
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 γ 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.

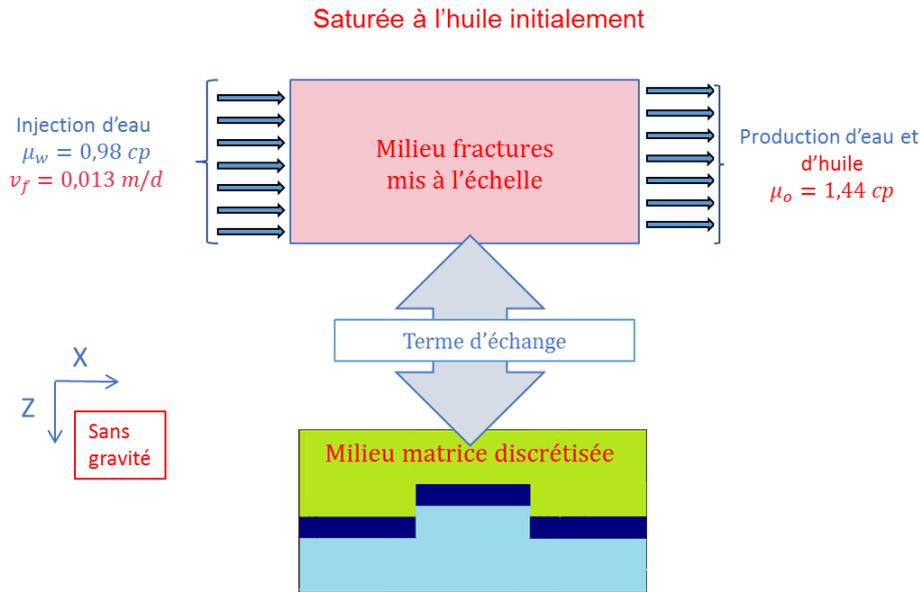


Figure 60 Exemple de simulation double milieu avec grille matrice discrétisée pour le cas d'une injection d'eau à débit constant

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.

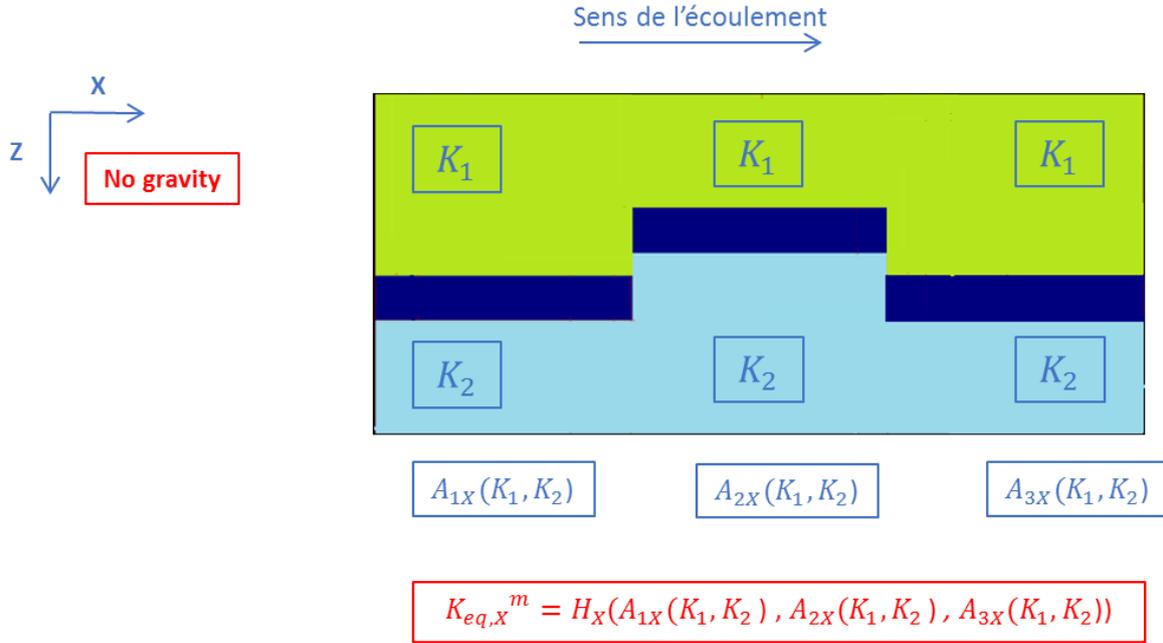


Figure 61 Calcul de la perméabilité équivalente du milieu matriciel dans la direction X

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 α ($\alpha = o, w$) 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.

