



HAL
open science

Comportement mécanique et hydraulique des réseaux de fractures complexes (multiéchelles) à partir de simulations numériques et de modèles théoriques.

Julien Maillot

► To cite this version:

Julien Maillot. Comportement mécanique et hydraulique des réseaux de fractures complexes (multiéchelles) à partir de simulations numériques et de modèles théoriques.. Mécanique des fluides [physics.class-ph]. Université de rennes 1, 2015. Français. NNT : . tel-02404566

HAL Id: tel-02404566

<https://insu.hal.science/tel-02404566>

Submitted on 11 Dec 2019

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.



THÈSE / UNIVERSITÉ DE RENNES 1
sous le sceau de l'Université Européenne de Bretagne

pour le grade de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE RENNES 1

Mention : Sciences de la Terre

Ecole doctorale (Nom de l'école)

présenté par

Julien MAILLOT

Préparée à l'unité de recherche UMR6118, GR
Géosciences Rennes
UFR Sciences et Propriétés de la matière

**Comportement
mécanique et
hydraulique des
réseaux de fractures
complexes (multi-
échelles) à partir de
simulations
numériques et de
modèles théoriques.**

**Thèse soutenue à Rennes
le 02 Novembre 2015**

devant le jury composé de :

Alexandre Schubnel
Chargé de recherche, ENS Paris/ *Rapporteur*

Alex Hansen
Professeur, Dpt de Physiques / *Rapporteur*

Jan-Olof Selroos
Manager, Groundwater Flow Modeling SKB /
Rapporteur

Olivier Bour
Professeur / *Examineur*

Daniel Billaux
Itasca Consultant SAS / *Examineur*

Philippe Davy
Fonction + établissement / *Directeur de thèse*

Caroline Darcel
Itasca Consultant SAS / *invité*

Résumé

La multiplication des projets de stockage de déchets nucléaires dans les milieux cristallins fracturés, a montré l'incroyable complexité des réseaux de fractures naturels. La géométrie des réseaux de fractures est conditionnée selon plusieurs indicateurs statistiques tels que la densité des fractures, leur distribution de longueur et orientations. Les propriétés hydrauliques des réseaux naturels sont très hétérogènes, c'est-à-dire que l'écoulement se concentre principalement sur quelques fractures du réseau, c'est la chenalisation. Cette hétérogénéité est observée le long des forages. Un forage étant une donnée ponctuelle, très localisé, il reste une large part d'inconnu dans l'organisation géométrique et hydraulique du réseau naturel. Les modèles numériques sont alors utilisés afin de générer des modèles de réseaux de fractures à partir des indicateurs statistiques qui caractérisent le réseau naturel : densité de fractures, distribution des longueurs et des orientations.

Actuellement, les modèles numériques les plus utilisées dans ce domaines sont des modèles qui représente chacune des fractures du réseau et résout l'écoulement pour chacune d'entre elles (DFN, Discrete Fracture Network). Ces DFN sont généralement défini par un processus de Poisson, où la densité de fractures est distribuée de façon homogène dans le réseau et que les paramètres statistiques sont indépendants les uns des autres. Les relations entre les statistiques de distributions de densité de fractures et des perméabilités ont été largement étudiée, mais présente peu d'intérêt pour ce type de modèle où la structure géométrique du réseau est spatialement aléatoire. Ce type de modèle reproduit la géométrie du milieu naturel mais sans respecter les lois d'échelle observées sur la plupart des réseaux naturels. Récemment, un nouveau type de DFN a été développé pour expliquer ces lois d'échelle et se base sur des processus de génération pour retrouver la géométrie du site, à l'inverse des modèles de poisson (PM) où la géométrie du site est en entrée du modèle. Ce nouveau DFN est basé sur des règles simples de génération qui contrôlent la propagation des fractures selon leur longueur et leur position dans le volume. Ces règles de générations permettent de simuler les interactions mécaniques (MM) entre les fractures pendant le processus de génération. Pour des statistiques de densité de fractures, de distribution de longueurs et d'orientation identique, ces deux modèles peuvent avoir les mêmes statistiques géométriques mais deux organisations spatiales des fractures complètement différentes. L'objectif de ce travail est d'explorer si ces modifications dans l'organisation des réseaux, influence la chenalisation des écoulements.

