisageables est d'effectuer des simulations d'écoulement de type double milieu en modélisant le milieu matriciel et le réseau de fractures sur deux grilles séparées (avec une discrétisation identique) liées par un terme d'échange. L'avantage de cette approche est de permettre d'effectuer des simulations sur des grilles grossières avec beaucoup moins de contrastes. En contrepartie, ce type de simulations présente plusieurs exigences pour donner des résultats qui restituent au mieux ceux d'une simulation fine équivalente. La première exigence est l'estimation des dimensions du bloc équivalent double milieu pour calculer le terme d'échange. La deuxième exigence est de bien déterminer les paramètres équivalents pour chacun des milieux. Il s'agit d'une étape de mise à l'échelle. D'un côté, beaucoup de travaux portant sur la détermination des paramètres équivalents liés à l'écoulement monophasique (ie. perméabilité absolue, porosité) ont proposé des solutions matures et d'usage. De l'autre côté, la mise à l'échelle des propriétés de l'écoulement diphasique (perméabilité relative, pression capillaire) reste un sujet ouvert. Cette mise à l'échelle dépend de la nature des forces dominant l'écoulement dans les réservoirs fracturés et les échanges entre le réseau de fractures et les blocs matriciels (forces de nature capillaire, gravitaire ou visqueuse). Une fois le contexte physique est bien identifié, une méthodologie de mise à l'échelle des paramètres de l'écoulement diphasique est à mettre en place.

Dans le Chapitre VI, pour arriver à bien estimer les échanges matrice-fractures dans un contexte de simulation de type double milieu, une nouvelle méthode de détermination des dimensions du bloc équivalent double milieu a été mise en place. Il s'agit de la méthode OBS (Oriented Block Size). Cette méthode présente l'avantage de déterminer un bloc équivalent orienté selon les directions principales d'écoulement. La technique adoptée s'appuie sur la caractérisation du réseau de fractures dans un domaine géologique (fracturé) via le comportement hydraulique des fractures des surfaces limites à ce domaine (de taille suffisante pour compter suffisamment de fractures et où les intersections des face de bloc avec les fractures sont significatives de l'état du réseau de fractures à l'intérieur du bloc). Pour valider la méthode, trois démarches ont été adoptées. Au cours des différents tests, la méthode OBS a été comparée à trois méthodes existantes qui sont la méthode MS, GI et EGI (voir annexe A). La première démarche est de nature géométrique. Il s'agit de déterminer les dimensions du bloc équivalent pour un réseau de fractures aléatoires à l'échelle d'une maille réservoir. Dans le cadre de cette démarche, deux tests de sensibilité (à l'espacement statistique et à l'orientation des fractures du réseau) ont été effectués. La validation géométrique a montré que la méthode OBS donne globalement des bons résultats. Les dimensions du bloc équivalent double milieu déterminé par cette méthode sont

sensibles à l'orientation des fractures et à la connectivité du réseau. La deuxième démarche est de nature numérique. Il s'agit d'effectuer des simulations d'écoulement diphasique dans deux cas test 2D de réservoirs fracturés à l'échelle d'une maille géologique. Après avoir déterminé les dimensions du bloc équivalent double milieu pour chacun des cas tests, le résultat de la simulation fine DFM est comparé à celui de la simulation double milieu grossière impliquant ce bloc équivalent. La démarche diphasique a montré que la simulation double milieu impliquant le bloc équivalent OBS restitue au mieux le résultat de la simulation fine de référence quand les fractures des faces limites du cas test étudié sont représentatives du réseau entier, c'est-à-dire, quand le réseau de fractures est à l'échelle du VER. La troisième démarche consiste en un test de performance. Les dimensions du bloc équivalent de chacune des mailles réservoir d'un gisement pétrolier contenant 1.09 million de mailles ont été déterminées par les différentes méthodes. La méthode OBS est la plus rapide grâce à sa forme analytique simple.

Dans le Chapitre VII, afin de déterminer la nature des forces dominant l'écoulement dans le réservoir fracturé et les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures (forces capillaires, gravitaires ou visqueuses), une analyse dimensionnelle a été effectuée, en considérant un bloc matriciel entouré de fractures. Le système étant initialement saturé à l'huile, une injection d'eau est supposée avoir lieu dans les fractures en absence de tout effet de la gravité. En se basant sur les relations analytiques liant les distances de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel en fonction du temps existant dans la littérature, un développement analytique a été effectué. Cette analyse a abouti à la mise en place d'un nombre capillaire spécifique aux échanges matrice-fractures noté  $N_{c,mf}$ . Ce nombre capillaire a été validé en effectuant des simulations fines de type DFM d'écoulement diphasique dans un bloc matriciel entouré de fractures et dans un cas test 2D d'un réservoir fracturé. La visualisation des cartes d'évolution de la saturation et l'analyse des courbes d'évolution de la saturation en eau en fonction du temps liées aux simulations sur le bloc matriciel ont permis d'identifier trois plages de valeurs du nombre adimensionnel. Quand  $N_{c,mf} > 10^3$  les échanges sont dominés par les forces capillaires. Quand  $N_{c,mf} < 10^{-2}$  les échanges sont dominés par les forces visqueuses. Quand  $10^{-2} < N_{c,mf} < 10^3$  les forces capillaires et visqueuses contribuent aux échanges. La visualisation des cartes de saturation des simulations d'écoulement diphasique dans le cas test 2D ont permis de confirmer ces plages de valeurs.

Dans le Chapitre VIII, pour effectuer des simulations, de type double porosité, d'écoulement diphasique eau-huile dans les réservoirs fracturés engageant un temps de calcul raisonnable, une méthodologie de mise à l'échelle des paramètres double milieu a été mise en place. Le milieu matrice des réservoirs étudiés est hétérogène contenant des facies différents. Dans le contexte d'écoulement étudié, les effets de gravité ont été négligés. Cette méthodologie est valable dans le cas d'échanges matrice-fractures dominés par les forces visqueuses. Le nombre capillaire développé dans le cadre de cette thèse (Chapitre VII) sert à identifier ce contexte d'écoulement. La méthodologie développée se base sur la mise à l'échelle des paramètres monophasiques des deux milieux par des méthodes connues et sur la détermination de la taille du bloc équivalent double milieu par la méthode OBS développée dans le cadre de cette thèse (Chapitre VII). La mise à l'échelle des perméabilités relatives du milieu matriciel se base sur l'utilisation d'une formule analytique caractérisant le milieu. La nouveauté apportée par cette méthodologie est l'usage d'une simulation double porosité avec milieu matrice finement discrétisé qui tient compte

de la dynamique de l'écoulement dans le réservoir sans faire recours à des simulations de type DFM très coûteuses en temps de calcul. Pour valider la méthodologie, des simulations fines d'écoulement diphasique ont été effectués sur deux cas tests 2D avec deux arrangements différents des facies matriciels. Après application de la méthodologie de mise à l'échelle, les simulations double porosité ont été effectuées sur les deux cas tests. Leurs résultats sont comparés à ceux des simulations fines de référence. Pour le premier cas test, une analyse de sensibilité sur la perméabilité de l'un des deux facies et sur le sens de l'écoulement a été effectuée. Après application de la méthodologie de mise à l'échelle, les simulations double porosité arrivent à reproduire jusqu'à un niveau satisfaisant la physique d'écoulement complexe observée dans les simulations fines (un taux d'erreur de moins de 4%) tout en étant beaucoup moins coûteuses en temps de calcul (3 minutes de temps de simulation contre 6 à 60 heures pour les simulations fines de type DFM).

# Perspectives

Dans le cadre de cette thèse, des hypothèses fortes ont été émises sur l'écoulement supposé être dominé par les forces visqueuses et sans effet de la gravité. Ces hypothèses nous ont permis de nous intéresser principalement à la mise à l'échelle des perméabilités relatives. En perspective, il est logique de consolider la partie validation de ce travail et de s'intéresser aux autres paramètres contrôlant l'écoulement. Ces perspectives portent donc sur trois points :

## **1. Effectuer plus de tests sur la méthodologie de mise à l'échelle**

Les tests effectués sur la méthodologie de mise à l'échelle développée dans le cadre de cette thèse (Chapitre VIII) ont donné des résultats satisfaisants. Ces premiers tests restent, néanmoins, insuffisants pour valider la méthodologie de façon définitive. En perspective de cette thèse, il est recommandé d'effectuer plus de tests de cette méthodologie sur d'autres cas tests 2D présentant différents degrés de complexité. Cette complexité est liée au nombre de facies présents, à l'arrangement de ces facies, aux propriétés pétrophysiques associées, à l'emplacement des bancs d'argiles peu perméables et au sens de l'écoulement. Une mise en pratique de la méthodologie à l'échelle du réservoir est également nécessaire afin de quantifier les erreurs commises à grande échelle.

