
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)

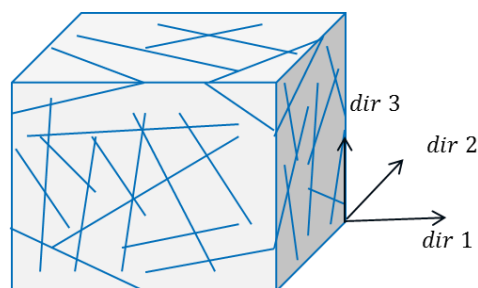
La troisième méthode est la plus ancienne. Elle a été présentée par Narr [137] en 1996. Cette méthode est basée sur un concept purement géométrique. Elle part de l'hypothèse que les directions principales d'écoulement sont déjà identifiées. Le calcul des dimensions du bloc équivalent se fait séparément 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 ; $i = 1,2,3$.

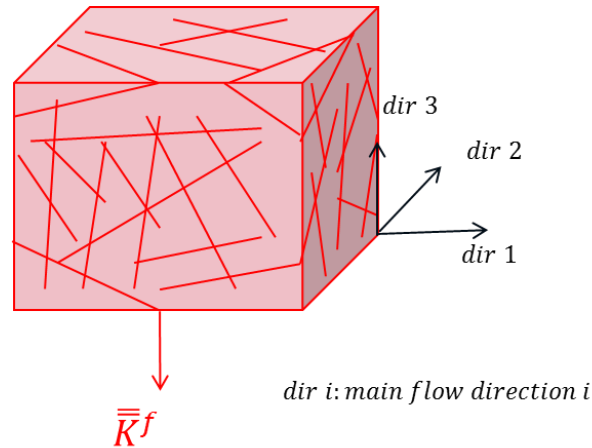


Figure 22 Milieu homogène équivalent au DFN

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).

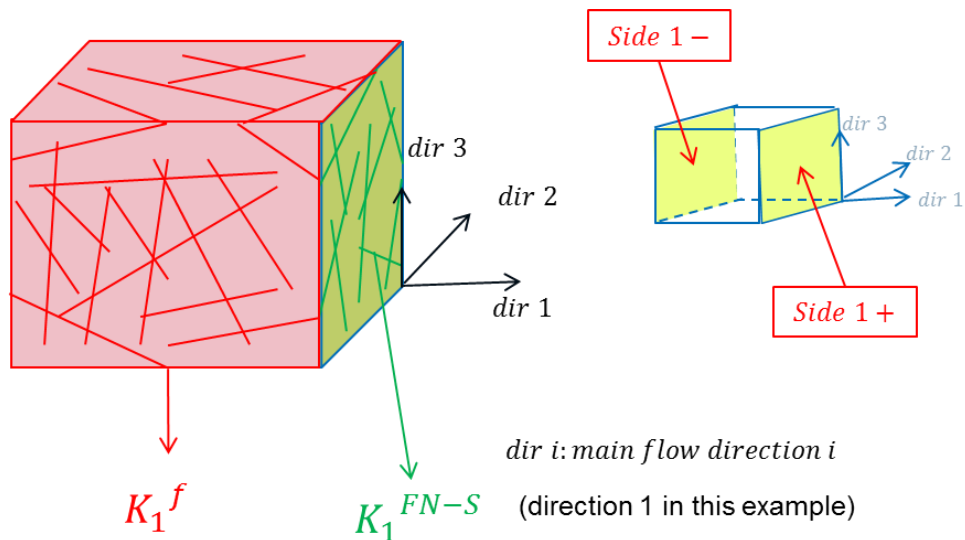


Figure 23 Détermination du tenseur de perméabilités sur les faces limites du volume de référence dans la direction principale de l'écoulement 1.

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

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

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.

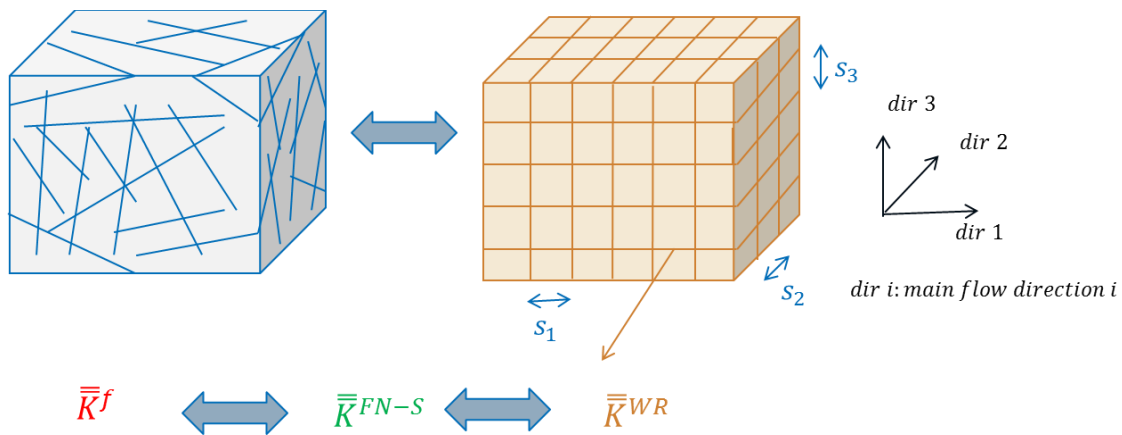


Figure 24 Modèle régulier simplifié de type Warren et Root [140] équivalent du modèle de référence

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 ($i = 1,2,3$).