Une première partie de ce travail a consisté à développer des indicateurs statistiques qui permettent de caractériser les propriétés hydrauliques et géométriques des DFN. Par la suite, nous avons comparé les modèles PM et MM 3D entre eux. Nous avons démontré que les modèles MM sont 1.5 à 2.5 fois plus chenalisés que les modèles Poissoniens. L'effet de la structure du réseau est alors clairement identifier : chenaliser les écoulements sur quelques grandes fractures. A cela, s'ajoute le fait que la structure géométrique des MM chenalise l'écoulement mais aussi limite la perméabilité du réseau : La perméabilité PM est entre 1.4 et 5 fois supérieure à celle des MM. Dans un deuxième temps, nous avons décrit les propriétés statistiques du site de Forsmark, Suède, où devrait être construit le centre de stockage des déchets nucléaires. Les propriétés hydrauliques du site sont comparées aux résultats des modèles numériques. La problématique est alors de comparer la chenalisation observée sur le site et celle observée dans les modèles numériques. Les premiers résultats démontrent que les nouveaux DFN, défini uniquement d'un point de vue théorique, sont encore trop peu chenalisés comparé aux observations sur le site. Cependant, ces modèles numériques défini sans aucun lien avec les observations sur le terrain, laisse présager qu'une fois correctement paramétré, les propriétés hydrauliques des nouveaux DFN seront en adéquation avec les données hydrauliques le long des forages. Pour cela, une discussion sur les meilleurs indicateurs statistiques est proposée en conclusion de ce travail.

Abstract

Numerous nuclear waste repository projects in crystalline rocks demonstrate the complexity of natural fracture networks which geometry is conditioned by several statistical indicators such as fracture density, length distribution and orientation. The hydraulic properties of natural networks are highly heterogeneous. For instance, observations indicate that the flow is concentrated only on a few fractures, a phenomena called channelization. To predict flow on particular sites, information about hydraulic properties of natural fracture networks must be known. These information are mostly obtained from boreholes that are punctual site of study. Thereby, the definition of properties of the whole site often requires assumptions regarding its organization. Numerical approaches are used to generate 3D fracture network models based on statistical indicators that characterize the natural network: fracture density, length and orientation distributions.

Currently, the most widely used numerical models, the Discrete Fracture Network (DFN), represent fractures individually, resolving network flow one by one. A DFN is generally defined by a Poisson process, wherein the fracture density is homogeneously distributed within the network along with other statistically independent parameters. Relationships between density distribution and permeability are not relevant in this type of model where the network geometric structure is spatially random. This model reproduces well the geometry of the natural environment but without reproducing the scaling laws observed from most natural networks. Recently, a new type of DFN has been developed to explain these scaling laws. It is based on the generation process to find the site geometry which differs from Poissonian models (PM) that uses indicators measured on the site as input parameters. This new DFN is based on the generation of simple rules that control the propagation of fractures along their length and their position in the volume. These generation rules allow the simulation of mechanical interactions (MM) between fractures during the generation process. Using the same statistical properties (density, length distribution and orientation), both models can have the same geometrical properties but two completely different spatial organization of fractures. The objective of this work is to explore whether these variations in the network organization influence the channeling of flows.

The first part of this work concerns the development of statistical indicators that characterize best DFN hydraulic and geometric properties. Subsequently, we compare predictions from the PM and MM 3D models. We demonstrate that the MM models are around 1.5 to 2.5 time more channelized than the Poissonian models. The effect of the network structure is then clearly identified: the channelization of the flow occurs only on a few large fractures. Moreover, the geometrical structure of MM channelized the flow but limits the network permeability: with PM permeability between 1.4 and 5 times greater than MM.

Secondly, we describe the statistical properties of the Forsmark site in Sweden, where a nuclear waste repository is currently under discussion. The hydraulic properties of the site are compared with the numerical models results with a particular attention towards flow channelization. The first results show that new DFN defined only with a set of theoretical parameters are not sufficient to reproduce the channelization measured along the borehole. However, these numerical models suggest that once calibrated against field data, the hydraulic properties of the new DFN will be in agreement with the hydraulic data along boreholes. Consequently, a discussion on the best statistical indicators is proposed in the conclusion of this work.