## **2. Mettre en place une méthodologie de mise à l'échelle adaptée aux échanges matrice-fractures dominés par les effets capillaires**

Après avoir validé la méthodologie de mise à l'échelle adaptée à des échanges matrice-fractures contrôlés par les effets visqueux, la méthodologie développée dans cette thèse devra être étendue aux échanges dominés par des effets capillaires. Il sera alors nécessaire d'intégrer au workflow proposé une mise à l'échelle des pressions capillaires. Cette deuxième méthodologie sera applicable à des réservoirs dont les propriétés pétrophysiques favorisent ces natures d'échanges (capillaires). Le nombre adimensionnel mis en place dans le cadre de cette thèse (Chapitre VII) indiquera qu'on se positionne dans le contexte d'échanges ciblé.

## **3. Intégrer les effets de gravité**

Négliger les effets de gravité au cours des tests effectués dans le cadre de cette thèse est un choix visant à isoler la nature des forces dominant l'écoulement diphasique eau-huile dans les réservoirs fracturés qui sont les forces capillaires et les effets visqueux. Les effets de gravité restent, tout de même, présents et importants quand le contraste de densités entre l'eau et l'huile est plus important. Pour prendre en compte les effets de gravité, il est recommandé d'effectuer une analyse dimensionnelle similaire à celle effectuée dans le cadre de cette thèse (Chapitre VII) qui soit adaptée à ce contexte d'écoulement et qui quantifie la présence de ces effets (de gravité). Par

---

la suite, après avoir défini les paramètres contrôlant l'écoulement dans ce contexte, il est important de mettre en place une nouvelle méthodologie de mise à l'échelle adéquate au nouveau contexte d'écoulement pris en compte ou d'effectuer des corrections aux méthodologies déjà mises en place et validées.

# Bibliographie

- [1] R. H. Brooks and A. T. Corey, "Hydraulic Properties of Porous Media," *Hydrology Papers, Colorado State University*, March 1964.
- [2] AIE, "Key World Energy Statistics 2015," 2015.
- [3] [Online]. Available: <http://tpe-petrole-nigeria.lo.gs/formation-et-accumulation-c17574335>. [Accessed 3 3 2016].
- [4] "<http://www.joe.co.jp/english/menu2-5.html>," [Online]. [Accessed 3 3 2016].
- [5] "Characterization of Fractured Reservoirs," [Online]. Available: [http://www.slb.com/~media/Files/industry\\_challenges/carbonates/brochures/cb\\_characterization\\_09os0003.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_characterization_09os0003.pdf). [Accessed 23 Février 2016].
- [6] M. Verscheure, A. Fournon and J. P. Chilès, "Joint Inversion of Fracture Model Properties for CO<sub>2</sub> Storage Monitoring or Oil Recovery History Matching," *OGST*, vol. 67, no. 221-235, April 2012.
- [7] P. M. Adler, V. V. Mourzenko, J. F. Thovert and I. Bogdanov, "Study of single and multiphase flow in fractured porous media, using a percolation approach," *International Symposium on Dynamics of Fluids in Fractured Rock No2*, 2005.
- [8] A. Fournon, C. Grenier, F. Delay and H. Benabderrahmane, "A novel and efficient 3D fracture continuum model for flow in fracture networks," *MAMERN11: 4th International Conference on Approximation Methods and Numerical Modelling in Environment and Natural Resources*, 2011.
- [9] S. K. Matthäi and M. J. Blunt, "Simulation of multiphase flow in fractured reservoirs using a fracture-only model with transfer functions," *Computational Geosciences*, 2009.
- [10] B. Noetinger and N. Jarrige, "A quasi steady state method for solving transient Darcy flow in complex 3D fractured networks," *J. Comput. Phys*, 2011.
- [11] M. ODA, "Permeability tensor for discontinuous rock masses," *Géotechnique*, vol. 4, no. 35, pp. 483-495, 1985.
- [12] S. A. McKenna and P. C. Reeves, "Fractured Continuum approach to stochastic permeability modeling," *AAPG Geostatistics and Stochastics Modeling*, 1999.
- [13] A. Fournon, C. Grenier, A. Benabderrahmane and F. Delay, "A continuum voxel approach to model flow in 3D fault networks: A new way to obtain up-scaled hydraulic conductivity

- tensors of grid cells," *Journal of Hydrology*, no. 493, pp. 68-80, 2013.
- [14] J. Xie and M. Pooladi-Darvish, "Upscaling of Oil-Water Displacement in Naturally Fractured Reservoirs," *Petroleum Society*, June 2004.
- [15] S. K. Matthäi and H. M. Nick, "Upscaling Two-Phase Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *The American Association of Petroleum Geologists*, November 2009.
- [16] "Géologues prospecteurs," [Online]. Available: <http://www.geologues-prospecteurs.fr/documents/petrole-pieges/images/17.pdf>. [Accessed 06 11 2013].
- [17] M. Verscheure, A. Fournon and Chiles J-P., "Joint inversion of fracture model properties for CO2 storage monitoring or oil recovery history matching," *Oil & Gas Science and Technology*, no. 67, pp. 221-235, September 2012.
- [18] "[http://nte-serveur.univ-lyon1.fr/geosciences/geometrie/Cours\\_geom%20E9trie/geom\\_cours.htm](http://nte-serveur.univ-lyon1.fr/geosciences/geometrie/Cours_geom%20E9trie/geom_cours.htm)," [Online]. [Accessed 2013].
- [19] R. A. Nelson, *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*, Gulf Professional Publishing in an imprint of Elsevier, 2001.
- [20] A. Ahmadi and M. Quintard, "Energétique et Phénomènes de Transferts," 1990.
- [21] H. Darcy, "La fontaine de Dijon," 1856.
- [22] P. Lemonnier and B. J. Bourbiaux, "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art. Part 1, Physical Mechanisms and Simulator Formulation," *Oil & Gas Science & Technology-Rev IFP*, vol. 65, pp. 239-262, 2010a.
- [23] B. J. Bourbiaux, "Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue," *Oil & Gas Science & Technology, Rev-IFP*, vol. 65, pp. 227-238, 2010.
- [24] M. Marle, *Ecoulement Polyphasique en Milieux Poreux*, 1972.
- [25] T. M. Geffen, W. W. Owens, D. R. Parrish and R. A. Morse, "Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability," *Petroleum Transactions, AIME*, 1951.
- [26] S. Abaci, J. S. Edwards and B. N. Whittaker, "Relative permeability measurements for two phase flow in consolidated sands," *Mine Water and The environment*, vol. 11, no. 2, 1992.
- [27] F. M. Glenn, "Experimental measurement of steam-water relative permeability," 1999.
- [28] E. C. Donaldson, G. V. Chilingarian and T. F. Yen, "Enhanced Oil Recovery, Fundamentals and Analysis," 1985.