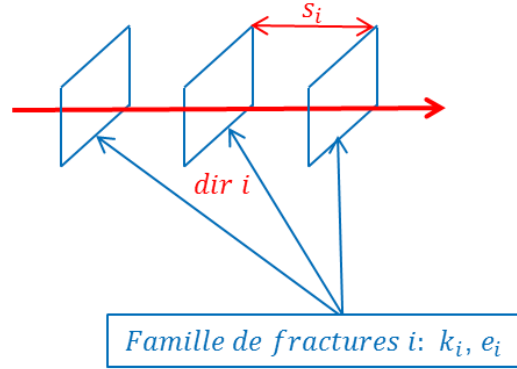


Figure 25 L'arrangement de chaque famille de fractures et les différents paramètres relatifs à cette famille

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).

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

ϕ^{WR} est la porosité du DFN régulier (type WR). ϕ_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} , ϕ^{WR} et ϕ_i^{WR-S} sont similaires aux propriétés équivalentes du DFN réel K_j^{FN-S} , ϕ^{FN} et ϕ_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 Δ_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 ϕ^{FN*} et ϕ_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 ϕ_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.

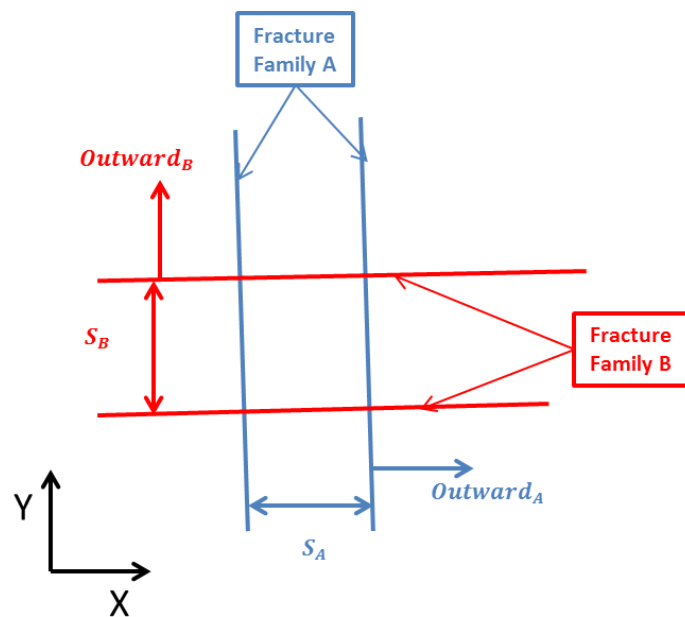


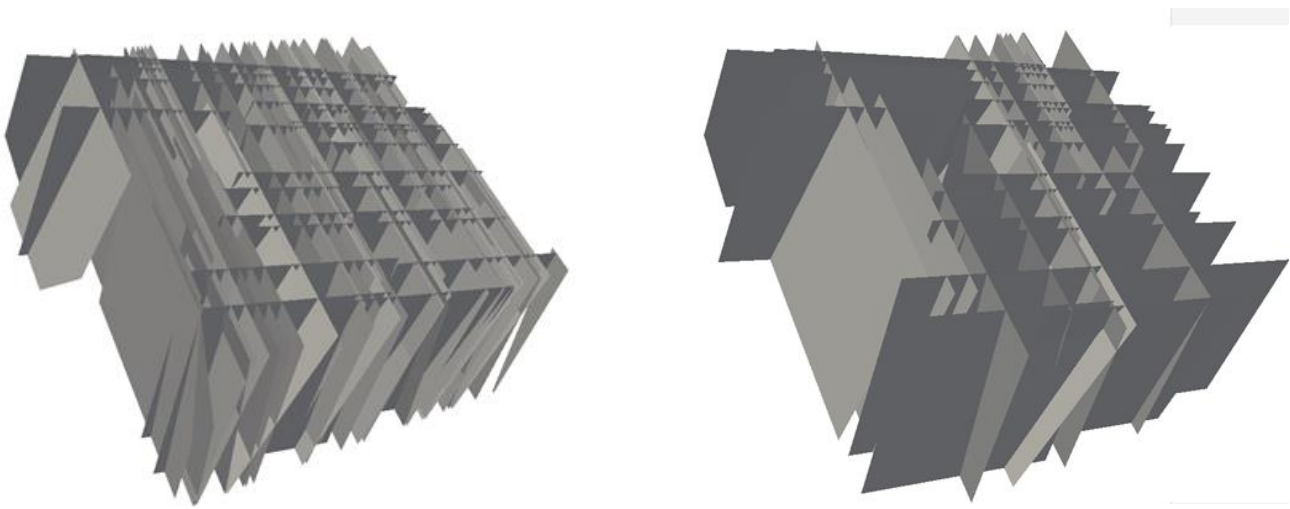
Figure 26 Le système de notation correspondant aux deux familles de fractures générées statistiquement