Sommaire

| | |
|---|-----|
| Résumé | I |
| Abstract..... | III |
| Sommaire..... | IV |
| Liste des figures..... | VII |
| Introduction | 1 |
| Chapitre 1. Réseaux de fractures, propriétés géologiques et statistiques..... | 5 |
| 1.1 Description géométrique des réseaux fracturés à partir des données mesurées in-situ. 6 | |
| 1.1.1 Acquisition de la donnée, distribution des longueurs | 6 |
| 1.1.2 1D : fréquences de fracturation..... | 8 |
| 1.1.3 Propriétés géométriques, ouverture de la fracture. | 10 |
| 1.2 Réseaux numériques (DFN) et les propriétés de connectivités. | 11 |
| 1.2.1 Descriptions des DFN Poissoniens, et propriété de connectivité. | 12 |
| 1.2.2 Descriptions des DFN Fractales, propriété de connectivité..... | 15 |
| 1.2.3 Descriptions des DFN Mécaniques, présentation des modèles : | 16 |
| 1.3 Propriétés hydrauliques des réseaux fracturés, distribution de transmissivité. 21 | |
| 1.3.1 Observations in-situ et mesures expérimentales :..... | 21 |
| 1.3.2 Modèles numériques | 23 |
| Positionnement du sujet de recherche vis-à-vis des travaux déjà réalisés..... | 26 |
| Chapitre 2. Méthodologies et définitions des indicateurs hydrologiques développés. 27 | |
| 2.1 Présentation de la plateforme logiciel H ₂ OLAB | 27 |
| 2.2 Paramètres des DFN | 30 |
| 2.3 Définition des flux échangés entre une fracture et le reste du réseau :..... | 31 |
| 2.4 Définition/Raffinement d'indicateurs statistiques. | 32 |
| 2.4.1 Résumé des indicateurs statistiques et des propriétés des DFN | 36 |
| Chapitre 3. Role of network intersections on fracture-scale flow..... | 39 |
| 3.1 Résumé de l'article | 39 |
| 3.2 Conclusions | 63 |

| | |
|--|-----|
| Chapitre 4. Flow structure and permeability in randomly-distributed and mechanically-based Discrete Fracture Network Models. | 65 |
| 4.1 Résumé de l'article: | 65 |
| 4.2 Discussion et conclusion. | 97 |
| Chapitre 5. Dimensional analysis, permeability scaling..... | 101 |
| 5.1 Résumé. | 101 |
| 5.2 Extrait du rapport (Darcel et al., In prep). | 103 |
| 5.2.1 Dimensional analysis | 103 |
| 5.2.2 Scale effects on permeability | 105 |
| 5.3 Conclusions | 107 |
| Chapitre 6. Analyses statistiques et hydrauliques du site de Forsmark, Suède. | 109 |
| 6.1 Contexte géologique | 110 |
| 6.1.1 Caractérisation de la fracturation. | 113 |
| 6.1.2 Comparaison entre structure de fracturation et structure d'écoulement. .. | 114 |
| 6.1.3 Modèle numérique développé à partir des données de Forsmark, exemple du modèle numérique de FFM01 (Follin et al., 2013). | 121 |
| 6.2 Approche numérique et théorique, définitions des indicateurs statistiques.. | 123 |
| 6.2.1 Introduction..... | 123 |
| 6.2.2 Analyse des modèles numériques | 124 |
| 6.2.3 Sélection des unités FFMxx et de la partie dense du régime | 128 |
| 6.3 Propriétés géométriques et hydrauliques à l'échelle du puits : site de Forsmark | 130 |
| 6.3.1 Propriétés géométriques et hydrauliques sur toute la longueur du puits, sans sélection. | 130 |
| 6.4 Discussions et conclusions | 136 |
| Conclusions et perspectives..... | 137 |
| Présentation des résultats et discussions..... | 138 |
| Perspectives | 140 |
| Références bibliographiques..... | 141 |
| Annexes 1 : DFNE - Comparison between "Poissonian" and "mechanically-oriented" DFN models for the prediction of permeability and flow channeling | 153 |
| Annexes 2 : Mesures hydraulique en forage : Posiva Flow Log. | 158 |
| Annexes 3 : Boreholes analysis Forsmark..... | 159 |
| Annexes 4 : Topological impact of constrained fracture growth. | 164 |