- [29] [Online]. Available: [http://fr.freepik.com/photos-libre/surface-de-la-roche-fissuree\\_543665.htm](http://fr.freepik.com/photos-libre/surface-de-la-roche-fissuree_543665.htm). [Accessed 2016 3 4].
- [30] J. G. Kim and M. D. Deo, "Finite element, discrete-fracture model for multiphase flow in porous media," *American Institute of Chemical Engineers Journal*, vol. 46, pp. 1120-1130, 2000.
- [31] S. Geiger, S. Roberts, S. K. Matthäi, C. Zoppou and A. Burri, "Combining finite element and finite volume methods for efficient multi-phase flow simulation in highly heterogeneous and geometrically complex porous media," *Geofluids*, vol. 4, pp. 284-299, 2004.
- [32] S. K. Matthäi, A. A. Mezentsev and C. C. Pain, "A higher-order TVD transport method for hybrid meshes on complex geological geometry," *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, vol. 47, pp. 1181-1187, 2005.
- [33] B. Gong, G. Qin, C. Douglas and S. Yuan, "Detailed Modeling of the Complex Fracture Network and Near-well Effects of Shale Gas Reservoirs.," *SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition*, 2011.
- [34] M. Karimi-Fard, L. Durlofsky and K. Aziz, "An Efficient Discrete-Fracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators," *SPEJ*, vol. 9 (2), no. SPE-79699-PA, pp. 227-236, 2004.
- [35] G. Bin and Q. Gaun, "A hybrid upscaling procedure for modeling of fluid flow in fractured subsurface formulations," *International Journal of Numerical Analysis and Modeling*, vol. 9, no. 3, pp. 667-683, 2012.
- [36] P. Van Lingen, J. M. Daniel and L. Cosentino, "Single Medium Simulation of Reservoirs with Conductive Faults and Fractures," *SPE MEO Show*, 2001.
- [37] P. Landereau, B. Noetinger and M. Quintard, "Quasi-Steady Two-Equation Models for Diffusive Transport in Fractured Porous Media Large-Scale Properties for Densely Fractured Systems," 2001.
- [38] A. Fournon, G. C., H. Benabderrahmane and F. Delay, "A continuum voxel approach to model flow in 3D fault networks: A new way to obtain up-scaled hydraulic conductivity tensors of grid cells," *JOURNAL OF HYDROLOGY*, no. 493, pp. 68-80, June 2013.
- [39] G. E. Barenblatt, I. P. Zheltov and I. N. Kochina, "Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks," *J. App. Math. Methods (USSR)*, p. 45, 1960.
- [40] J. Warren and P. Root, "The Behaviour of naturally fractured Reservoirs," *Society of Petroleum Engineers*, pp. 245-255, 1963.

- [41] P. Lemonnier and B. J. Bourbiaux, "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art. Part 1, Physical Mechanisms and Simulator Formulation," *Oil & Gas Science & Technology-Rev IFP*, vol. 65, no. 2, pp. 239-262, 2010a.
- [42] P. Lemonnier and B. Bourbiaux, "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs.State of the Art (Part 2): Matrix-Fracture Transfers and Typical Features of Numerical Studies," *OGST*, vol. 65, no. 2, pp. 263-286, 2010b.
- [43] H. Kazemi, L. S. Merrill, K. L. Porterfield and P. R. Zeman, "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *SPE. J.*, 1976.
- [44] K. H. Coats, "Implicit compositional simulation of single-porosity and dual porosity reservoirs," *SPE*, 1989.
- [45] L. K. Thomas, T. N. Dixon and R. G. Pierson, "Fractured reservoir simulation," *SPEJ*, vol. 23, no. 1, pp. 42-54, 1983.
- [46] Y. Ueda, S. Murata, Watanabe Y. and K. Funats, "Investigation of the shape factor used in the dual-porosity reservoir simulator," *SPEJ*, 1989.
- [47] K. T. Lim and K. Aziz, "Matrix-fracture transfer shape factors ofr dual porosity sumelators," *J. Petrol. Sci. Eng.*, vol. 13, p. 169.
- [48] M. Quintard and S. Whitaker, "Transport in chemically and mechanically heterogeneous porous media," *Advances in Water Ressources*, vol. 19, pp. 29-60, 1996.
- [49] B. Noetinger and T. Estébenet, "Up-scaling double porosity fractured media using contineous-time random walks method," *Transport in Porous Media*, vol. 39, no. 3, pp. 315-337, 2000.
- [50] B. Bourbaix , S. Granet, P. Landereau, B. Noetinger, S. Sarda and J. C. Sabathier, "Scaling up matrix-fracture transfers in dual porosity models: theory and application," *SPE ATCE*, 1999.
- [51] E. R. Rangel-Germain and A. Kovscek, "Matrix-fracture shape factors for partially and completely immersed fractures," *SPE ATCE*, 2003.
- [52] A. P. G. Van Hoel, J. J. Van Dorp and P. M. Boerrigter, "Heavy-oil recovery by steam injection in fractured reservoirs," *SPE/DOE IOR*, 2008.
- [53] X. Zhang, N. R. Morrow and S. Ma, "Experimental verification of a modified scaling group for spantaneous imbibition," *SPE Res Eng J*, vol. 11, no. 4, pp. 280-285, 1996.
- [54] H. Kazemi, J. K. Gilman and A. M. El sharkawy, "Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer function," *SPE Res Eng J*, vol. 7,

- no. 2, pp. 219-227, 1992.
- [55] G. Di Donato, H. Lu, Z. Tavassoli and M. J. Blunt, "Transfer dual-porosity modeling of gravity drainage and imbibition," *SPE J.*, vol. 12, no. 1, pp. 77-88, 2007.
- [56] H. Lu, G. Di Donato and M. J. Blunt, "General transfer function for multiphase flow in fractured reservoirs," *SPE J.*, vol. 13, no. 3, pp. 289-297, 2008.
- [57] J. C. S. Long, J. S. Remer, C. R. Wilson and P. A. Witherspoon, "Porous medium equivalent for networks of discontinuous fractures," *Water Resources Research*, vol. 18, no. 3, pp. 645-658, 1982.
- [58] S. P. Neuman, "A proposed conceptual framework and methodology for investigating flow and transport in Swedish crystalline rock," 1988.
- [59] P. Renard and G. De Marsily, "Calculating equivalent permeability: A review," *Advances in Water Resources*, no. 20, pp. 253-278, 1997.
- [60] C. L. Farmer, "Upscaling: A review," *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, no. 40, pp. 63-78, 2002.
- [61] L. J. Durlofsky, "Upscaling and gridding of fine scale geological models for flow simulation," *Proceedings of the 8th International Forum on Reservoir Simulation*, 2005.
- [62] Y. Chen, L. J. Durlofsky, M. G. Gerritsen and X. H. Wen, "A coupled local-global upscaling approach for simulating flow in highly heterogeneous formations," *Advances in Water Resources*, no. 26, pp. 1041-1060, 2003.
- [63] R. K. Romeu and B. Noetinger, "Calculation of internodal transmissibilities in finite difference models of flow in heterogeneous media," *Water Resources Research*, vol. 4, no. 31, pp. 943-959, 1995.
- [64] C. V. Deutsch, "Calculating effective absolute permeability in sandstone/shale sequences," *SPE Formation Evaluation*, no. 4, pp. 343-348, 1980.
- [65] L. J. Durlofsky, "Upscaling of Geocellular Models for Reservoir Flow Simulation: A Review of Recent Progress," *7th International Forum on Reservoir Simulation*, 2003.
- [66] P. R. King, "The use of renormalization for calculating effective permeability," *Transport in Porous Media*, no. 4, pp. 37-58, 1989.
- [67] E. Kasap and L. W. Lake, "Calculating the effective permeability tensor of a gridblock," *SPE Formation Evaluation*, no. 5, pp. 192-200, 1990.
- [68] J. E. Warren and H. S. Price, "Flow in heterogeneous porous media," *SPE Journal*, vol. 1,