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

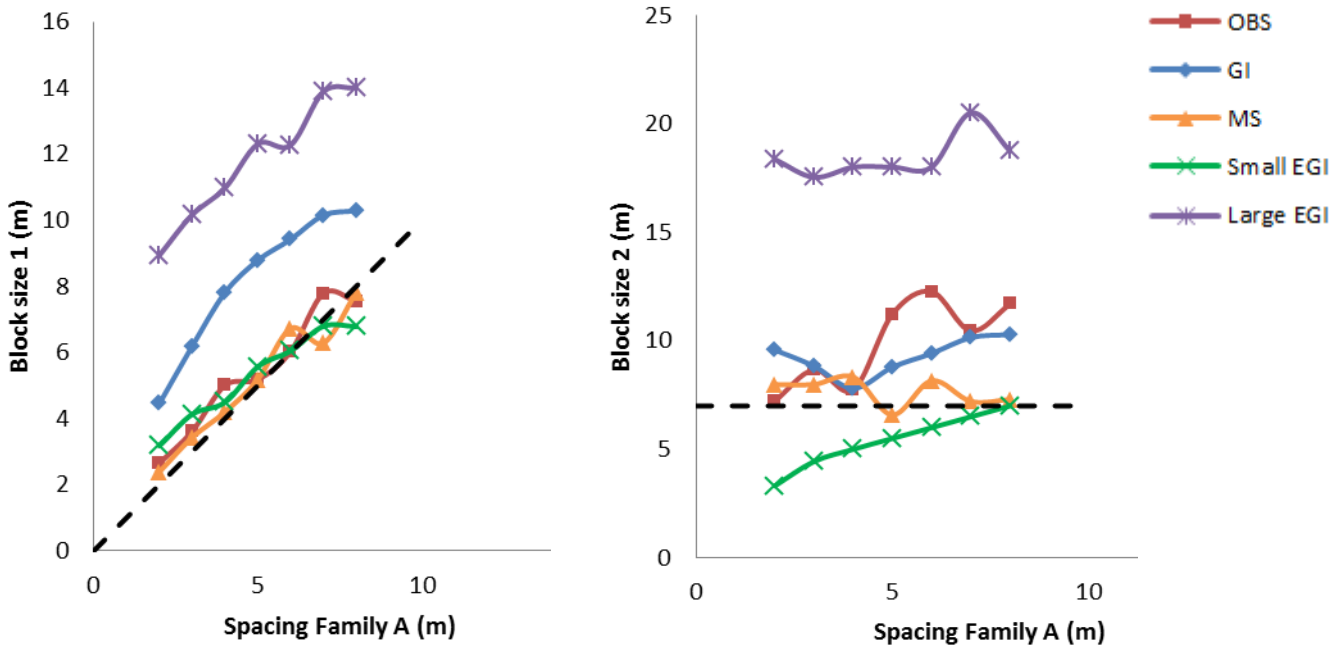
Pour cette analyse de sensibilité, l'azimut moyen de la famille A est fixé à 100° et celui de la famille B est fixé à 10° (cf. Figure 27). L'espacement moyen de la famille A, noté s_A , est variable, tandis que, celui de la famille B, noté s_B , est maintenu à 7 m. Les dimensions s_1 et s_2 du bloc équivalent, 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° . 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°), 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).

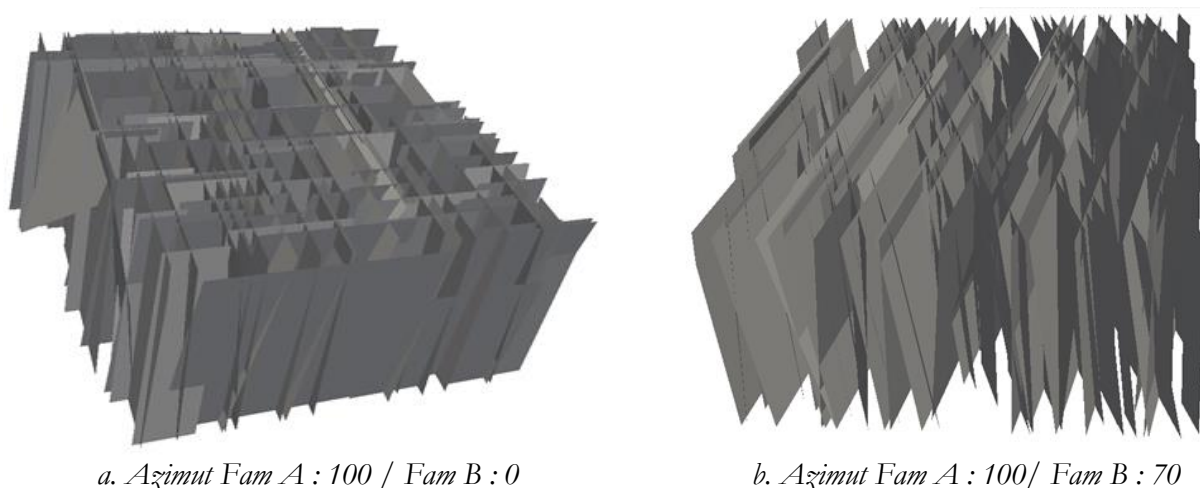


Figure 29 Le modèle de DFN étudié pour deux différentes valeurs de l'azimut de la famille B (espacement de la famille A : 3 m / famille B : 5 m)