Liste des figures

- Fig. 1-1. Photo d’affleurement qui présente un réseau de fractures en 2D, site de Forsmark. Références de l’affleurement : AFM000053 ; Les fractures correspondent aux discontinuités visible dans l’encaissant. 6
- Fig. 1-2. Exemple d’analyse multi-échelle de distribution des longueurs. Chacun des rectangles symbolisent différentes échelles de mesure, du forage (cm) aux cartes géologiques et structurales (centaine de km) qui sont définies par une de loi puissance symbolisée par la ligne noire..... 7
- Fig. 1-3 Distribution des longueurs de fractures pour les affleurements et les linéaments de la Suède. La loi de puissance de Équation 1-1 est symbolisée par la courbe en noire plein. Les courbes noires en pointillées symbolisent les lois de puissance qui viennent par type de données. La courbe en rouge pointillée représente la loi de puissance qui caractérise les fractures d’un second système, que l’on décrira par la suite comme le régime sparse. 8
- Fig. 1-4 Illustration de l’ouverture d’une fracture. La matrice rocheuse est symbolisée par la couleur grise, le sens de l’écoulement par la flèche bleue, et l’ouverture de la fracture par l’espace laissé blanc entre les deux bords des fractures .Modifié depuis (Winberg et al., 2000). 10
- Fig. 1-5. a) Illustration de l’ouverture maximale (D_{max}) d’une fracture de taille L . b) Relation entre l’ouverture et la longueur de la fracture. Chacun des points représente des données d’ouvertures et de longueurs des fractures de plusieurs sites géologiques (Klimczak et al., 2010)..... 11
- Fig. 1-6. Illustration d’un DFN en 3D et en coupe 2D. L’échelle de couleur correspond aux longueurs des fractures. Le modèle présenté est caractérisé par une distribution de longueur en loi puissance avec $a = 4$ et $p32 = 1.5$, sans aucune corrélation. 12
- Fig. 1-7. Illustration de l’effet de la percolation sur la connectivité des réseaux. Le paramètre de percolation est noté p et p_c le seuil de percolation. Les fractures qui composent le réseau connecté sont en noire. De droite à gauche, le paramètre de percolation des fractures augmente de $p < p_c$ à $p > p_c$ (Davy et al., 2006a). 13
- Fig. 1-8. L’effet de la taille du système L sur la densité p et la connectivité. Le réseau connecté est symbolisé par les fractures surlignées en noire. De droite à gauche, la taille du système augmente ainsi que la densité (Davy et al., 2006a). 14
- Fig. 1-9. Exemple de réseau fractal avec différent a et D . A gauche, des réseaux en 2D et à droite, des réseaux de fractures en 3D. De droite à gauche, la dimension fractale D augmente et du haut vers le bas, l’exposant de la distribution de longueur a (Équation 1-1) augmente. 15
- Fig. 1-10. Organisation spatiale (2D et 3D) des fractures pour les conditions de génération avancées par Bonneau et al. (2013). a) Illustration des interactions entre les fractures proches. b) Illustration 3D de la structure du réseau ainsi généré. c) Illustration 2D de la géométrie du réseau..... 17
- Fig. 1-11. Distribution de longueur d’un modèle mécanique (a) et de l’analyse des longueurs sur le site de San Andreas (USA) (b). a). Part 1 : distribution de longueur basée sur les longueurs des nucléi ; Part 2 : distribution de longueur du régime dilué, basée sur le taux de croissance ; Part 3, régime dense, basée sur la génération de fractures qui interagissent lors de leur croissance. b) les symboles représentent les données issues de l’analyse de terrain. La courbe noire représente la loi puissance qui caractérise ce site. 19