- pp. 153-167, 1961.
- [69] M. J. King and M. Mansfield, "Flow simulation of geologic models," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 2, pp. 351-367, 1999.
- [70] J. L. Durlofsky, "Numerical calculation of equivalent grid block permeability tensors for heterogeneous porous media," *Water Resources Research*, no. 27, pp. 699-708, 1991.
- [71] L. Holden and O. Lia, "A tensor estimator for homogenization of absolute permeability," *Transport in Porous Media*, no. 8, pp. 37-46, 1992.
- [72] J. J. Gomez-Hernandez and A. G. Journel, "Stochastic characterization of grid block permeability," *SPE Formation Evaluation*, no. 9, pp. 93-99.
- [73] X. H. Wen, L. J. Durlofsky and M. G. Edwards, "Use of border regions for improved permeability upscaling," *Mathematical Geology*, vol. 5, no. 35, pp. 521-547, 2003.
- [74] X. H. Wu, Y. R. Efendiev and T. Y. Hou, "Analysis of upscaling absolute permeability," *Discrete and Continuous Dynamical Systems-Series*, vol. 2, no. B2, pp. 185-204, 2002.
- [75] C. D. White and R. N. Horne, "Computing absolute transmissibility in the presence of fine-scale heterogeneity," *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 1987.
- [76] B. F. Nielsen and A. Tveito, "An upscaling method for one-phase flow in heterogeneous reservoirs. A weighted output least squares (WOLS) approach," *Computational Geosciences*, vol. 2, pp. 93-123, 1998.
- [77] L. Holden and B. F. Nielsen, "Global upscaling of permeability in heterogeneous reservoirs: the output least squares (OLS) method," *Transport in Porous Media*, no. 40, pp. 115-143, 2000.
- [78] M. Gerritsen and J. Lambers, "Integration of local-global upscaling and grid adaptivity for simulation of subsurface flow in heterogeneous formations," *Computational Geosciences*, no. 12, pp. 193-218, 2008.
- [79] Y. Chen and L. J. Durlofsky, "Adaptive local-global upscaling for general flow scenarios in heterogeneous formations," *Transport in Porous Media*, no. 62, pp. 157-185.
- [80] X. Wen, Y. Chen and L. J. Durlofsky, "Efficient 3D implementation of local-global upscaling for reservoir simulation," *SPE Journal*, no. 11, pp. 443-453.
- [81] T. Chen, M. G. Gerritsen, L. Durlofsky and J. V. Lambers, "Adaptive local-global VCMP methods for coarse-scale reservoir modeling," *SPE Symposium on Reservoir Simulation*, 2006.
- [82] Y. Ding, "Scaling-up in the vicinity of wells in heterogeneous field," *SPE Reservoir*

*Simulation Symposium*, 1995.

- [83] L. J. Durlofsky, W. J. Milliken and A. Bernath, "Scaleup in the near-well region," *SPE Journal*, vol. 5, pp. 110-117, 2000.
- [84] A. H. Muggeridge, M. Cuypers, C. Bacquet and J. W. Barker, "Scale-up of well performance for reservoir flow simulation," *Petroleum Geoscience*, no. 8, pp. 133-139, 2002.
- [85] P. Zhang, G. E. Pickup and M. A. Christie, "A new practical method for upscaling in highly heterogeneous reservoir models," *SPE Journal*, no. 13, pp. 68-76.
- [86] T. Arbogast, "Derivation of the double-porosity model of single-phase flow via homogenization theory," *SIAM J. Math. Anal.*, July 1990.
- [87] M. A. Elfeel and S. Geiger, "Static and Dynamic Assessment of DFN Permeability Upscaling," *EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec*, 2012.
- [88] P. C. Robinson, "Connectivity, flow and transport in network models of fractured media," 1984.
- [89] S. K. Matthai and M. Belayneh, "Fluid flow partitioning between fractures and a permeable rock matrix," *GEOPHYSICAL RESEARCH LETTERS*, no. 31.
- [90] M. A. Elfeel, G. D. Couples, S. Geiger-Boschung and J. Ma, "Upscaled Multi-Phase Flow Properties of," *SPE Caspian Carbonates Technology Conference*, 2010.
- [91] J. W. Barker and S. Thibeau, "A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling," *European 3D Reservoir modeling conference*, 1997.
- [92] L. Junchao, L. Zhengdong, Q. Guan and G. Bin, "Energies," *Effective local-global upscaling of fractured reservoirs under discrete fractured discretization*, 2015.
- [93] L. J. Durlofsky, R. C. Jones and W. J. Milliken, "A new method fo the scale up of displacement processes in heterogeneous reservoirs," *European conference on the mathematics of oil recovery*, 1994.
- [94] H. L. Stone, "Rigorous black oil pseudo functions," *SPE Symposium in Reservoir Simulation*, 1991.
- [95] A. Ahmadi, A. Labastie and M. Quintard, "Large-scale properties for flow through a stratified medium: various approaches," *SPE Journal*, 1993.
- [96] V. Artus and B. Noetinger, "Up-scaling two-phase flow in heterogeneous reservoirs: current trends," *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 59, no. 2, pp. 185-195, 2004.

- [97] J. W. Barker and P. Dupouy, "An analysis of dynamic pseudo-relative permeability methods for oil-water flows," *Petroleum Geosciences*, vol. 5, pp. 385-394, 1999.
- [98] W. M. Stiles, "Use of permeability distribution in waterflooding calculations," *Trans. A.I.M.E.*, pp. 9-13, 1949.
- [99] H. Dykstra and R. L. Parsons, "Secondary recovery of oil in the US," *API*, 1950.
- [100] Y. Yokoyama and L. W. Lake, "The effects of the capillary pressure on immiscible displacements in stratified porous media," *Annual Fall Meeting of the SPE*, 1981.
- [101] P. Lemouzy, K. R. Romeu and I. Morelon, "A new scaling-up method to compute relative permeability and capillary pressure for simulation of heterogeneous reservoirs," *Annual Technical Conference and Exhibition*, 1993.
- [102] C. L. Hearn, "Simulation of stratified waterflooding by pseudo-relative permeability curves," *Journal of Petroleum Technology*, pp. 805-813, 1971.
- [103] A. D. Simon and L. F. Koederitz, "An improved method for the determination of pseudo-relative permeability data for stratified systems," *Annual Fall Technical Conference*, 1982.
- [104] L. P. Dake, *Fundamentals of reservoir engineering*, Elsevier, 1978.
- [105] H. H. Jacks, O. J. E. Smith and C. C. Mattax, "The modeling of a three-dimensional reservoir with a two-dimensional reservoir simulator-The use of dynamic pseudo functions," *SPE Journal*, pp. 175-185, 1973.
- [106] J. R. Kyte and D. W. Berry, "New pseudo functions to control numerical dispersion," *SPE Journal*, pp. 269-275, 1975.
- [107] C. A. Kossack, J. O. Aasen and S. T. Opdal, "Scaling Up heterogeneities with pseudofunctions," *SPE Formation Evaluation*, pp. 226-389, 1990.
- [108] R. E. Guzman, D. Giordano, F. J. Fayers, A. Godi and K. Aziz, "Evaluation of dynamic pseudofunctions for reservoir simulation," *SPE Journal*, pp. 37-46, 1999.
- [109] J. W. Barker and F. J. Fayers, "Transport coefficients for compositional simulation with coarse grids in heterogeneous media," *SPE Annual Technical Conference Exhibition*, 1991.
- [110] T. A. Hewett and R. A. Behrens, "Scaling laws in reservoir simulation and their use in a hybrid finite difference/steamtube approach to simulating the effects of permeability heterogeneity," *Reservoir Characterisation II. Academic Press*, pp. 402-441, 1991.
- [111] M. A. Christie, M. Mansfield, P. R. King, J. W. Barker and I. D. Culverwell, "A renormalisation-based upscaling technique for WAG floods in heterogeneous reservoirs,"

*13th Symposium on Reservoir Simulation, 1995.*

- [112] F. G. Alabert and B. Corre, "Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: impact on field development," *Annual Technical Conference Exhibition, 1991.*
- [113] E. H. Smith, "The influence of small-scale heterogeneity on average relative permeability," *Reservoir Characterization II. Academic Press 1991, 1991.*
- [114] N. Saad, A. S. Cullick and M. M. Honarpour, "Effective relative permeability in scale-up and simulation," *Joint Rocky Mountain Regional Meeting, 1995.*
- [115] Intera Information Technology, "Pseudo reference manual, 94A release," 1994.
- [116] Y. C. Chang and K. K. Mohanty, "Stochastic description of multiphase flow in heterogeneous porous media," *Annual Technical Conference and Exhibition, 1994.*
- [117] L. J. Durlofsky, "Use of higher moments for the description of upscaled process, independent relative permeabilities," *SPE Reservoir Simulation Symposium, 1997.*
- [118] G. E. Pickup and K. S. Sorbie, "The scale-up of two phase flow using permeability tensors," *European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 1994.*
- [119] Y. Yang, X. Wang, X.-H. Wu and B. Linfeng, "Multiphase Upscaling Using Approximation Techniques," *Society of Petroleum Engineers, 2013.*
- [120] H. L. Stone, "Rigorous Black Oil Pseudo Functions," *Society of Petroleum Engineers, 1991.*
- [121] Y. Chen, L. J. Durlofsky, M. Gerristen and X. H. Wen, "A Coupled local-global upscaling approach for simulation flow in highly heterogeneous reservoirs," *Advance in Water Resources, 2003.*
- [122] S. Salomi, "Pattern-Based Approach to Multiphase Flow Upscaling Using Distance-Based Clustering," *Society of Petroleum Engineers, 2011.*
- [123] S. Gorell and R. Bassett, "Trends in reservoir simulation: Big models, scalable models? Will you please make up your mind?," *Annual Technical Conference and Exhibition, 2001.*
- [124] S. K. Matthai and H. M. Nick, "Upscaling Two-Phase Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *The American Association of Petroleum Geologists, November 2009.*
- [125] Chambre syndicale de la recherche et de production du pétrole et du gaz naturel, Manuel des essais de puits, Technip.
- [126] G. Barenblatt, I. Zheltov and I. Kochina, "Basic Concepts in The Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks," *PetSoc, 1960.*

