



Changement d'échelle pour des milieux fracturés hétérogènes à grande échelle

Moussa Kfoury, Benoît Noettinger, Michel Quintard, Rachid Ababou

► To cite this version:

Moussa Kfoury, Benoît Noettinger, Michel Quintard, Rachid Ababou. Changement d'échelle pour des milieux fracturés hétérogènes à grande échelle. 16ème Congrès Français de Mécanique, Sep 2003, Nice, France. hal-04492343

HAL Id: hal-04492343

<https://ut3-toulouseinp.hal.science/hal-04492343>

Submitted on 6 Mar 2024

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

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

Changement d'échelle pour des milieux fracturés hétérogènes à grande échelle

Moussa KFOURY^{1,2}, Benoît NËTINGER¹, Michel QUINTARD² & Rachid ABABOU²

¹Institut Français du Pétrole, 1 et 4 avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex

²Institut de Mécanique des Fluides de Toulouse, Allée Prof. C. Soula, 31400 Toulouse
michel.quintard@ifmt.fr

Résumé :

On présente dans ce papier le problème d'homogénéisation des équations d'écoulements monophasiques faiblement compressibles au sein des milieux fracturés hétérogènes à grande échelle. Ces équations d'écoulements dépendent de l'échelle d'observation. On distingue l'échelle locale qui correspond à l'ouverture des fractures, l'échelle intermédiaire nommée sous-unités et l'échelle macroscopique qui correspond au bloc de réservoir. Une première stratégie consiste à résoudre directement le problème discret (ou simple porosité) pour calculer en une seule étape les propriétés équivalentes à l'échelle macroscopique. Une seconde stratégie consiste à calculer dans une première phase les propriétés équivalentes à l'échelle des sous-unités et puis à moyenner dans une deuxième phase le comportement des sous-unités, dont les équations sont basées sur un modèle à double porosité, à l'échelle du bloc de réservoir. Dans ce travail on décrit les outils théoriques et numériques nécessaires pour, soit simuler directement les problèmes, soit réaliser la première phase de la mise à l'échelle décrite ci-dessus.

Abstract :

We present the homogenization problem for the equations describing at large scale of heterogeneous fractured media the one-phase flow of a slightly compressible fluid. These equations depend on three scales : (i) the local-scale characteristic of fracture thickness, (ii) an intermediate scale called the under-units scale, and, (iii) the large-scale of the reservoir. A first strategy consists in calculating the large-scale equivalent properties in one step from the local-scale where flow equations are those of a simple porosity model. A second strategy consists in, first, calculating the equivalent properties at under-units-scale and, in a second time, averaging the flow equations at this level, which take the form of a double-porosity model, to the large-scale. We describe the theoretical and numerical tools necessary to realize the direct simulation or the first step described in the second strategy.

Mots-clefs :

changement d'échelle ; perméabilité effective ; coefficient d'échange de masse

1 Introduction

Les milieux hétérogènes à grande échelle se rencontrent dans l'étude des circulations fluides souterraines (réservoirs pétroliers, aquifères, karsts) et superficielles (infiltration et ruissellements, sols et bassins hydrologiques). Ces milieux peuvent être stratifiés, anisotropes, ou fracturés, et les écoulements monophasiques ou multiphasiques (eau, hydrocarbures, polluants). Dans ce papier, nous étudions le problème d'homogénéisation des équations d'écoulements monophasiques faiblement compressibles au sein des milieux fracturés hétérogènes à grande échelle. La présence de fractures est l'une des principales difficultés de la modélisation parce qu'elles sont une discontinuité des propriétés hydrauliques globales du milieu et provoquent une forte localisation des écoulements. Les modèles de gisements classiques calculent l'évolution de la production sur la base d'un maillage standard du réservoir. C'est le modèle classique à simple porosité (ou simple milieu). En revanche, la plupart des simulateurs d'écoulement en

réservoir fracturés sont basés sur des modèles macroscopiques communément appelés modèles à double porosité (matrice-fracture). Ce concept a été introduit pour la première fois par Barenblatt et Zheltov (1960), puis développé par Warren et Root (1963). Dans ce contexte milieux fracturés hétérogènes, nous présentons un certain nombre de résultats permettant de calculer les propriétés effectives, en particulier les perméabilités (Ababou et al. (1993)), et le terme d'échange de masse matrice-fracture α .