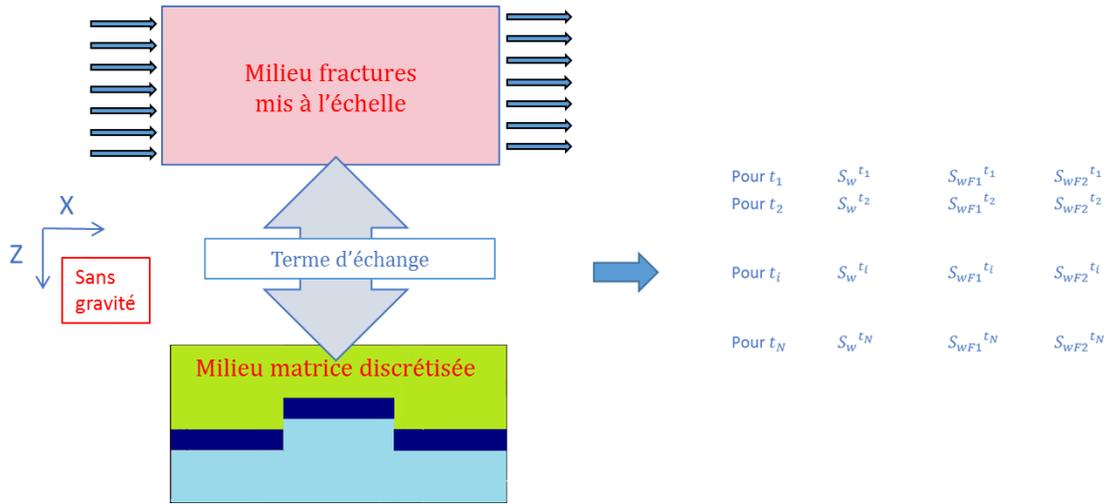


Figure 62 Output de la simulation double milieu à matrice discrétisée

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

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

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.

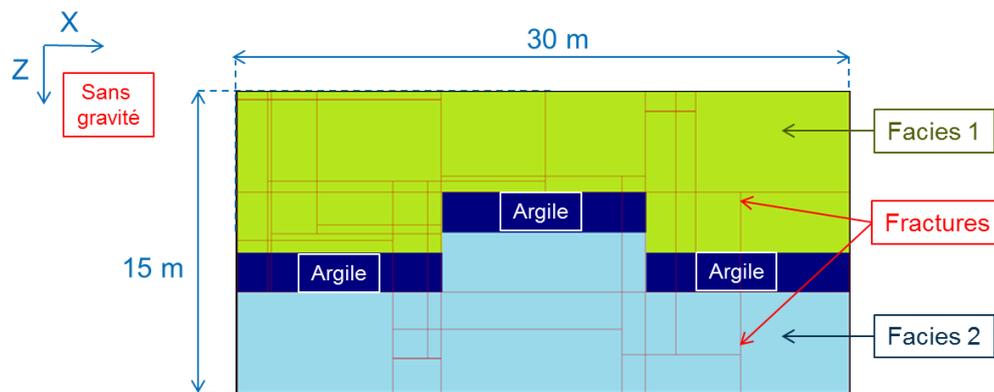


Figure 63 Premier cas test : section 2D à l'échelle d'une maille réservoir avec un réseau de fractures et aléatoire

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
ϕ (-)	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.

ϕ (-)	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.