- [127] B. Noetinger, T. Estebenet and P. Landereau, "A direct determination of the transient exchange term of fractured media using a continuous time random walk method," *Transport in Porous Media*, 2001.
- [128] M. Quintard and S. Whitaker, "One and two-equation models for transient diffusion processes in two-phase systems.," *Advances in Heat Transfer*, 1993.
- [129] A. Belani and Y. Jalali, "Estimation of Matrix Block Size Distribution in Naturally Fractured Reservoir," *SPE*, 1988.
- [130] A. De Swaan, "Analytic Solutions for the Determination of the Naturally Fractured Reservoirs Properties by Well Testing," 1976.
- [131] H. Kazemi, "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distribution," *SPE Journal*, 1969.
- [132] F. Sobbi, J. Belgrave, S. Ashoori and S. Gholamzadeh, "Matrix," 1995.
- [133] R. Rodriguez-N, H. Cinco-L and F. Samaniego, "A Variable Block Size Model for the Characterization of Naturally Fractured Reservoirs," *SPE*, 2001.
- [134] R. Rodriguez-N, H. Cinco-L and F. Samaniego-V, "Fractured Reservoir Parameters Estimation Considering Multiple Block Size," *SPE*, 2002.
- [135] B. Bourbiaux, M. Cacas, S. Sarda and J. Sabathier, "A Fast and Efficient Methodology to Convert Fractured Reservoir Images Into a Dual-Porosity Model," *SPE*, 1997.
- [136] B. Bourbiaux, A. Fournon and P. Delaplace, "Method of Modelling a porous geological environment through which a network of fractures runs". Patent 2,009,098,366, 2006.
- [137] W. Narr, "Estimating Average Fracture Spacing in Subsurface Rock," *The American Association of Petroleum Geologists AAPG) Bulletin.*, 1996.
- [138] X. Jourdain, J. B. Colliat, C. De Sa, F. Benboudjema and F. Gatuingt, "Upscaling permeability for fractured concrete: meso–macro numerical approach coupled to strong discontinuities," *Int. J. Numer. Anal Meth. Geomech.*, no. 38, pp. 536-550, 2014.
- [139] M. Oda, "Geologic Analysis of Naturally fractured Reservoirs," 1985.
- [140] J. E. Warren and P. J. Root, "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs," September 1963.
- [141] D. Novakovic, "Numerical reservoir characterization using dimensionless scale numbers with applications in upscaling," 2002.

- [142] E. Buckingham, "On physically simular systems," *Phys. Rev*, vol. 4, no. 4, pp. 345-376, 1914.
- [143] R. W. Johnson, *The handbook of fluid dynamics*, C. Press, Ed., 1998.
- [144] R. W. Fox and T. A. McDonald, *Introduction to fluid mechanics*, Wiley, Ed., 1998.
- [145] "Inspectional analysis: A method which supplements dimensional analysis," *Journal of Elisba Mitchell Scientific Society*, vol. 51, pp. 127-133, 1935.
- [146] M. Shook, D. Li and L. W. Lake, "Scaling immiscible flow through permeable media by inspectional analysis," *In Situ*, vol. 4, pp. 311-349, 1992.
- [147] M. C. Leverett, W. B. Lewis and M. E. True, "Dimensional-model studies of oil-field beavior," *Petroleum Transactions*, vol. 1, no. 146, pp. 175-193, 1942.
- [148] L. A. Rapaport, "Scaling laws for use in deseign and operation of water-oil flow models," *Transactions AIME*, vol. 204, p. 143, 1955.
- [149] J. Geertsma, G. A. Croes and N. Schwartz, "Theory of dimensionally scled modles of petroleum reservoirs," *Transactions AIME*, vol. 207, p. 118, 1956.
- [150] G. A. Rojas, T. Zhu, S. B. Dyer, S. Thomas and S. M. Farouq Ali, "Scaled model studies of CO<sub>2</sub> floods," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 6, no. 2, pp. 169-178, 1991.
- [151] F. F. Craig, J. L. Sanderlin, D. W. Moore and T. M. Geffen, "A laboratory study of gravity segregation in frontal drives," *Transactions of AIME*, vol. 210, p. 275, 1957.
- [152] T. M. Doscher and S. Gharib, "Physically scaled model studies simulating the displacement of residual oil by miscible fluids," *SPE Journal*, vol. 23, no. 3, pp. 440-446, 1983.
- [153] A. G. Loomis and D. C. Cowell, "Theory and application of dimensional and inspectional analysis to model study of fluid displacements of petroleum reservoirs," Washington DC, 1964.
- [154] H. L. Langhaar, "Dimensional analysis and theory of models," Inc., New York City, 1951.
- [155] F. Van Daalen and H. R. Van Domselaar, "Scaled fluid-flow models with geometry differing from that of prototype," *SPE Journal*, pp. 220-228, 1972.
- [156] D. Li and L. W. Lake, "Scaling fluid flow through heterogeneous permeable media," *SPE Advanced Technology Series*, vol. 3, no. 1, 1996.
- [157] H. Fischer and N. R. Marrow, "Scaling of oil recovery by spontaneous imbibition for wide variation in aqueous phase viscosity with glycerol as the viscosifying agent," *Journal of*

- Petroleum Science and Engineering* , vol. 52, pp. 35-53, 2006.
- [158] D. C. Standnes, "Calculation of viscosity scaling groups for spontaneous imbibition of water using average diffusivity coefficients," *Energy Fuels*, vol. 23, pp. 2149-2156, 2009.
- [159] A. Mirzaei-Paiaman, "Analysis of counter-current spontaneous imbibition in presence of resistive gravity forces: Displacement Characteristics and scaling," *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, vol. 12, pp. 68-86, 2015.
- [160] M. Qingbang, L. Huiqing, W. Jing and Z. Hongling, "Effect of wetting-phase viscosity on cocurrent spontaneous imbibition," *Energy Fuels*, vol. 30, pp. 835-843, 2016.
- [161] H. Salimi and J. Bruining, "Improved prediction of oil recovery from waterflooded fractured reservoirs using homogenization," *SPE ATCE*, 2008.
- [162] H. Pulido, V. F. Samaniego, J. Rivera, F. Diaz and G. Galicia, "Well test analysis for naturally fractured reservoirs with transient interporosity matrix, microfractures, and fractures flow," *Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2006.
- [163] J. J. Trivedi and T. Babadagli, "Oil Recovery and Sequestration Potential of Naturally Fractured Reservoirs During CO<sub>2</sub> Injection," *Energy & Fuels*, vol. 23, pp. 4025-4036, 2009.
- [164] D. N. Dietz, A Theoretical Approach to a Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, Amsterdam: Akad. Van Wetenschappen, 1953.
- [165] J. Hagoort, "Oil Recovery by Gravity Drainage," *SPE Journal*, 1980.
- [166] B. Peters, D. Zhou and M. J. Blunt, "Experimental Investigation of Scaling Factors that Describe Miscible Floods in Layered Systems," *11th SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1998.
- [167] G. E. Pickup, "Steady State Upscaling: From Lamina-Scale to Full-Field Model," *SPE European Conference*, 1998.
- [168] B. J. Willis and C. D. White, "Quantitative Outcrop Data For Flow Simulation," *Journal of Sedimentary Research*, vol. 70, no. 4, pp. 788-802, 2000.
- [169] L. A. Rapaport and W. J. Leas, "Properties of Linear Waterfloods," *Transactions of AIME*, vol. 198, p. 139, 1953.
- [170] F. M. Perkins and R. E. Collins, "Scaling Laws for Laboratory Flow Models of Oil Reservoirs," *Transactions of AIME*, vol. 219, p. 383, 1960.
- [171] S. E. Buckley and M. C. Leverett, "Mechanism of fluid displacement in sands," *Transactions AIME*, vol. 146, pp. 107-116, 1941.