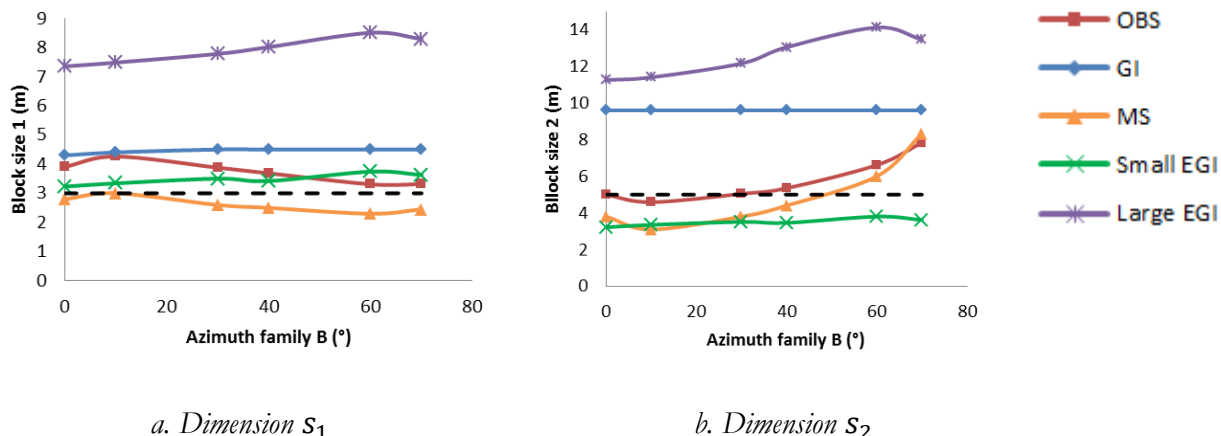


Figure 30 Dimensions du bloc équivalent en fonction de l'azimut de la famille de fracture B
(espacement fam A = 3 m et fam B : 5 m)

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° de la famille B (angle 90° 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).

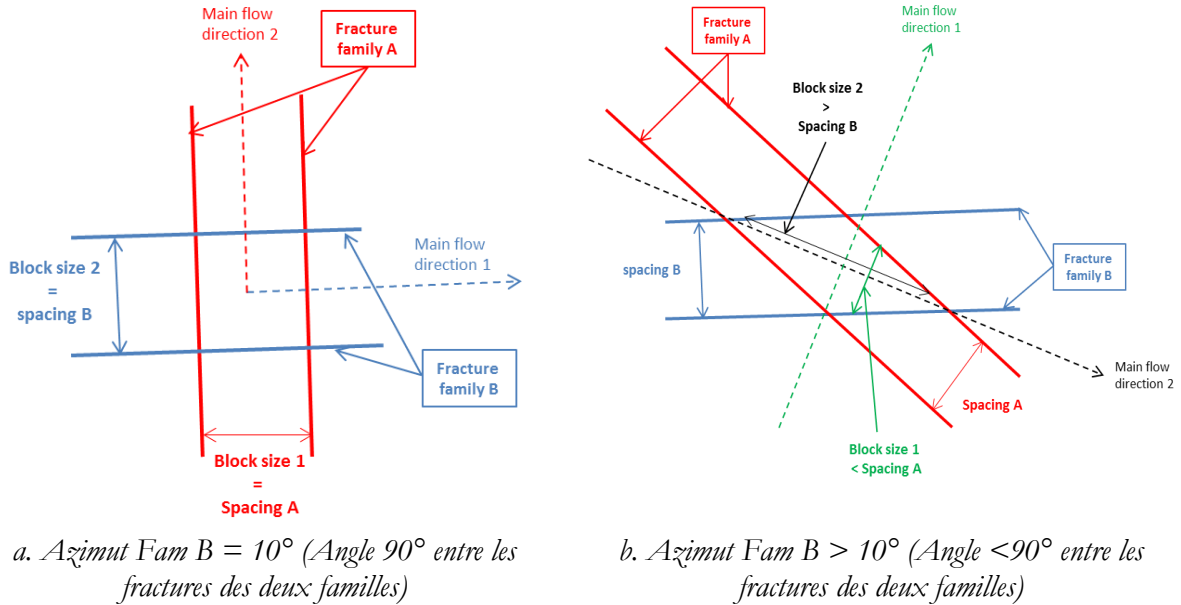


Figure 31 Explication de l'évolution de s_1 et de s_2 tirées par les méthodes OBS et MS avec l'azimut de la famille de fractures B

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.

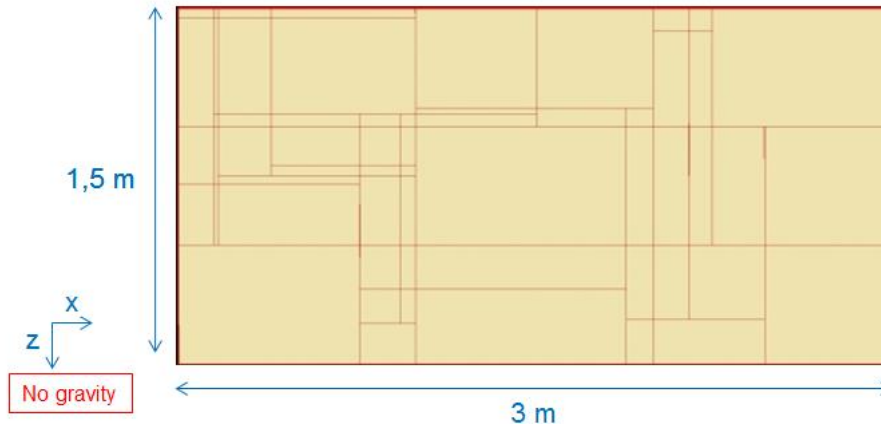


Figure 32 Cas test 1: Section 2D d'un réservoir fracturé à l'échelle d'une maille géologique

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
ϕ (-)	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.