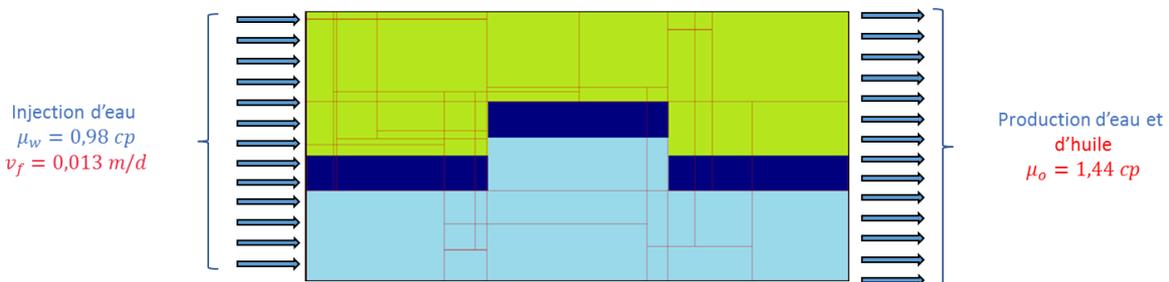


Figure 64 Expérience numérique d'injection d'eau sur le premier cas test

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

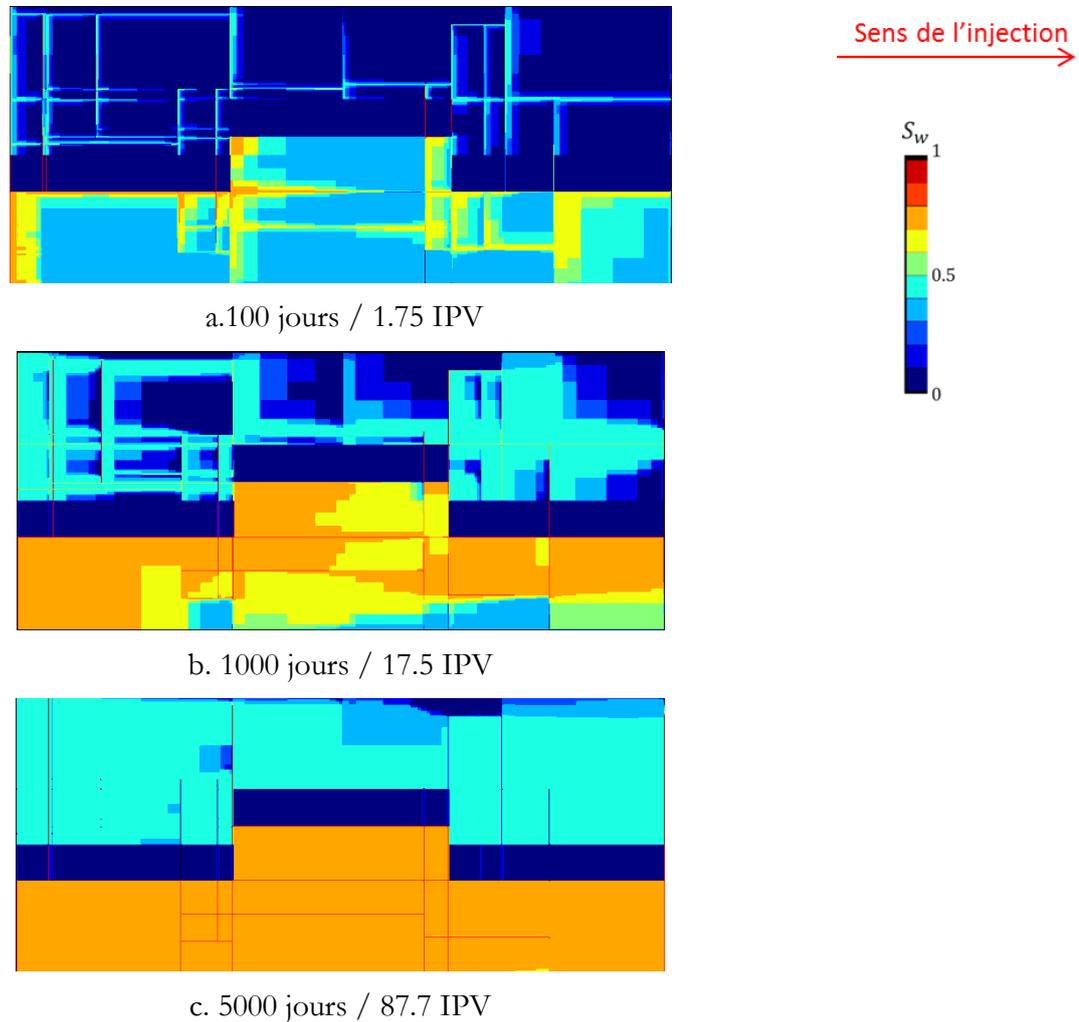


Figure 65 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau dans le premier cas test

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.

ϕ_{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

ϕ_{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.

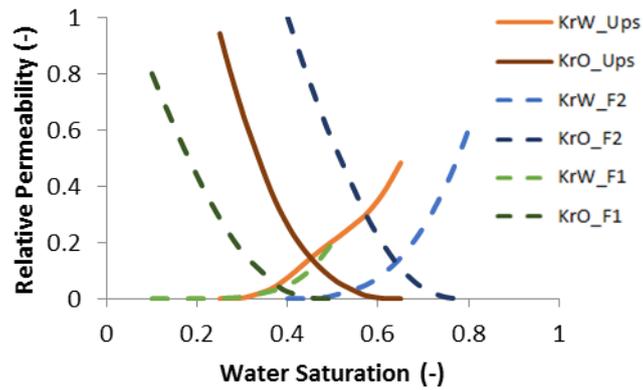


Figure 66 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour la simulation d'écoulement (cf. Figure 64)

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.

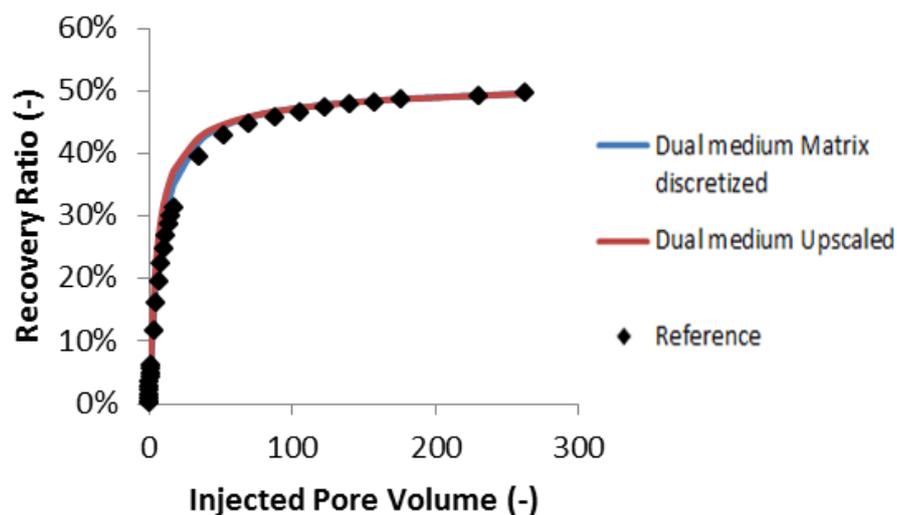


Figure 67 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu grossières avant et après mise à l'échelle du milieu matrice

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.

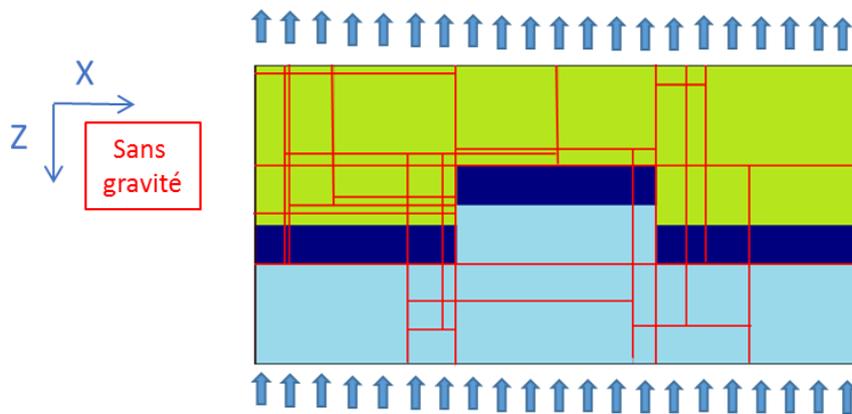


Figure 68 Expérience numérique d'injection d'eau dans la direction Z dans le premier cas test

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.