| | |
|--|----|
| Fig. 1-12. Exemple de réseaux mécaniques : mode d'arrêt A, Séquentiel (MMAS) et Compétitif (MMAC) ; mode d'arrêt B, Séquentiel (MMBS) et Compétitif (MMBC). Chacun des modèles est présenté en 3D et en vue de coupe. L'échelle de couleur correspond à la taille des fractures. | 21 |
| Fig. 1-13. Représentation des fractures dans un tunnel du site de Stripa (Suède). La H-ZONE représente les fractures qui portent le flux. La ligne rouge indique la fracture qui porte 80% de l'écoulement. D'après (Olsson, 1992a) et (Darcel, 2002)..... | 22 |
| Fig. 1-14. Représentation de la chennalisation à l'échelle de la fracture. Le flux est représenté par l'échelle de couleur (bleue pour les valeurs de flux faibles, au rouge pour les intensités maximales). L'ouverture de la fracture est représentée par la visualisation d'un « plan » de la fracture avec ses aspérités(Watanabe et al., 2009)..... | 22 |
| Fig. 1-15. Modèle de l'écoulement entre deux plans parallèles, écoulement plan de Poiseuille | 23 |
| Fig. 1-16. L'écoulement à travers deux réseaux numériques identiques à l'exception des propriétés hydrauliques des fractures. A gauche, les auteurs intègrent une distribution d'ouverture (qui traduit une distribution de transmissivité) dans chacune des fractures. A droite, une distribution d'ouverture est appliqué à l'échelle du réseau, c'est-à-dire que l'ouverture est homogène pour une fracture, mais différent d'une fracture à l'autre. Tiré de (de Dreuzy et al., 2012)..... | 24 |
| Fig. 1-17. Présentation des effets d'échelles sur la perméabilité, d'après (Clauser, 1992) et tiré de (Darcel, 2002)..... | 25 |
| Fig. 2-1. Illustration de la modélisation 3D d'un réseau de fractures. a) Illustration de la distribution de la charge hydraulique à travers le réseau. b) Illustration de la distribution de l'écoulement à travers le réseau. c) Représentation d'une fracture, et les intersections qui la composent, ainsi que l'illustration du maillage triangulaire (d) et de l'écoulement (e)..... | 28 |
| Fig. 2-2. Indicateurs de flux échangé par fracture (QF) calculé à partir du flux sur les intersections $I(qf)$. La fracture est représentée par le disque, les intersections par les traits en pointillés, l'intensité de qf par les flèches grises et les flèches noires représentent le flux qui passe de la fracture vers l'intersection. | 31 |
| Fig. 2-3. Illustration du paramètre de localisation $p32Q$ à l'échelle du puits (représenté par le rectangle noir). A gauche, l'illustration de la densité $p32$, qui indique la distance moyenne entre les fractures ($p32 - 1$). A droite, l'illustration de la distance moyenne entre les fractures qui portent le flux ($p32Q - 1$). L'intensité du flux est symbolisé par l'épaisseur des fractures. Plus le trait est épais, plus le flux est important. | 34 |
| Fig. 2-4. Principe de l'analyse des modèles numériques en 1D. 1) génération des modèles avec H ₂ OLAB. 2) Chargement de la structure du réseau numérique, issue de H ₂ OLAB, identifier les fractures qui intersectent le forage. 3) Les informations issue de 3DEC sont couplés aux données hydrauliques. | 36 |
| Fig. 4-1. Illustration de l'écoulement à travers deux DFN AS, MM et PM. Le flux est mesuré sur chacune des mailles du réseau. Les fractures qui ne portent pas le flux sont en transparent. | 97 |
| Fig. 4-2. Illustration du flux échangés entre une fracture et le reste du réseau. Les DFN présentés sont de type AS. L'échelle de couleur correspond à la valeur du flux échangé QF divisé par le flux total à travers le réseau $Qtot$ | 98 |
| Fig. 4-3. Illustration de l'effet de la structure sur les DFN. En haut, la figure présente les effets de Tf sur la structure de MMAS. En bas, ces mêmes effets sont présentés pour PMAS. σ correspond à l'écart type de la distribution de transmissivité sous-jacente. | 99 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 6-1. Carte géologique de la Suède, localisation du site de Forsmark (gauche). Localisation des zones de déformations majeures et localisation du site de stockage (droite). La zone d'investigation est définie par la zone délimitée en rouge..... | 110 |
| Fig. 6-2. Profil simplifié du site de Forsmark. Les domaines fracturés (FFM _{xx}) sont représentés dans les domaines rocheux RFM029 et RFM045. ZFM représente les différentes zones de déformations..... | 112 |
| Fig. 6-3. Distribution des longueurs mesurées sur des affleurements et des cartes de linéaments, Suède (Davy et al., 2010a). | 113 |
| Fig. 6-4. Représentation des données brutes des mesures le long des forages. Les densités de fracturation le long du forage p_{10} et la somme des écoulements sur la section considérée en fonction de la profondeur. | 115 |