- [172] P. Landreau, "Modèles macroscopiques pour les écoulements monophasiques en milieu poreux fracturé: Application aux tests de puits," 2000.

# Annexes

## A. Evaluation géométrique (et structurale) de la taille du bloc équivalent dans un modèle d'écoulement double milieu

### La méthode d'imbibition géométrique (GI)

La méthode a été développée par Bourbiaux et al. [135] pour un écoulement 2D uniquement. Les modèles 3D sont pris en compte sous forme de systèmes multicouches. Pour une image 2D d'un DFN réel, la première étape à faire consiste à transformer le réseau 2D d'un DFN réel en une carte régulière de pixels. Chaque pixel contient la distance  $d_f$  séparant le centre du pixel de la fracture la plus proche du réseau.

Pour chaque distance  $X$ , on calcule la surface cumulée de pixels dont la distance  $d_f$  ne dépasse pas  $X$ . Cette surface cumulée est normalisée par la surface totale de l'image pour obtenir  $A(X)$  (cf. Figure 82). Cette fonction  $A(X)$  est appelée la fonction de surface d'invasion puisqu'elle correspond à la surface imbibée par de l'eau dans la matrice quand l'eau y pénètre à une distance  $X$ .

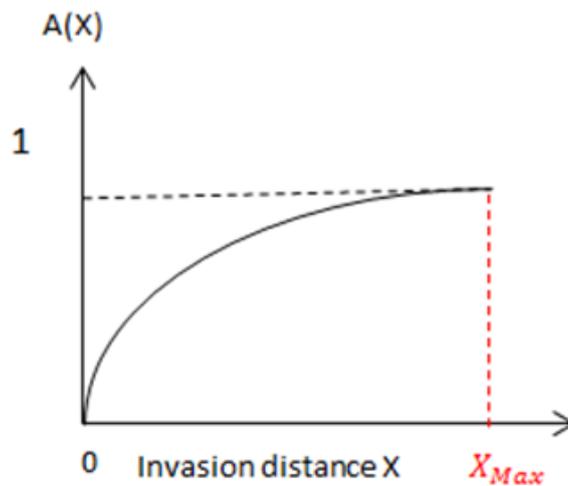


Figure 82 Surface d'invasion calculée suite à l'étape de pixelisation et normalisée par la surface totale

La surface  $A(X)$  obtenue est approchée par le polynôme  $A_{eq}(X)$ .

$$A_{eq}(X) = \frac{2X}{a} + \frac{2X}{b} - \frac{4X^2}{ab} \quad (\text{A.1})$$

avec  $a$  et  $b$  sont les dimensions du bloc équivalent correspondant au modèle double milieu 2D.  $a$  et  $b$  sont obtenues en minimisant l'erreur quadratique entre la surface d'invasion calculée (cf. Figure 82) et le polynôme l'approchant  $A_{eq}(X)$ .

### La méthode d'imbibition géométrique étendue (EGI)

Cette méthode a été développée par Bourbiaux et al. [136]. Ils ont repris la méthode GI tout en supposant que le DFN doit être représenté par deux blocs équivalents à la place d'un seul : un petit bloc pour représenter les blocs matriciels de petite taille et un gros bloc caractérisant les gros blocs matriciels. La surface  $A(X)$ , obtenue de la même manière que pour la méthode GI, est approchée par une fonction polynomiale sur deux morceaux comme suit :

$$A_{eq}(X) = v_1 \left( \frac{2X}{a_1} + \frac{2X}{b_1} - \frac{4X^2}{a_1 b_1} \right) + v_2 \left( \frac{2X}{a_2} + \frac{2X}{b_2} - \frac{4X^2}{a_2 b_2} \right) \text{ pour } 0 < X < \frac{a_1}{2}$$

$$A_{eq}(X) = v_2 \left( \frac{2X}{a_2} + \frac{2X}{b_2} - \frac{4X^2}{a_2 b_2} \right) + v_2 \left( \frac{a_1}{a_2} + \frac{a_1}{b_2} - \frac{a_1^2}{a_2 b_2} \right) \text{ pour } \frac{a_1}{2} < X < X_{Max}$$
(A.2)

avec  $(a_1, b_1)$  et  $(a_2, b_2)$  sont les dimensions successives du petit et du gros bloc et  $v_1$  et  $v_2$  sont leurs proportions volumiques successives ( $v_1 = 1 - v_2$ ).

Déterminer les paramètres  $(a_1, b_1, v_1, a_2, b_2, v_2)$  en minimisant l'erreur quadratique entre la fonction approchée  $A_{eq}(X)$  et la surface réelle  $A(X)$  n'est pas envisageable. Un passage à la dérivée  $A'_{eq}(X)$  par rapport à  $X$  est indispensable

$$A'_{eq}(X) = v_1 \left( \frac{2}{a_1} + \frac{2}{b_1} - \frac{8X}{a_1 b_1} \right) + v_2 \left( \frac{2}{a_2} + \frac{2}{b_2} - \frac{8X}{a_2 b_2} \right) \text{ pour } 0 < X < \frac{a_1}{2}$$

$$A'_{eq}(X) = v_2 \left( \frac{2}{a_2} + \frac{2}{b_2} - \frac{8X}{a_2 b_2} \right) \text{ pour } \frac{a_1}{2} < X < X_{Max}$$
(A.3)

La fonction  $A'_{eq}(X)$  dérivée de  $A_{eq}(X)$  est identifiée à la courbe  $A'(X)$  obtenue en approchant au mieux par deux segments de droite au sens des moindres carrés la dérivée de la courbe  $A(X)$  (cf. Figure 83).

Le paramètre  $a_1$  est ainsi obtenu en  $X = \frac{a_1}{2}$  qui est l'abscisse correspondant au changement de pente de la courbe  $A'(X)$ . Le paramètre  $a_2$  est défini comme étant la distance pour laquelle  $A' \left( \frac{a_2}{2} \right) = 0$  (cf. Figure 83).

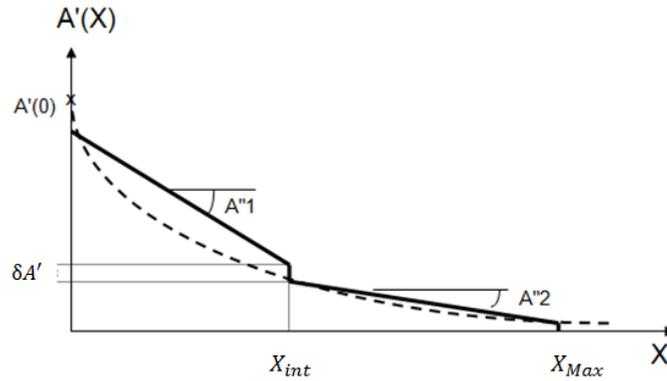


Figure 83 La fonction dérivée de la surface d'invasion normalisée et son approximation par une fonction linéaire à deux morceaux

L'abscisse  $X = \frac{a_1}{2}$  divise la fonction linéaire  $A'_{eq}(X)$  en deux morceaux à deux pentes différentes  $A''_1$  et  $A''_2$  :

$$A''_1 = \frac{dA'(X)}{dX} = -\frac{8v_1}{a_1b_1} - \frac{8v_2}{a_2b_2} \text{ pour } 0 < X < \frac{a_1}{2}$$

$$A''_2 = \frac{dA'(X)}{dX} = -\frac{8v_2}{a_2b_2} \text{ pour } \frac{a_1}{2} < X < X_{Max}$$
(A.4)

On peut ainsi calculer la différence entre les pentes des deux segments de droites  $A''_1 - A''_2 = -\frac{8v_1}{a_1b_1}$ . Via cette expression, on peut obtenir la valeur de  $\frac{v_1}{b_1}$  puisqu'on connaît la valeur de  $a_1$ .