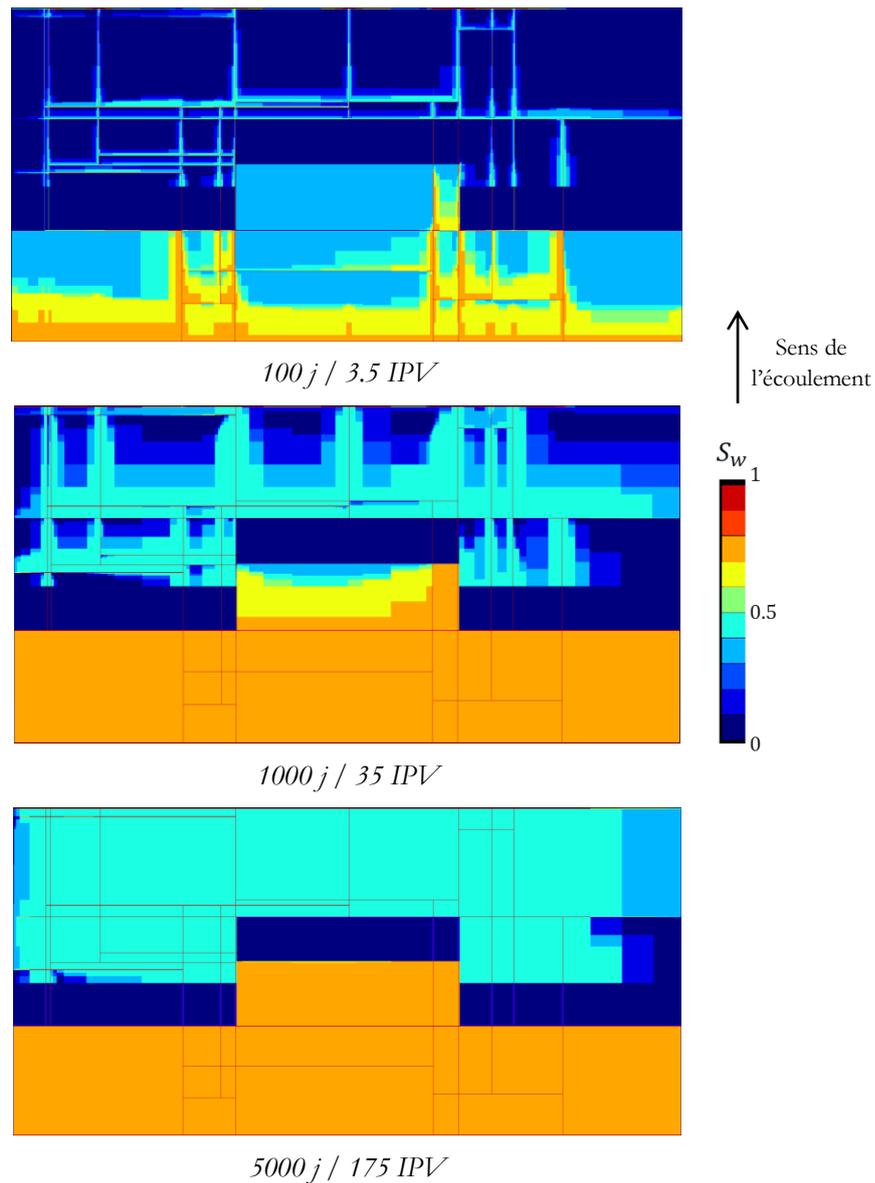


Figure 69 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau sur le cas test selon la direction Z

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.

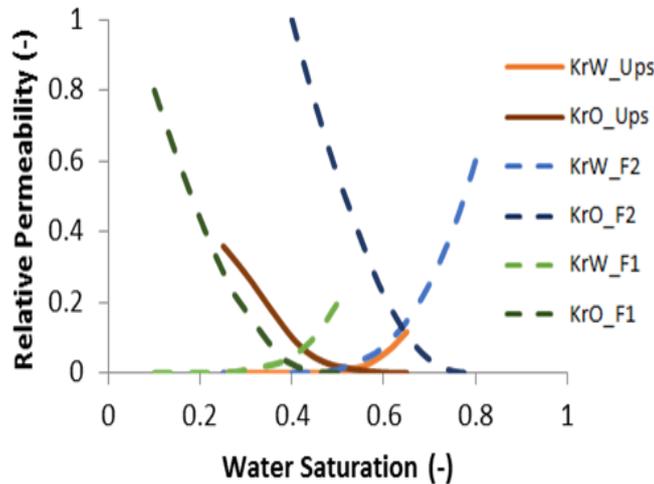


Figure 70 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow à la simulation d'injection d'eau pour un écoulement selon Z

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) valent 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.