2 Exposé du problème

L'objectif principal de ce papier est l'introduction dans les simulateurs de réservoir de modèles décrivant au mieux le mécanisme d'écoulement et d'échange entre les différents milieux en présence, matrices et fissures. Le modèle à simple porosité va nous fournir une solution de référence. Il peut s'avérer trop lourd de calculer en une seule étape les propriétés équivalentes du milieu fracturé concerné. De plus, le rapport d'échelle entre l'épaisseur des fissures (le mm) et de la taille du réservoir rend quasiment impossible le maillage fin du milieu. De plus les contrastes très importants entre les propriétés hydrauliques des fissures et de la matrice rendent le problème mal conditionné. C'est pourquoi il est apparu intéressant d'étudier la faisabilité du passage en deux étapes en utilisant le modèle phénoménologique "à grande échelle" dite modèle double milieu. Les limitations de ce modèle sont bien connues (Landereau et al. (2001)), mais il rend néanmoins de grands services et contient l'essentiel de la physique du problème, à savoir le fluide contenu dans les régions matricielles et transportés aux puits via le réseau fracturé percolant, et l'échange matrice-fracture. Ces modèles sont caractérisés par trois paramètres essentiels : la perméabilité équivalente du réseau de fissure et de la matrice et un coefficient d'échange qualifiant le transfert du fluide de la matrice vers les fissures. Nous commençons par définir les différentes échelles d'observations, ensuite on définit le modèle à simple porosité et à double porosité et on finit par la présentation des différentes techniques pour calculer les paramètres à grande échelle.

2.1 Changement d'échelle

Compte tenu de l'hétérogénéité des milieux fracturés, il est préférable d'indiquer l'échelle (FIG. 2.1) à laquelle on décrit l'écoulement. On distingue quatre échelles d'observations :

- a. L'échelle microscopique qui correspond à la taille d'un pore. L'écoulement à cette échelle est décrit par les équations de Stokes.
- b. L'échelle locale qui correspond à l'ouverture de la fracture. L'écoulement à cette échelle est décrit par les équations de Darcy.
- c. L'échelle de sous-unités du volume fracturé à homogénéiser. L'écoulement à cette échelle est décrit par les modèles du type double milieux (ou double porosité).
- d. L'échelle macroscopique qui correspond à la taille d'un bloc de réservoir d'ordre métrique. L'écoulement à cette échelle est décrit par des équations de bilan à grande échelle qui ne sont pas forcément identiques aux équations locales, et qu'il faut rechercher.

Implicitement, dans ce papier on ne parlera pas d'échelle mégascopique d'ordre kilométrique qui représente la taille d'un réservoir et d'échelle gigascopique qui représente un paysage souterrain constitué d'un ensemble de plusieurs réservoirs (Sahimi (1995)).

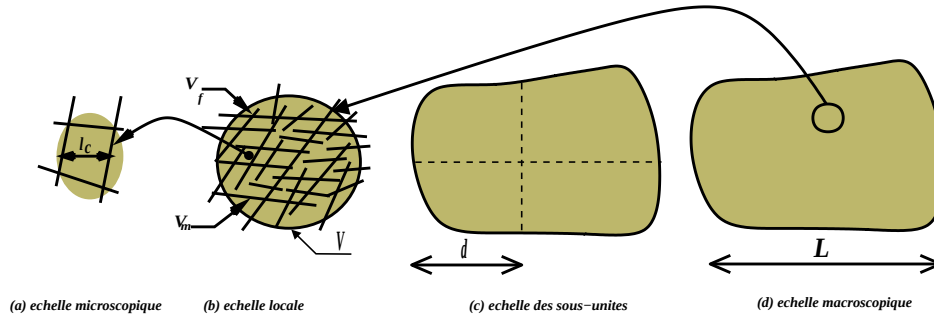


FIG. 1 – Aspects multi-échelle : microscopique, locale, sous-unités, macroscopique.

2.2 Modèle à simple porosité

Considérons un réservoir poreux Ω constitué d'une région matricielle Ω_m et d'une région fracturée Ω_f . Pour ce modèle à simple milieu (ou simple porosité), l'écoulement est gouverné par la loi de Darcy aussi bien dans la région matricielle que dans la région fracturée. L'écoulement est modélisé par le problème aux limites suivantes :

$$c_f \frac{\partial}{\partial t} P_f = \nabla \cdot \frac{1}{\mu} \mathbf{K}_f \cdot \nabla P_f \text{ dans } \Omega_f \quad (1)$$

$$\mathbf{n}_{fm} \cdot \mathbf{K}_f \cdot \nabla P_f = \mathbf{n}_{fm} \cdot \mathbf{K}_m \cdot \nabla P_m \text{ sur } A_{mf} \quad (2)$$