| Fig. 6-5. Représentation des données stéréologiques des mesures le long des forages. Les densités de fracturations le long du forage p_{32} et le facteur de localisation p_{10Q} en fonction de la profondeur. | 116 |
| Fig. 6-6. Proportion de fractures ouvertes dans le réseau de fractures naturelles. Le rapport moyen $\langle p_{32,op32,a} \rangle$ est représenté par la ligne noire et les pointillés représentent l'écart type de la moyenne..... | 117 |
| Fig. 6-7. a) Fréquence des fractures ayant un flux en fonction de la densité des fractures totales ($p_{32,a}$, symboles pleins) et ouvertes ($p_{32,o}$, symboles vides). b) Chenalisation p_{10Q} en fonction des densités $p_{32,a}$ et $p_{32,o}$. (i) la somme de l'écoulement sur une section est localisée sur une seule fracture et (ii) la somme de l'écoulement sur une section est distribuée sur l'ensemble des fractures ouvertes. | 118 |
| Fig. 6-8. Fréquence des fractures ayant un flux $p_{10}, Q_f > 0$ en fonction de la chenalisation p_{10Q} . La fonction représentée par la courbe noire correspond à $p_{10}, Q_f > 0 = 3p_{10Q}$.. | 119 |
| Fig. 6-9. La fréquence de fractures ayant un flux non nul à charge hydraulique forte p_{10}, PFL en fonction de $p_{10}, Q_f > 0$, la fréquence de fracture où $Q_f > 0$ pour une charge hydraulique faible hn . Les lignes en pointillées représentent respectivement $p_{10}, PFL = 4p_{10}, Q_f > 0$ et $p_{10}, PFL = p_{10}, Q_f > 0.4$. La courbe noire représente la fonction $p_{10}, PFL = p_{10}, Q_f > 0$ | 120 |
| Fig. 6-10. Relation entre le facteur de chenalisation p_{10Q} et l'indicateur de fracture ayant un flux non nul en pompage p_{10}, PFL . La courbe noire représente la fonction $p_{10}, PFL = p_{10Q}$ | 121 |
| Fig. 6-11. Distribution des longueurs des fractures par types (toutes les fractures du réseau : All ; les fractures ouvertes uniquement : Potentially flowing ; et les fractures qui ont un flux : Flowing) (Follin et al., 2013). | 121 |
| Fig. 6-12. Exemple de position des puits de forages simulés dans un modèle numérique. Les fractures sont symbolisées par des disques bleus et les puits par des lignes rouges. L'écoulement se fait le long de l'axe x | 124 |
| Fig. 6-13. Relation entre l'intensité de fracturation p_{10} et la densité de fractures p_{32} . La courbe noire représente la loi linéaire $p_{32} \cong 2p_{10}$ | 125 |
| Fig. 6-14. Facteur de chenalisation 1D p_{10Q} en fonction du facteur de chenalisation 3D p_{32Q} . La courbe noire représente la loi linéaire $p_{10Q} = 0.6 * p_{32Q}$ | 125 |
| Fig. 6-15. Synthèse des densités des fréquences des fractures avec un flux significatif p_{10Q} et de toutes les fractures p_{10} en fonction des densités p_{32Q} et p_{32} . Les indicateurs de chenalisations sont représentés par des symboles vides et les indicateurs de fracturations par des symboles pleins. Les couleurs correspondent aux modèles MM (bleue) ou PM (rouge). | 126 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 6-16. Facteur de chenalisation normalisé par la densité de fractures p_{32} en fonction de la densité p_{32} | 127 |
| Fig. 6-17. Illustration des sections d'un forage analysées afin de déterminer les propriétés géométriques et hydrauliques. Les lignes rouges représentent les sections qui sont analysées. | 128 |
| Fig. 6-18. Détermination de la densité de fractures par volume p_{32} , en fonction de la longueur caractéristique lc | 130 |
| Fig. 6-19. Relation entre la densité du régime dense (p_{32}, UFM, a) en fonction de la densité de toutes les fractures du réseau (p_{32}) (gauche). Moyenne de la longueur caractéristique lc en fonction de la densité de toutes les fractures du réseau p_{32}, a (droite). | 130 |
| Fig. 6-20. Comparaison entre les modèles numériques et les données naturelles KFMxxx. a) Toutes les fractures du réseaux (p_{32}, a). b) Uniquement les fractures ouvertes (p_{32}, o). Les données présentées sont issues des forages complets. Les lignes grisées représentent des modèles définis $pQ * i = c_i \cdot 1p_{32}$ où l'épaisseur des lignes correspond à un coefficient c_i tel que $c_1 = 0.5$, $c_2 = 0.07$ et $c_3 = 0.01$. Trois couples (PM et MM) de DFN sont proposés pour différentes longueurs l_{min} tel que : $l_{min} = 10$, $l_{min} = 2$, $l_{min} = d$, où d le diamètre du frage..... | 132 |
| Fig. 6-21. Comparaison entre les modèles numériques et les données naturelles KFMxxx. a) Toutes les fractures du réseaux (p_{32}, a). b) Uniquement les fractures ouvertes (p_{32}, o). Les données présentées sont issues des sélections des fractures domains FFMxx. | 134 |