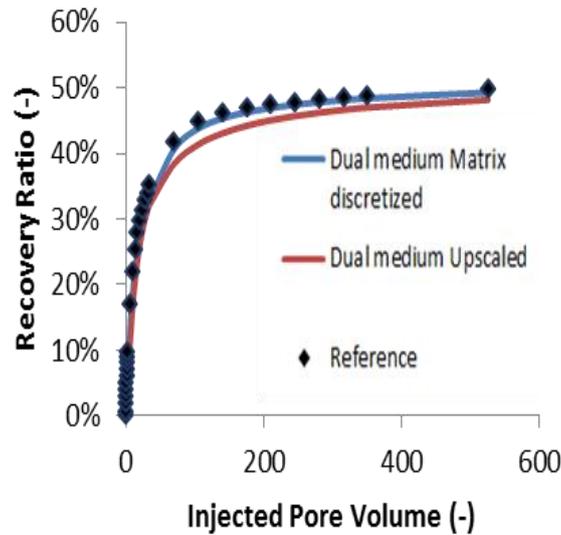


Figure 71 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu grossières avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour une injection d'eau selon Z

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.

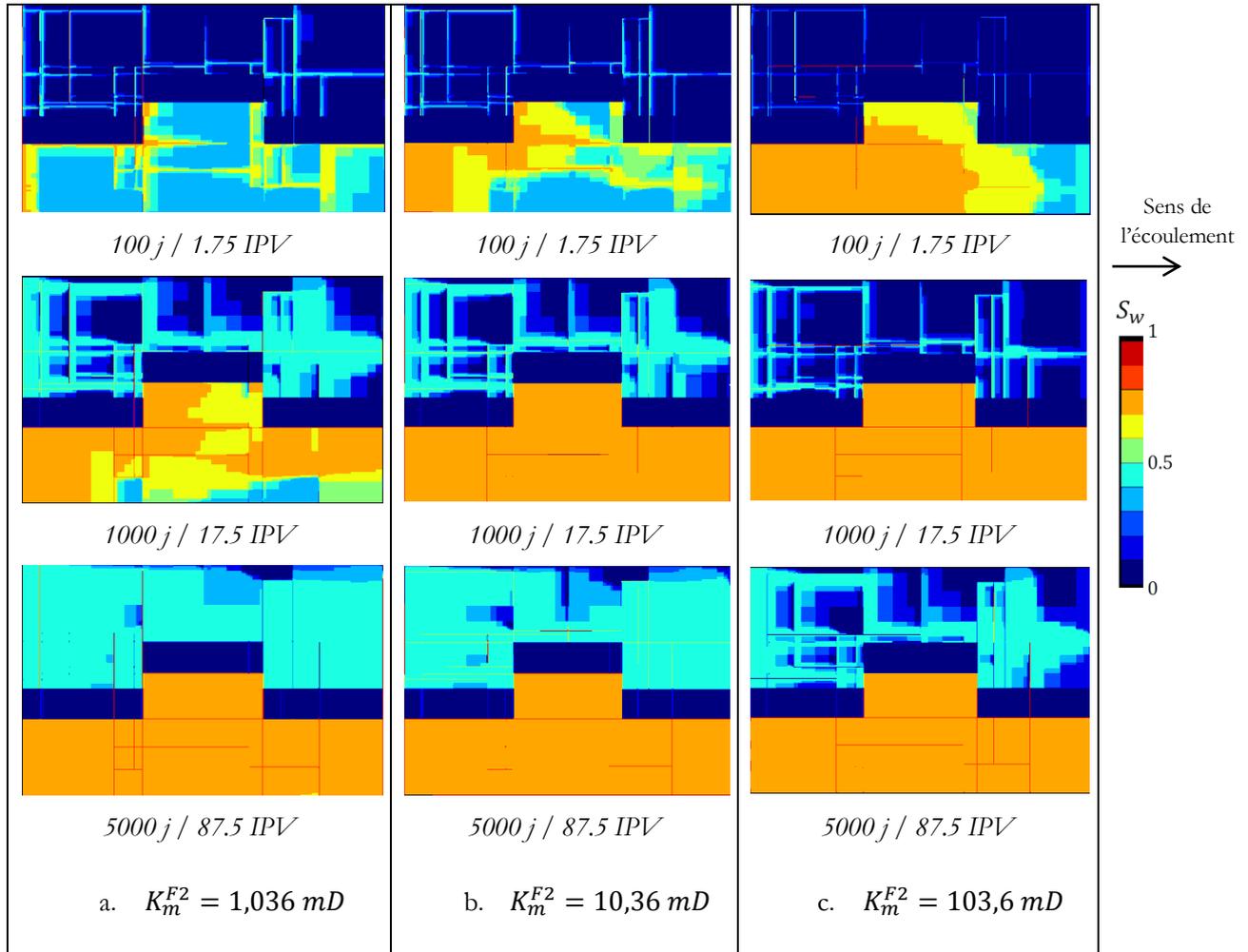


Figure 72 Evolution de la saturation en eau dans le premier cas test durant une simulation d'injection d'eau pour 3 valeurs de perméabilité du faciès 2

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 mD ; 10,36 mD ; 103,6 mD} sont affichées sur la Figure 73. Pour $K_m^{F2} = 10,36$ mD et $K_m^{F2} = 103,6$ 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.