$$P_f = P_m \text{ sur } A_{fm} \quad (3)$$

$$c_m \frac{\partial}{\partial t} P_m = \nabla \cdot \frac{1}{\mu} \mathbf{K}_m \cdot \nabla P_m \text{ dans } \Omega_m \quad (4)$$

où P_f et P_m représentent les pressions à l'échelle locale, μ la viscosité dynamique du fluide, c_f et c_m les compressibilités totales et A_{fm} l'interface matrice-fracture. Ces dernières tiennent compte des compressibilités du fluide ainsi que des régions matricielles et fracturées. Un simulateur d'écoulement à simple porosité est construit en discrétisant en espace (schémas à cinq points) et en temps (θ -schéma) les équations ci dessous pour décrire l'écoulement à grande échelle. Les méthodes de calcul des paramètres à grande échelle (ou à l'échelle des sous-unités) se basent sur les fichiers fournis par ce simulateur direct. Les choix numériques sont assez classiques pour ne pas être décrit plus avant ici.

2.3 Modèle à double porosité

Quintard et Whitaker (1996) ont récemment développé un modèle à deux équations quasi-stationnaire suivant le principe de prise de moyenne volumique, modèle généralisant celui de Barenblatt et Zeltov. Ce modèle, à double milieu, a été développé dans le cadre de la problématique générale du transport en milieux poreux hétérogène. L'avantage de cette approche est de fournir une forme fermée des équations macroscopiques et d'offrir ainsi un moyen de paramétrage et de calcul des paramètres macroscopiques en fonction de la représentation à petite échelle.

$$\begin{aligned} \phi_f c_f \frac{\partial}{\partial t} \{P_f\}^f &= \nabla \cdot \left(\frac{1}{\mu} \mathbf{K}_{fm}^* \nabla \{P_m\}^m + \frac{1}{\mu} \mathbf{K}_{ff}^* \nabla \{P_f\}^f \right) \\ &\quad - \frac{\alpha}{\mu} (\{P_f\}^f - \{P_m\}^m) \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \phi_m c_m \frac{\partial}{\partial t} \{P_m\}^m &= \nabla \cdot \left(\frac{1}{\mu} \mathbf{K}_{mm}^* \cdot \nabla \{P_m\}^m + \frac{1}{\mu} \mathbf{K}_{mf}^* \cdot \nabla \{P_f\}^f \right) \\ &\quad - \frac{\alpha}{\mu} (\{P_m\}^m - \{P_f\}^f) \end{aligned} \quad (6)$$

Ce modèle s'exprime uniquement en termes de pressions moyennes. $\mathbf{K}^*$ (resp. $\mathbf{K}_{mm}^*$) est un tenseur qui représente la perméabilité globale de la région fracturée (resp. matricielle). $\mathbf{K}_{mf}^*$ et $\mathbf{K}^*$ sont des tenseurs croisés qui mesurent l'effet sur une région de l'écoulement moyen dans l'autre, α est un paramètre sans dimension qui quantifie l'effet de la géométrie des blocs sur l'échange de fluide entre régions fracturées et matricielles.

3 Estimations des propriétés à l'échelle des sous-unités

Ici, nous calculons la perméabilité équivalente à l'échelle des sous-unités par différentes techniques. Le coefficient d'échange de masse fracture-matrice sera calculé en résolvant les problèmes de fermetures établis par Quintard et Whitaker (1996). D'une manière générale, cette partie sert à établir les cartes de perméabilité équivalente et celles du coefficient d'échange à l'échelle des sous unités, correspondant à la première phase de la résolution numérique en deux étapes. On notera que des estimateurs simples existent pour les autres propriétés, dans le cas pétroliers qui nous intéressent (Landereau et al. (2001)).

3.1 Perméabilité équivalente

Dans un contexte général nous utiliserons le terme de perméabilité équivalente pour la notion de tenseur de perméabilité constant censé représenter un milieu hétérogène. Les méthodes qu'on développe dans le cadre de cet article pour calculer les perméabilités équivalentes sont déterministes. Nous distinguons deux méthodes qui varient suivant les conditions limites appliquées : conditions limites du type perméamètre et du type périodique.