Introduction

Dans les années 60, les premiers modèles de réseaux fracturés étaient destinés à l'exploitation pétrolière (Barenblatt et al., 1960). Depuis, l'amélioration des techniques de modélisation, en font des outils utilisés dans de nombreux domaines de la géologie : l'exploitation de la ressource en eau en milieu fracturé (Lloyd, 1999); l'exploitation géothermique du sous-sol (Gentier et al., 2010, Racht, 1982); le stockage de déchets nucléaires (Cacas et al., 1990b, Follin et al., 2013, Follin and Stigsson, 2013, Neretnieks, 1990). La multiplication des projets de recherche, dans les domaines précédemment cités, ont démontré la formidable complexité des structures géométriques, et hydrauliques, des réseaux naturels. Leurs propriétés hydrauliques sont très hétérogènes, et les écoulements très localisés (de Dreuzy et al., 2012, Jing and Stephansson, 2007, McClure and Horne, 2014, Neuman, 2005, Olsson, 1992b, Watanabe et al., 2009).

Actuellement, les méthodes de modélisations ne permettent pas de reproduire les écoulements très fortement concentrés sur une petite portion du réseau. Cependant, l'amélioration des méthodes d'acquisition des données (Öhberg and Rouhiainen, 2000, Ludvigson et al., 2002, Ahokas et al., 2014), ainsi que l'évolution exponentielle des capacités informatiques ont permis d'intégrer toujours plus de données statistiques issues du terrain. Et ainsi se rapprocher un peu plus des géométries des réseaux naturels. Malheureusement, les ingénieurs ne disposent que de données très ponctuelles et généralement en 1D voir 2D. Le recoupement de ces données laisse des espaces « vides » que les modèles numériques essaient d'interpréter par différentes méthodes. Un des premiers modèles de réseaux fracturés, le modèle de double porosité, introduit en 1960 (Barenblatt et al., 1960), permet d'assimiler le réseau de fractures à un réseau ayant une matrice considérée comme imperméable (très faible porosité), et des fractures ayant une porosité acceptant l'écoulement. Ce modèle permet, le cas échéant, d'attribuer une matrice perméable au réseau de fractures.

D'autres approches sont possibles, par exemple le modèle déterministe qui implique une connaissance approfondie du domaine étudié. La difficulté majeure est alors de parfaitement décrire le milieu naturel. Généralement, les grandes structures du milieu sont connues, et à l'aide d'un modèle continu, il est possible de générer précisément les grandes fractures et de compléter l'organisation des petites fractures par une approche stochastique. Ce couplage des deux approches est cohérent si l'écoulement se fait principalement sur les grandes structures du réseau (Cacas et al., 1990a, Cacas et al., 1990b). L'approche continue, proche de l'approche double porosité, considère le milieu fracturé comme un milieu poreux granulaire où les fractures sont représentées comme des pores. Cette méthode se base sur l'estimation des propriétés hydrauliques en supposant une taille caractéristique de bloc en dessous de laquelle les propriétés sont homogènes, ce qui en fait aussi sa limite. En effet, les fractures ont des propriétés géométriques, par exemple, leurs ouvertures très hétérogènes. La notion de Volume Élémentaire Représentatif en est alors souvent absente. Enfin, l'approche dite « Discrète Fracture Network », modélisation discrète des réseaux de fractures, approche utilisée dans le cadre de ce travail de recherche, se base sur la représentation de la géométrie du réseau fracturé ainsi que la résolution des équations de flux pour chacune des fractures (Andersson and Dverstorp, 1987, Darcel et al., 2013, Berkowitz, 2002, Cacas et al., 1990a, Long and Billaux, 1987, Long et al., 1985, McClure and Horne, 2014, Jing and Stephansson, 2007).

Quelles que soient les méthodes de modélisations utilisées, les modèles de réseaux ne prennent pas en compte de nombreux mécanismes qui régissent l'organisation spatiale des fractures dans le milieu naturel. Certains de ces mécanismes jouent un rôle primordial dans l'organisation de l'écoulement à travers le réseau : la propagation d'une fracture, et donc sa taille, est contrôlée par la propagation des autres fractures dans son voisinage ; la rhéologie du milieu et les contraintes appliquées vont contraindre l'intensité de fracturation et les orientations

préférentielles des fractures. De ce fait, l'ensemble de ces mécanismes va jouer un rôle dans l'organisation des longueurs des fractures et aussi dans le nombre d'intersections entre elles (Renshaw, 1996, Renshaw and Park, 1997, Renshaw and Pollard, 1994, Chinnery and Petrak, 1968, Segall and Pollard, 1980). La modélisation numérique des réseaux de fractures doit donc relever de multiples défis, en prenant en compte les mécanismes physiques qui régissent la propagation des fractures, et aussi les propriétés de connexion qui en résultent.