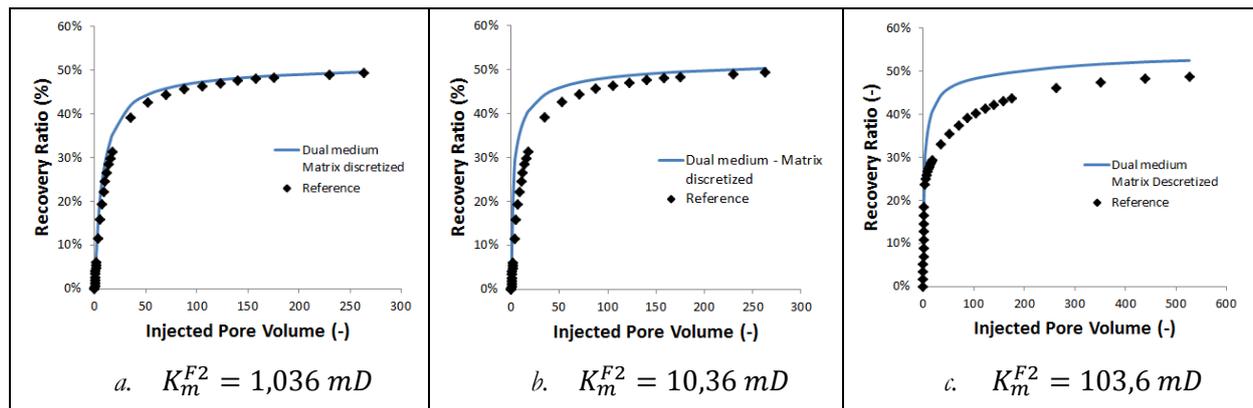


Figure 73 Courbe de taux de récupération de la simulation fine de référence et de la simulation double milieu avec matrice discrétisée pour 3 valeurs de perméabilité du facies 2

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.

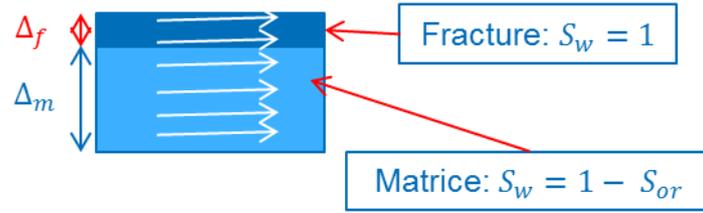


Figure 74 Un modèle simplifié d'un demi-bloc avec une fracture unique pour expliquer le concept de la correction de la perméabilité fractures équivalente

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).

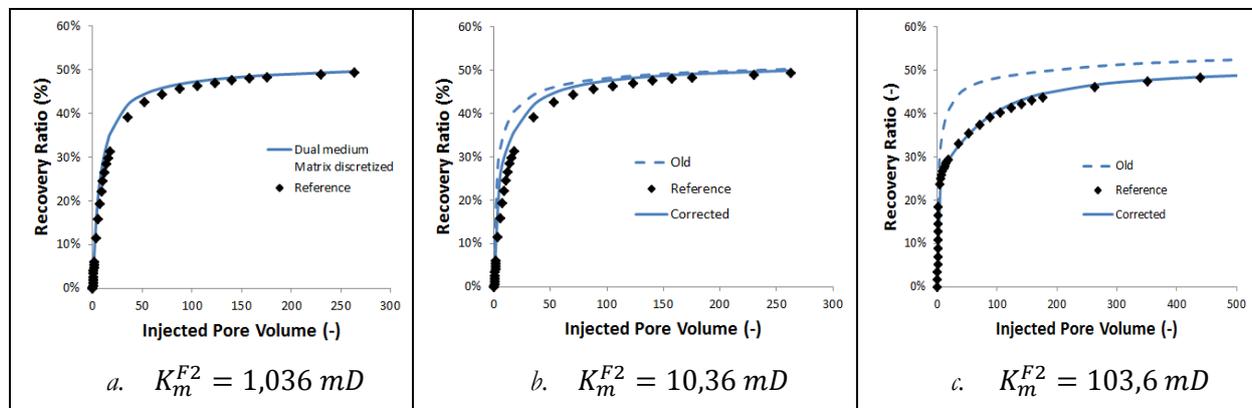


Figure 75 Courbe de taux de récupération de la simulation fine de référence et de la simulation double milieu avec matrice discrétisée pour 3 valeurs de perméabilité du facies 2 avant et après correction de la perméabilité fractures double porosité

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

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

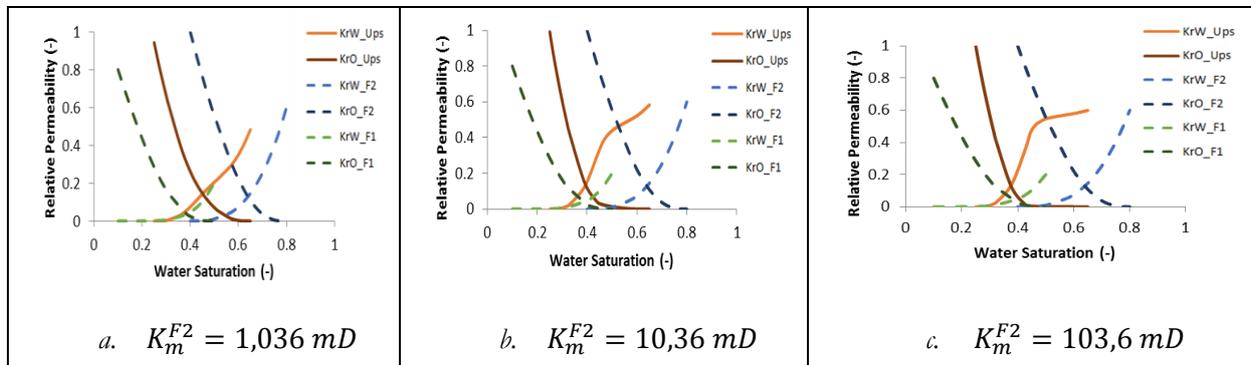


Figure 76 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour 3 valeurs de K_m^{F2}

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 facies 2. Au-delà des 30% d'huile récupérés, la vidange de la section 2D est d'autant plus lente que la perméabilité matrice du facies 2 est plus importante. Ceci concorde avec l'observation sur les cartes de saturations indiquant une vidange lente des blocs du facies 1 à cause de la perméabilité importante du facies 2 poussant l'eau à court-circuiter le premier facies.