3.1.1 Conditions limites de type perméamètre

Cette technique consiste à simuler l'écoulement dans la direction ox (resp. oy) en appliquant une pression constante P_1 sur le bord d'entrée, une pression constante P_2 sur le bord de sortie et un flux nul sur les autres bords. Le tenseur de perméabilité équivalente obtenu par cette technique, qui est un tenseur symétrique complet et défini positif, vaut :

$$K_{xx} = \frac{q_x - q_y \delta x_G \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right)}{1 - \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right)} \quad (7)$$

$$K_{yy} = \frac{q_y - q_x \delta y_G \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)}{1 - \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right)} \quad (8)$$

$$K_{xy} = K_{yx} = -\frac{\partial P}{\partial x} K_{xx} + \delta x_G q_y \quad (9)$$

où P représente les pressions à l'échelle locale, δx_G (resp. δy_G) désigne l'écart entre les centres de poids pour les moments des flux sur les bords haut et bas (resp. gauche et droite) pour un écoulement vertical (resp. horizontal). $\partial P / \partial y$ (resp. $\partial P / \partial x$) est la différence de pression entre les bords où nous avons imposé un flux nul pour un écoulement suivant ox (resp. oy)

3.1.2 Conditions limites périodique

Cette méthode est classique dans les techniques de changement d'échelle. Elle consiste à supposer que le milieu est (localement) périodique dans l'espace. Pour calculer les tenseurs de perméabilités $\mathbf{K}_{ff}^*$, $\mathbf{K}_{mm}^*$, $\mathbf{K}_{mf}^*$ et $\mathbf{K}_{fm}^*$, il suffit de résoudre les problèmes de fermetures établis par Quintard et Whitaker (1996) dont deux concernent les perméabilités et un troisième le coefficient d'échange. Ces problèmes pourraient être modifiés pour prendre en compte d'autres type de conditions aux limites.

3.2 Résultat numérique

Des codes spécifiques ont été développés, basés sur des techniques du type volume finis, pour résoudre tous ces problèmes. Dans cette partie, nous présentons un exemple de calcul des paramètres physiques, perméabilités équivalentes et coefficient d'échange, pour le milieu poreux représenté Figure 2. Les résultats sont reportés dans les tableaux (Tab. 1, Tab. 2), à l'échelle du bloc et à l'échelle des sous-unités. Le milieu fracturé est caractérisé par : $K_m = 1e^{-10}m^2$; $K_f = 1e^{-7}m^2$. Nous présentons également (Tab. 3) une comparaison entre les résultats numériques pour les tenseurs de perméabilités équivalente obtenus suivant les conditions limites du type perméamètre ou du type périodique. Ces résultats appellent les remarques suivantes. Des différences sensibles sont également observées entre les résultats obtenus avec les différentes conditions aux limites. A ce stade, il n'est pas possible d'indiquer quel est le choix le plus pertinent. Il est envisagé d'évaluer par des expériences numériques directes l'intérêt de chaque choix.

4 Conclusions

Dans le cadre de ce papier, nous avons ébauché le problème d'écoulements monophasiques de fluides faiblement compressibles en milieux poreux fracturés hétérogènes. Les différentes échelles à laquelle nous décrivons l'écoulement ont été précisées, ainsi que les modèles de transport retenus. Nous avons présenté les outils théoriques et numériques nécessaires pour réaliser la première phase de la mise à l'échelle décrite ci-dessus. Ces outils permettent d'établir des cartes pour les paramètres physiques (perméabilités équivalente, coefficient d'échange) à l'échelle des sous-unités. Ce travail se poursuit en mettant l'accent sur le deuxième passage de la résolution en deux étapes et sur la mise en oeuvre des techniques pour déterminer la taille optimale des sous-unités.

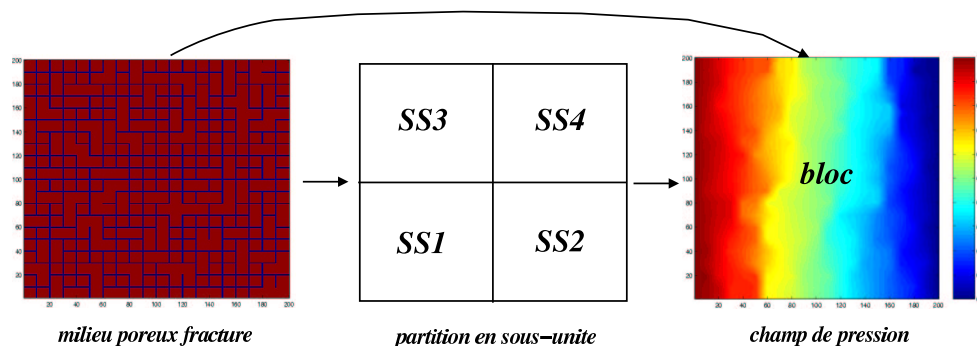


FIG. 2 – Résolution numérique : directe, en deux étapes.