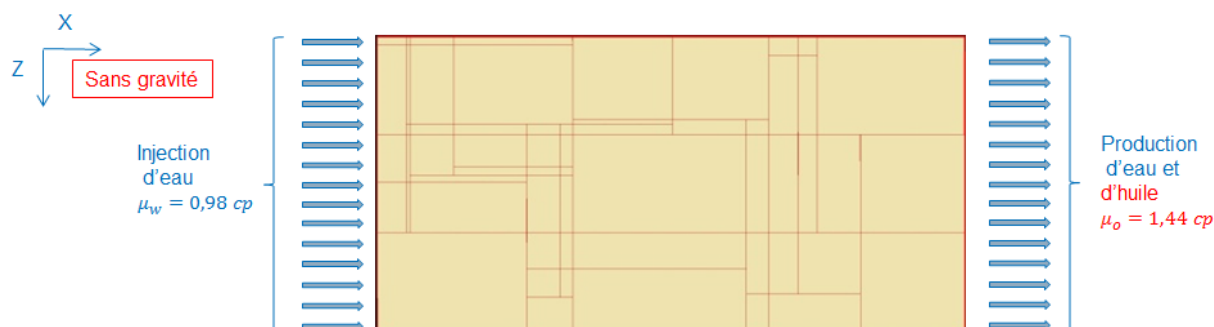


Figure 33 Expérience numérique: Injection d'eau dans un réservoir fracturé saturé à l'huile à une vitesse constante
cp : centi-poise

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.

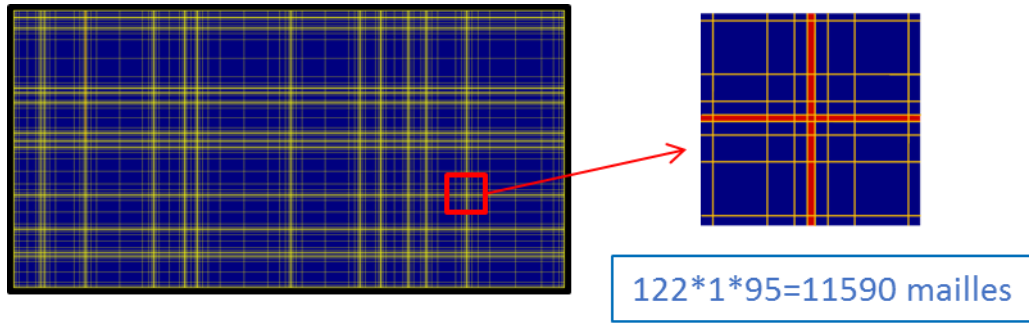


Figure 34 Maillage relatif à la simulation fine DFM de la section 2D du réservoir fracturé

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 Δt_{Max} de simulation est calculé de sorte à limiter l'avancement du front au pas minimal de l'espace Δl_{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.

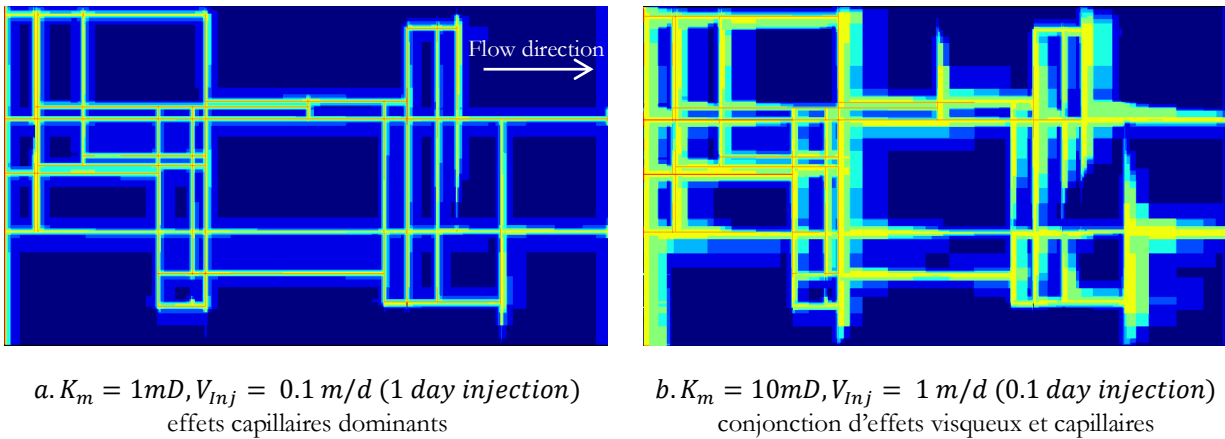


Figure 35 Cartes de saturation en résultat à une injection d'eau dans différentes conditions (en vitesse d'injection et en perméabilité matrice) dans une section 2D d'un réservoir fracturé initialement saturé à l'huile

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 apparaît. 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 apparaît. 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 discr tiss es 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).