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.

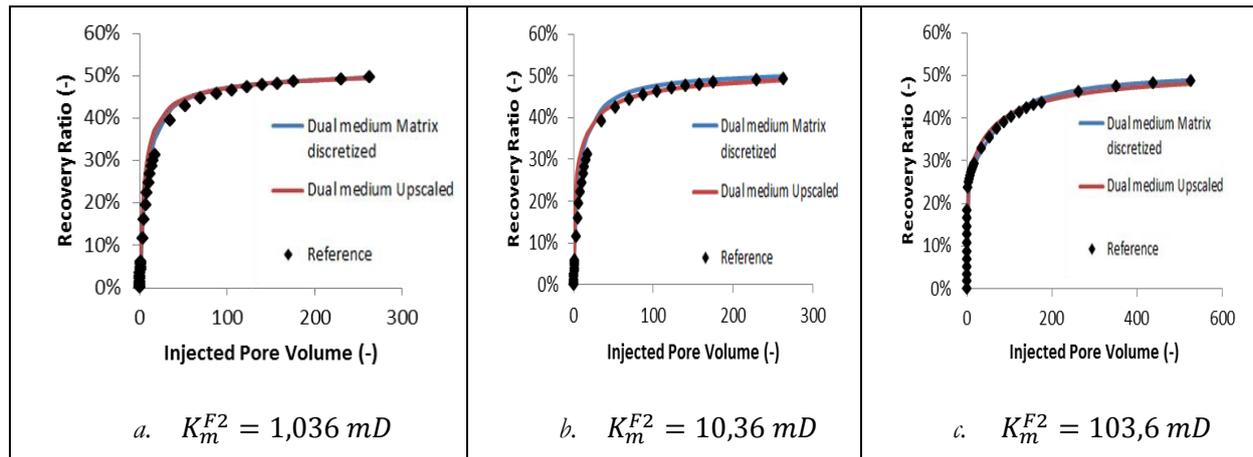


Figure 77 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour 3 valeur de perméabilité du facies 2

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.

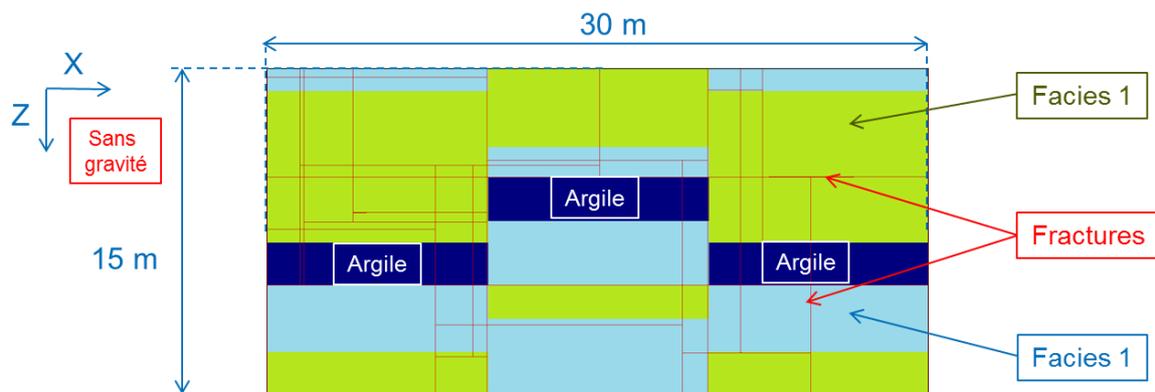


Figure 78 Deuxième cas test simulé (nouvel arrangement des facies matriciels)

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 faciès 2 sont vidés plus rapidement que ceux du faciès 1. Les échanges matrice-fractures sont donc contrôlés par les fractures traversant le faciès 2. Après 17,5 volumes poreux injectés (deuxième image), le faciès 2 est presque saturé. Au-delà de cet instant, les échanges se font principalement entre les fractures du réseau et les blocs matriciels du faciès 1.