La discontinuité  $\delta A'$  entre les deux segments de  $A'_{eq}(X)$  pour  $X = \frac{a_1}{2}$  peut être calculée en utilisant la relation suivante :

$$\delta A'_1 = A' \left( \left( \frac{a_1}{2} \right)^- \right) - A' \left( \left( \frac{a_1}{2} \right)^+ \right) = 2v_2 \left( \frac{1}{a_2} - \frac{1}{b_2} \right)$$
(A.5)

L'identification de  $A''_1 - A''_2$  et de  $\delta A'_1$  avec les données graphiques permet d'obtenir deux équations servant à calculer les valeurs de  $v_1$  et  $b_1$ .

Enfin, la valeur de  $A'_{eq}(X)$  pour  $X = 0$  qui s'écrit comme suit :

$$A'_{eq}(0) = v_1 \left( \frac{2}{a_1} + \frac{2}{b_1} \right) + (1 - v_1) \left( \frac{2}{a_2} + \frac{2}{b_2} \right)$$
(A.6)

Identifiée à la valeur graphique de  $A'(X)$  permet de calculer  $b_2$ .

## La méthode d'espace moyen (MS)

Le principe de la méthode MS est présenté sur la Figure 84. Dans chaque direction d'écoulement  $i$  du volume fracturé de longueur  $l_i$ , plusieurs rayons sont tirés statistiquement suivant cette même direction. Les rayons tirés traversent le long de ce volume fracturé. Pour chaque rayon tiré, on extrait  $n_i$ , le nombre d'intersections qu'il fait avec les fractures du DFN (cf. Figure 84). Pour chaque rayon dans la direction  $i$ , la distance moyenne entre deux fractures est  $\frac{l_i}{n_i+1}$ . La dimension du bloc équivalent dans la direction principale  $i$  est donnée par la formule suivante :

$$s_i = l_i \left\langle \frac{1}{n_i + 1} \right\rangle \quad (\text{A.7})$$

La moyenne  $\langle \rangle$  est appliquée à tous les rayons dans la direction principale  $i$ .

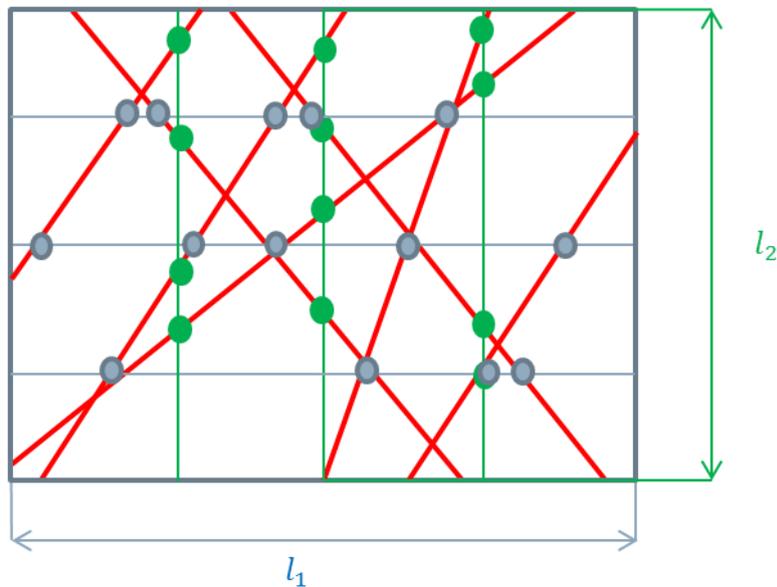


Figure 84 Présentation de la méthode MS

## B. Le modèle régulier équivalent de type Warren et Root

On rappelle que le modèle WR est constitué de 3 familles de fractures planes normales aux directions principales  $i$  de l'écoulement dans un volume parallélépipède rectangle (cf. Figure 85). La famille de fractures  $i$  est normale à la direction  $i$ . L'espace entre les fractures de la famille  $i$  est uniforme et égal à  $s_i$ . Chaque famille de fractures  $i$  est caractérisée par une perméabilité intrinsèque  $k_i$  et une ouverture  $e_i$ . Le volume fracturé a une dimension  $\Delta_i$  dans la

direction  $i$  et contient un nombre  $Nf_i$  de fracture de chaque famille  $i$ . On rappelle également que l'indice  $i$  est cyclique ( $i + 1 = 3$  quand  $i = 2$  et  $i + 1 = 1$  quand  $i = 3$ ).

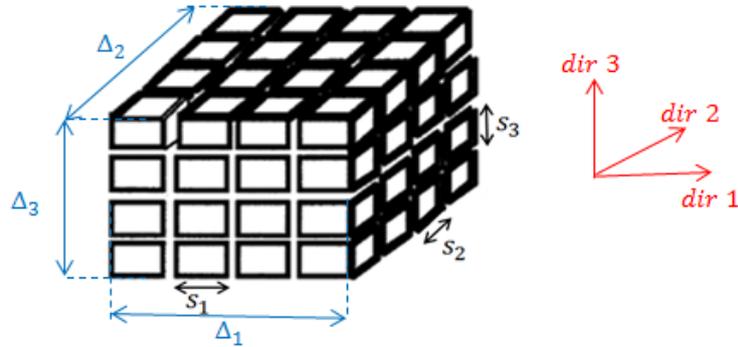


Figure 85 Modèle WR

Le débit total traversant les surfaces de bord du volume fracturé (à l'entrée et à la sortie) dans la direction  $i$  est exprimé comme suit

$$Q_i = -\nabla_i P \left( \sum_{j \neq i} Nf_j e_j \Delta_{\lambda \neq i, \lambda \neq j} \frac{k_j}{\mu} \right) = -\nabla_i P \frac{K_i^{WR}}{\mu} \Delta_{i+1} \Delta_{i+2} \quad (\text{B.1})$$

Pour simplifier, et sans perte de généralité, le terme de gravité n'a pas été pris en compte dans la relation (B.1).  $Nf_j e_j \Delta_{\lambda \neq i, \lambda \neq j}$  représente la surface totale d'écoulement développée par la famille de fractures  $j$  dans la surface limite  $i$  du volume fracturé.  $\Delta_{i+1} \Delta_{i+2}$  est la surface totale de la face limite  $i$ .  $K_i^{WR}$  est la perméabilité équivalente du réseau WR dans la direction  $i$ . L'égalité observée dans la relation (B.1) permet d'identifier les trois termes de la perméabilité équivalente sur réseau WR comme suit

$$\begin{bmatrix} K_1^{WR} \\ K_2^{WR} \\ K_3^{WR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \Delta_2^{-1} & \Delta_3^{-1} \\ \Delta_1^{-1} & 0 & \Delta_3^{-1} \\ \Delta_1^{-1} & \Delta_2^{-1} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Nf_1 e_1 k_1 \\ Nf_2 e_2 k_2 \\ Nf_3 e_3 k_3 \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Dans le cadre de l'hypothèse de l'équivalence entre le réseau WR et le DFN réel, les inconnus du problème sont ainsi le nombre de fractures  $Nf_i$  du réseau WR, leurs ouvertures  $e_i$  et leurs perméabilités  $k_i$ . Ainsi, il est pertinent d'inverser le système (B.2) pour obtenir :

$$Nf_i e_i k_i = \frac{\Delta_i}{2} \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{WR} \quad (\text{B.3})$$

Avec  $\delta_{ij}$  est le symbole de Kronecker ( $\delta_{ij} = 1$  si  $i = j$  et  $\delta_{ij} = 0$  si  $i \neq j$ ).