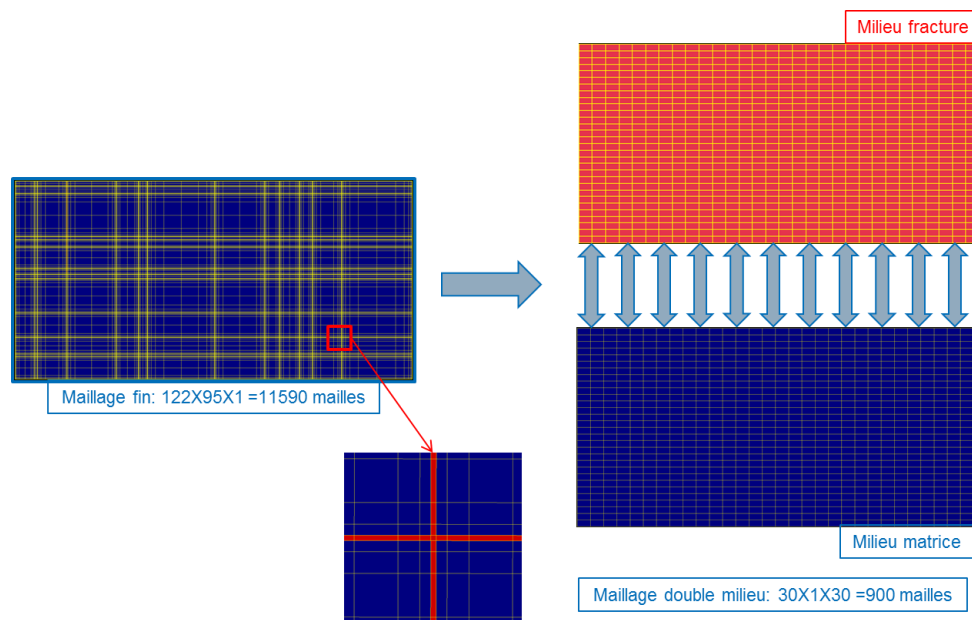


Figure 36 Passage d'un maillage simple milieu à un maillage double milieu pour le réservoir fracturé simulé

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).

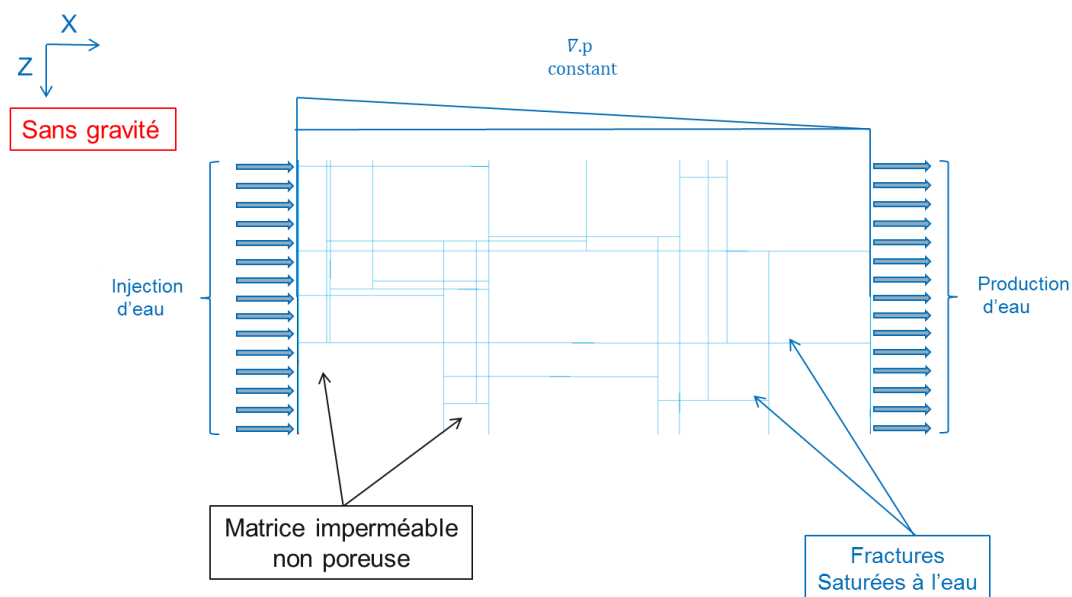


Figure 37 Expérience numérique servant à déterminer la perméabilité équivalente du milieu fractures dans la direction X (la même expérience est effectuée pour la direction Z)

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 ∇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.

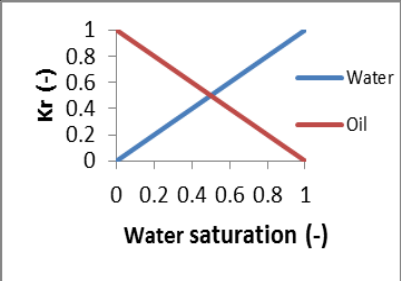
ϕ_{eq}^f (-)	K_X^f (mD)	K_Z^f (mD)	Perméabilités relatives k_{req}^f (-)	Pression capillaire $P_{c eq}^f$ (bar)
0,013	46,42	62	 <p>Le graphique illustre les perméabilités relatives des phases eau et huile en fonction de la saturation en eau. L'axe des ordonnées est noté 'kr (-)' et l'axe des abscisses 'Water saturation (-)', les deux allant de 0 à 1. Une courbe rouge, étiquetée 'Oil', part de (0, 1) et descend linéairement à (1, 0). Une courbe bleue, étiquetée 'Water', part de (0, 0) et monte linéairement à (1, 1). Les deux courbes se croisent à une saturation en eau de 0,5 et une perméabilité relative de 0,5.</p>	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.