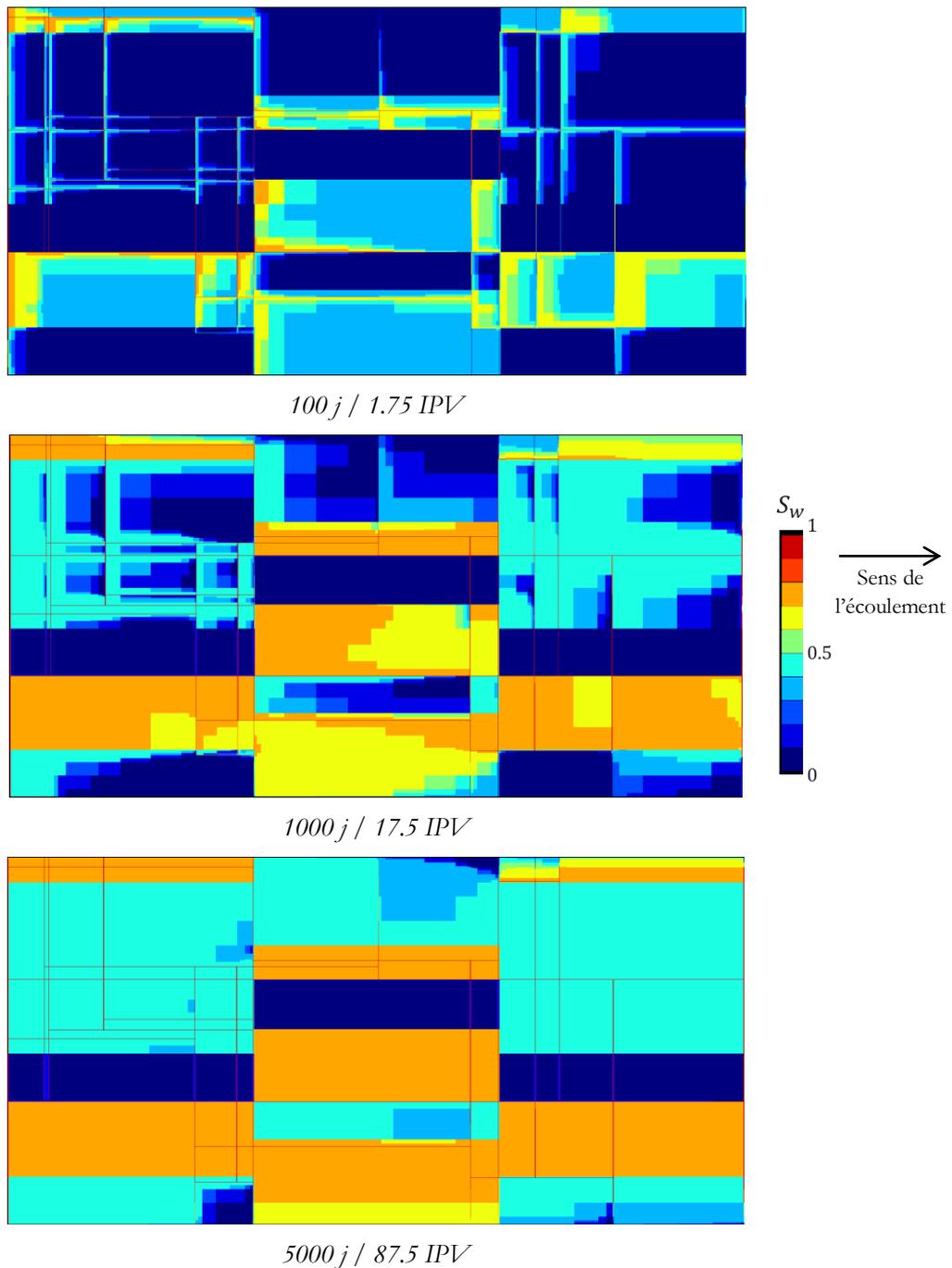


Figure 79 Résultats de l'évolution de la saturation en eau suite à une simulation fine d'injection d'eau appliquée au deuxième cas test

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.

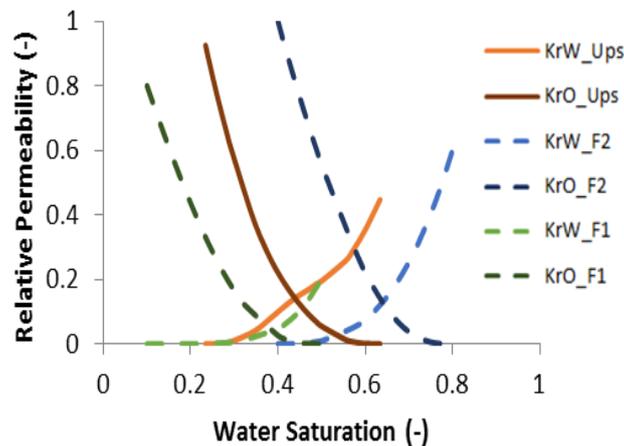


Figure 80 Courbes de perméabilités relatives mises à l'échelle suite à l'application du workflow pour le deuxième cas test

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.

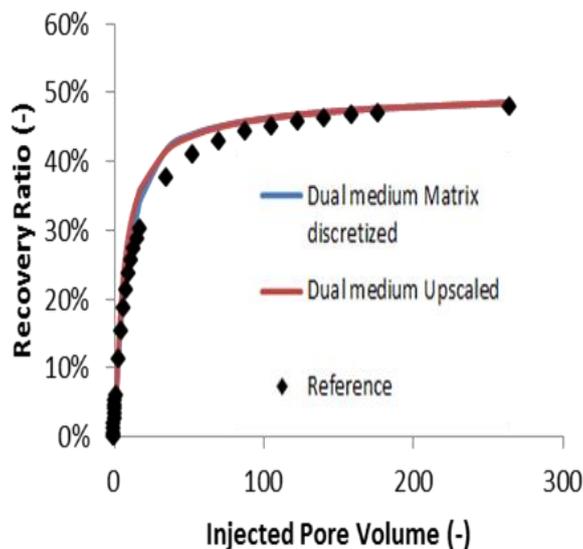


Figure 81 Comparaison des courbes de taux de récupération de la simulation fine de références et des simulations double milieu avant et après mise à l'échelle du milieu matrice pour le deuxième cas test

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).