TAB. 1 – Résolution du problème de fermeture (Quintard et Whitaker)

	K_{ff}^{xx}	K_{ff}^{yy}	K_{ff}^{xy}	K_{mm}^{xx}	K_{mm}^{yy}	K_{mm}^{xy}
bloc	$5.875e^{-9}$	$6.401e^{-9}$	$-4.088e^{-11}$	$8.481e^{-11}$	$8.480e^{-11}$	0
SS1	$6.314e^{-9}$	$6.804e^{-9}$	$-3.662e^{-11}$	$8.405e^{-11}$	$8.406e^{-11}$	0
SS2	$5.614e^{-9}$	$5.278e^{-9}$	$-4.146e^{-10}$	$8.516e^{-11}$	$8.516e^{-11}$	0
SS3	$6.069e^{-9}$	$6.4925e^{-9}$	$-3.863e^{-10}$	$8.468e^{-11}$	$8.468e^{-11}$	0
SS4	$4.989e^{-9}$	$6.741e^{-9}$	$-8.819e^{-11}$	$8.533e^{-11}$	$8.533e^{-11}$	0

TAB. 2 – Résolution du problème de fermeture (Quintard et Whitaker)

	K_{fm}^{xx}	K_{fm}^{yy}	K_{fm}^{xy}	α	ϕ_m	ϕ_f
bloc	$9.308e^{-12}$	$8.784e^{-12}$	$4.442e^{-14}$	$6.417e^{-7}$	0.84815	0.15185
SS1	$9.619e^{-12}$	$9.138e^{-12}$	$3.504e^{-14}$	$7.149e^{-7}$	0.8406	0.1594
SS2	$9.214e^{-12}$	$9.551e^{-12}$	$4.159e^{-13}$	$6.257e^{-7}$	0.8517	0.1483
SS3	$9.241e^{-12}$	$8.385e^{-12}$	$3.863e^{-13}$	$7.003e^{-7}$	0.8469	0.1531
SS4	$9.671e^{-12}$	$7.919e^{-12}$	$8.037e^{-14}$	$6.245e^{-7}$	0.8534	0.1466

TAB. 3 – Perméabilité équivalente : perméamètre (K_{perm}), périodique (K_{peri})

	K_{perm}^{xx}	K_{perm}^{yy}	K_{perm}^{xy}	K_{peri}^{xx}	K_{peri}^{yy}	K_{peri}^{xy}
bloc	$6.122e^{-9}$	$6.605e^{-9}$	$3.067e^{-11}$	$5.978e^{-9}$	$6.506e^{-9}$	$-4.364e^{-11}$
SS1	$6.246e^{-9}$	$6.685e^{-9}$	$1.749e^{-11}$	$6.474e^{-9}$	$6.906e^{-9}$	$-3.655e^{-11}$
SS2	$6.678e^{-9}$	$5.068e^{-9}$	$1.795e^{-10}$	$5.718e^{-9}$	$5.383e^{-9}$	$-4.137e^{-10}$
SS3	$6.234e^{-9}$	$7.323e^{-9}$	$1.438e^{-10}$	$6.174e^{-9}$	$7.027e^{-9}$	$-3.854e^{-10}$
SS4	$5.094e^{-9}$	$6.825e^{-9}$	$1.997e^{-11}$	$5.095e^{-9}$	$6.843e^{-9}$	$-8.703e^{-11}$

Références

- Ababou, R. and Bagtzoglou, A.C. 1993 BIGFLOW : A Numerical Code for Simulating Flow in Variably Saturated, Heterogeneous Geologic Media (Theory and User's Manuel Version 1.1). Report NUREG/CR-6028, U.S Nuclear Regulatory Commision, Government Printing Office.
- Barenblatt, G.I., Zheltov, I.P. & Kochina, I.N. 1960 Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *J. Appl. Math.* **24**, 1286-1303.
- Landereau, P. Nøtinger, B. & Quintard, M. 2001 Quasi-steady two-equation models for diffusive transport in fractured porous media : large-scale properties for densely fractured systems. *Advances in Water Resources*. **24**, 863-876.
- Quintard, M. & Whitaker, S. 1996 Transport in Chemically and Mechanically Heterogeneous Porous Media I : Theoretical development of region-averaged equations for slightly compressible single-phase flow. *Advances in Water Resources*. **19**, 29-47.
- Sahimi, M. 1995 Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock. *VCH*.
- Warren, J.E. & Root, P.J. 1963 The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Journal*. **3**, 245-255.