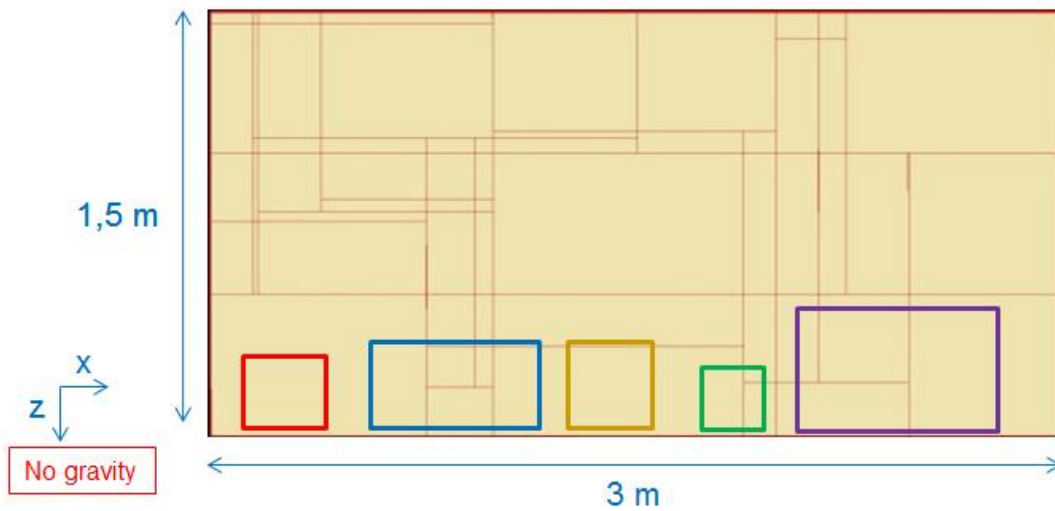


Figure 38 Premier cas test simulé avec une représentation des différents blocs équivalent générés par les différentes méthodes

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

ϕ_f	ϕ_x^{FN-S}	ϕ_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.

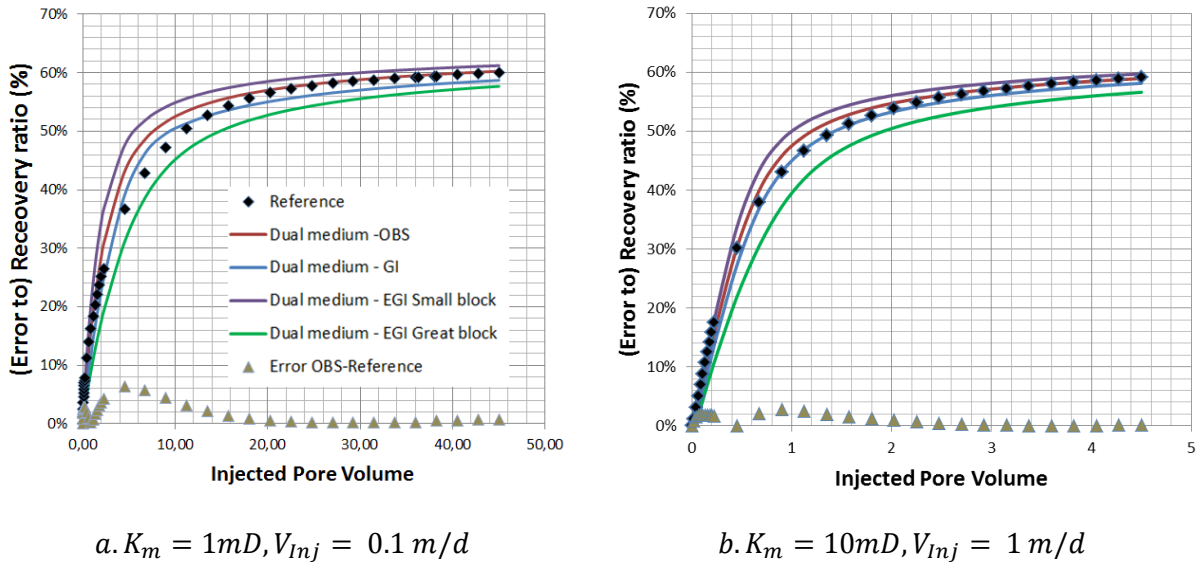


Figure 39 Courbes de taux de récupération (et de l'erreur absolue entre référence et OBS) en résultat d'une expérience numérique d'injection dans le premier cas test simulé pour deux configurations en vitesse d'injection et en perméabilité matrice

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].