Une simple relation géométrique entre la famille de fractures  $i$ , son ouverture  $e_i$ , son espacement  $s_i$  et la dimension  $\Delta_i$  dans la direction  $i$  permet d'écrire

$$Nf_i(e_i + s_i) = \Delta_i \Rightarrow \frac{Nf_i e_i}{\Delta_i} = \frac{e_i}{e_i + s_i} \quad (\text{B.4})$$

Dans l'expression précédente, l'existence de  $Nf_i$  suppose la présence de  $Nf_i - 1$  fractures à l'intérieur du volume fracture et 2 demi-fractures d'ouverture  $\frac{e_i}{2}$  sur les faces des bords. En remplaçant (B.4) dans (B.3), on obtient :

$$k_i = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{s_i}{e_i}\right) \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{WR} \quad (\text{B.5})$$

La porosité fractures  $\phi^{WR}$  du réseau WR et la densité surfacique de fracturation  $\phi_i^{WR-S}$  sur la surface du bord  $i$  (rapport entre l'aire fracturée divisée par l'aire de la surface du bord) peut être donnée en fonction des caractéristiques du réseau de fractures comme suit :

$$\phi^{WR} \approx \sum_{i=0}^3 \frac{Nf_i e_i \Delta_{i+1} \Delta_{i+2}}{\Delta_1 \Delta_2 \Delta_3} = \sum_{i=0}^3 \frac{Nf_i e_i}{\Delta_i} \quad (\text{B.6})$$

$$\phi_i^{WR} = \sum_{l \neq i} \frac{Nf_l e_l}{\Delta_l} \quad (\text{B.7})$$

Les relations (B.6) et (B.7) sont, certes, simples. Mais, celles-ci sont des approximations. En effet, les intersections entre les fractures sont comptées deux fois dans les valeurs de porosités. Ceci n'a pas d'influence sur la taille du bloc et sur l'ouverture des fractures. La soustraction entre (B.7) et (B.6) donne le terme  $\frac{Nf_i e_i}{\Delta_i}$  qui apparaît dans l'équation (B.4). D'où, il est possible d'exprimer la relation entre la perméabilité intrinsèque  $k_i$  et la perméabilité équivalente du réseau  $\bar{K}^{WR}$  autrement :

$$k_i = \frac{1}{2(\phi^{WR} - \phi_i^{WR})} \sum_{j=0}^3 (-1)^{\delta_{ij}} K_j^{WR} \quad (\text{B.8})$$

Les expressions (B.5) et (B.8) sont utilisées pour calculer les dimensions du bloc équivalent ( $s_i$  dans la relation (B.5)) du réseau WR en fonction de  $\phi^{WR}$ ,  $\phi_i^{WR}$  et  $K_j^{WR}$  équivalentes à celles mesurées ou calculées dans le cas d'un DFN réel.

## C. Analyse de sensibilité sur la taille du bloc équivalente

Dans cet annexe, une analyse de sensibilité du résultat en courbe de taux de récupération de la simulation double porosité aux dimensions du bloc équivalent est effectuée.  $s_X$  est la dimension du bloc équivalent selon  $X$  et  $s_Z$  est sa dimension selon  $Z$ . L'écoulement a lieu principalement selon la direction  $X$ . Donc il est intéressant de voir la sensibilité du résultat par rapport aux deux dimensions  $s_X$  et  $s_Z$ . Ainsi dans un premier temps on fixe la valeur de  $s_X$  (dimension selon la direction de l'écoulement) et on suit l'évolution de la production par rapport à  $s_Z$  (cf. Figure 86). Puis on fait même démarche en fixant la valeur de  $s_Z$  et en variant la valeur de  $s_X$  (cf. Figure 87). Cette manipulation est effectuée pour la combinaison  $K_m = 1mD, V_{inj} = 0,1 m/d$ .

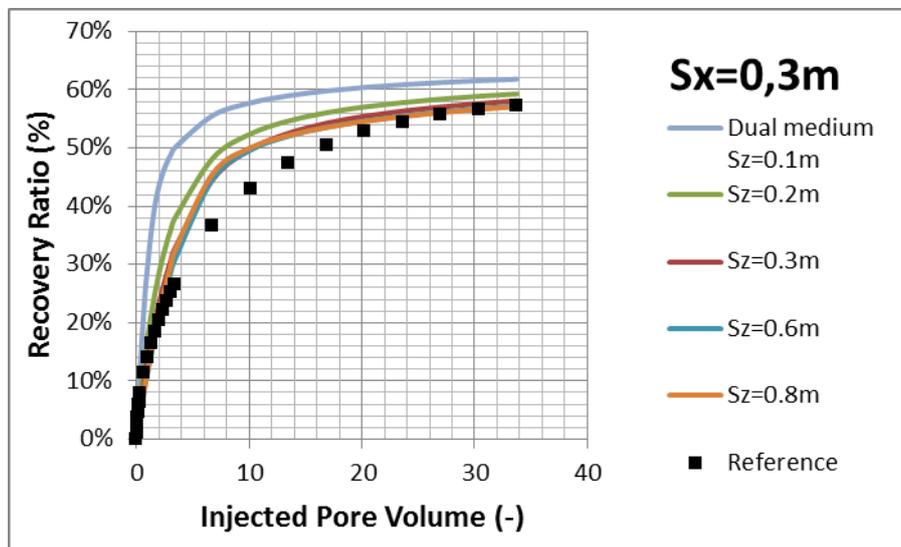


Figure 86 Sensibilité du résultat en terme de taux de récupération à la dimension  $s_Z$  (verticale à l'écoulement) du bloc équivalent pour une valeur fixée de la dimension  $s_X = 0,3m$  (dans le sens de l'écoulement) pour la configuration  $K_m = 1mD, V_{inj} = 0.1 m/d$

Sur la Figure 86, pour  $s_X = 0,3 m$ , une évolution de  $s_Z$  entre  $0,1m$  et  $0,2m$  modifie le résultat en taux de récupération de manière significative. Quand la valeur  $s_Z$  s'approche de celle de  $s_X$  ( $= 0,3m$ ) ou la dépasse, sa variation n'entraîne pas de modification significative au résultat de la simulation double porosité en terme de taux de récupération.

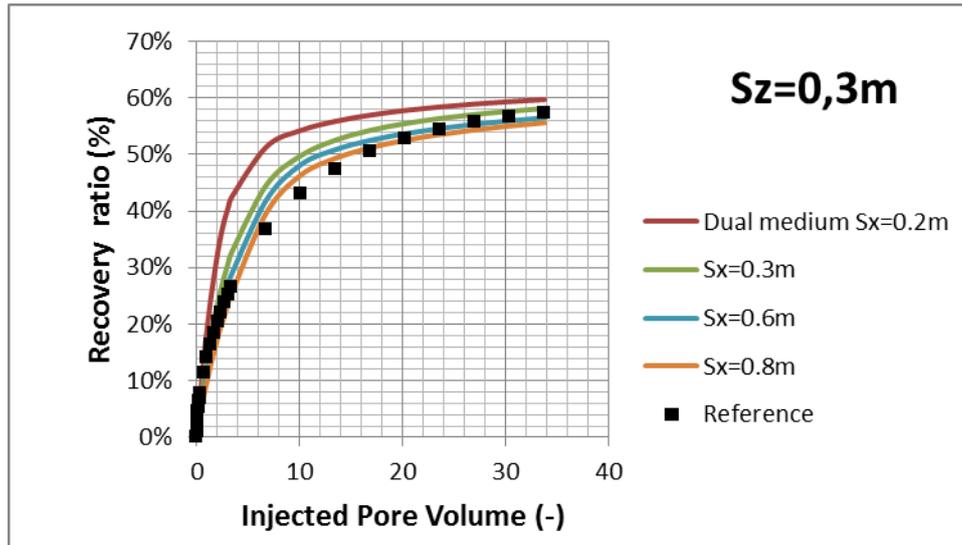


Figure 87 Sensibilité du résultat en terme de taux de récupération à la dimension  $s_x$  (dans le sens de l'écoulement) du bloc équivalent pour une valeur fixée de la dimension  $s_z = 0,3m$  (verticale à l'écoulement) pour la configuration  $K_m = 1mD, V_{inj} = 0.1 m/d$

Sur la Figure 87, pour  $s_z = 0,3 m$ , quand  $s_x$  varie entre  $0,2 m$  et  $0,3 m$ , on observe une variation importante du résultat de la simulation double porosité en terme de taux de récupération. Quand la valeur de  $s_x$  dépasse la valeur de  $s_z (= 0,3 m)$ , sa modification n'engendre pas de variation significative du résultat de la simulation double porosité en terme de taux de récupération.

Pour cette configuration ( $K_m = 1mD, V_{inj} = 0.1 m/d$ ), et pour les deux cas ( $s_x$  fixe et  $s_z$  variable ou  $s_x$  variable et  $s_z$  fixe), la variation de la petite dimension du bloc équivalent modifie visiblement le résultat de la simulation double porosité, tandis que la variation de la grande dimension du bloc équivalent n'engendre pas de modification importante. Ceci est expliqué par le fait que le processus dominant les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures est l'imbibition. Dans le cadre de l'imbibition, l'importance des échanges dépend principalement de la plus petite taille du bloc équivalent.