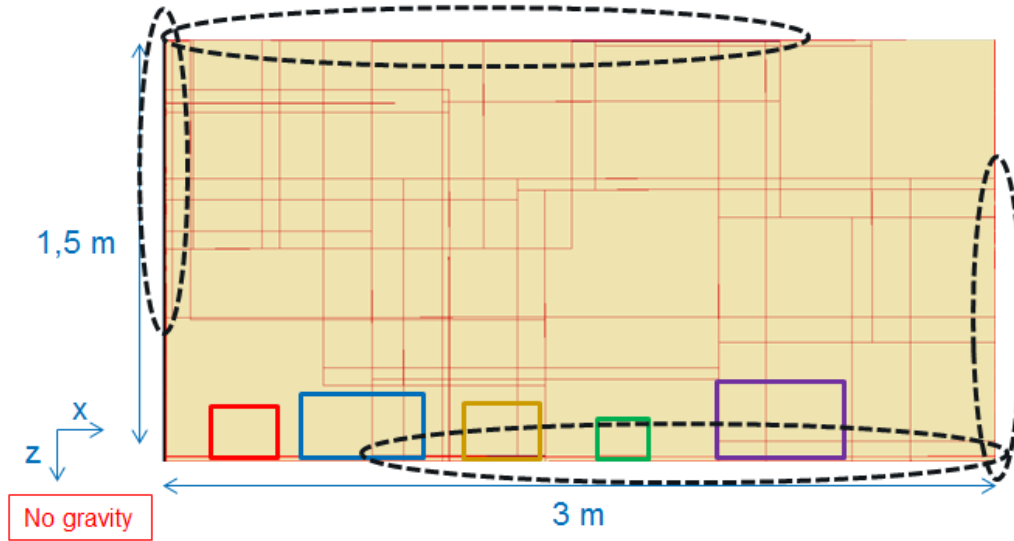


Figure 40 Le deuxième cas test avec une représentation des différents blocs équivalent générés par les différentes méthodes

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

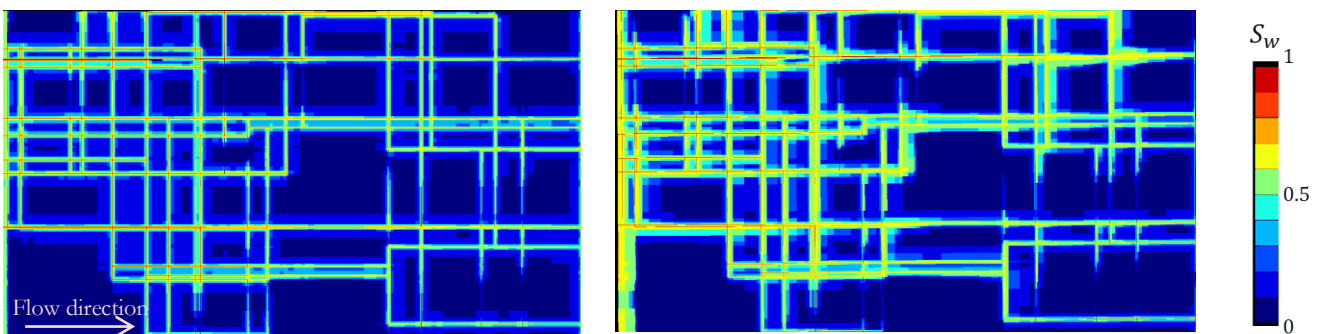
ϕ_f	ϕ_x^{FN-S}	ϕ_z^{FN-S}
0.024	0.0106	0.0083

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

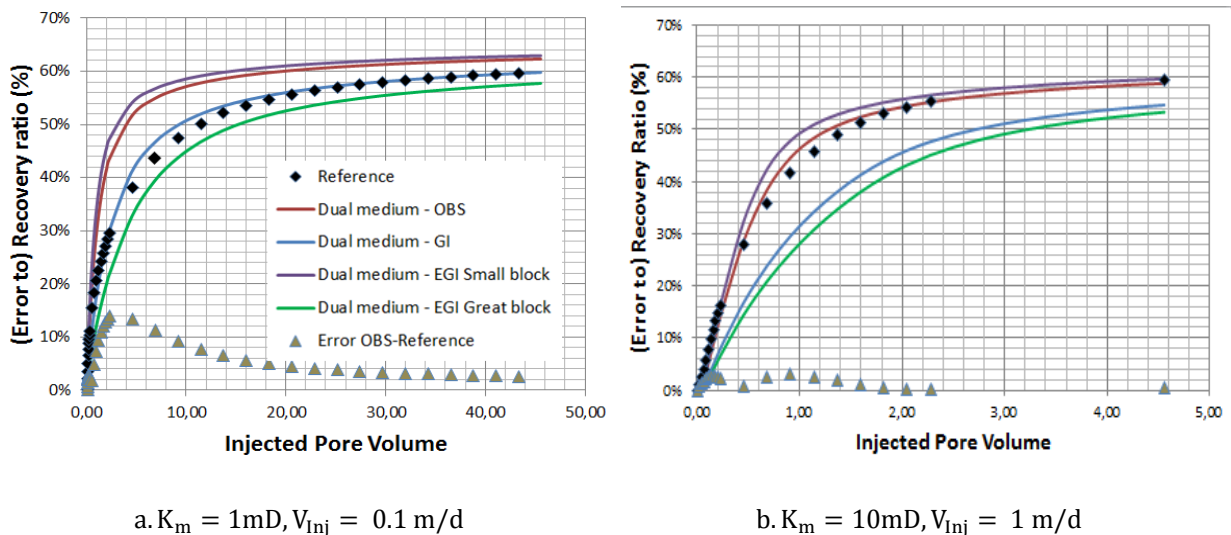
Tableau 9 La perméabilité équivalente dans les directions principales d'écoulement sur le DFN et sur les faces limites et du deuxième cas test

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 « PROCÉDE 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).