Pour générer des modèles numériques suffisamment précis pour s'approcher des réseaux naturels, les chercheurs tentent de simuler les lois physiques qui contrôlent la structure du réseau de fractures. Plusieurs études ont montré que lorsqu'on intègre certaines lois physiques dans les lois de générations des réseaux de fractures (Cacas et al., 2001, Davy et al., 2013, Davy et al., 2010c, Josnin et al., 2002, Xu et al., 2003), ces modèles tendent vers une organisation spatiale proche de ce qui est observé sur le terrain. Ces études prennent en compte le processus de génération des fractures, leur croissance et des critères d'arrêt (souvent géométriques). Ces nouveaux modèles numériques, ou modèles mécaniques (MM), sont plus cohérents que les approches classiques, par le double argument du respect des propriétés statistiques de terrain ainsi que la prise en compte, simplifiée, des interactions physiques entre les fractures. Contrairement aux définitions classiques du réseau de fractures discret (DFN), Davy et al. (2013) ont présenté un DFN qui simule simplement les interactions mécaniques entre fractures : une fracture F1 de faible longueur ne peut pas traverser une fracture F2 plus grande lors du processus de génération des fractures. Une des conséquences de cette règle de génération est la formation d'un très grand nombre d'intersections de petites tailles et en forme de T. Cette forme particulière en T est produite lorsqu'une fracture arrête de croître en rencontrant une autre. Dans le milieu naturel, les intersections en T jouent un rôle prédominant dans l'organisation structurale du réseau (NAGRA and Baden, 1992). Ce rôle est grandement minimisé voire inexistant dans les modèles stochastiques classiques aléatoires (appelés aussi modèles de Poisson (PM)).

Ce travail de thèse portera donc sur la modélisation des réseaux de fractures par une approche discrète à partir des paramètres de densité, de distribution de longueurs et de distribution de transmissivité. L'objectif étant de comprendre quels sont les paramètres qui contrôlent l'organisation spatiale de l'écoulement, et démontrer quel type de DFN est le plus à même de prédire un écoulement similaire aux observations in-situ. Pour cela, nous cherchons à comprendre le rôle de la structure géométrique du réseau sur ses propriétés hydrauliques.

Dans un premier temps, nous présenterons les propriétés des réseaux naturels et numériques afin d'identifier les indicateurs statistiques les plus pertinents. Par la suite, nous proposerons plusieurs indicateurs statistiques, développés dans le cadre de ce travail de recherche, afin de caractériser les propriétés géométriques et hydrauliques des DFN et des réseaux naturels. Une fois ce cadre de travail posé, nous discuterons de l'effet possible de la taille de l'intersection dans sur l'organisation de l'écoulement. Cette étape permettra de préciser les effets possibles des intersections de type T dans l'écoulement à travers le réseau.

Dans la suite de ce rapport, nous mettrons en évidence des effets d'une structure géométrique du réseau, organisée selon des règles mécaniques simplifiées. Pour cela, nous comparerons les propriétés hydrauliques des modèles PM et MM. Dans cette partie, nous discuterons aussi, des effets d'une distribution de transmissivité des fractures sur les modèles mécaniques et poissonniens. La question sous-jacente est de quel est l'effet combiné des hétérogénéités de transmissivité et l'organisation géométrique des fractures. Et aussi de déterminer lequel de ces deux paramètres est dominant dans l'organisation de l'écoulement à travers le réseau.

Nous tenterons de faire le lien entre les propriétés hydrauliques observées dans les DFN et les propriétés hydrauliques observées du site de Forsmark. A partir des données de forage (SICADA - (Munier et al., 2003)), nous proposerons une interprétation des données structurales et hydrauliques le long des forages, afin de les comparer aux modèles numériques.

Nous discuterons des indicateurs les plus pertinents permettant de générer un DFN capable de présenter des propriétés hydrauliques similaires aux observations in-situ. Enfin, une dernière partie fera la synthèse des résultats obtenus et discutera des pistes à explorer afin d'améliorer la prédiction des écoulements dans les modèles numériques.

Chapitre 1. Réseaux de fractures, propriétés géologiques et statistiques.

Afin de mener à bien les multiples projets de stockages de déchets nucléaires, d'exploitation de la ressource en eau, ou encore de géothermie, de plus en plus de programmes de recherche s'intéressent aux propriétés géologiques, statistiques et hydrauliques des réseaux fracturés. En France (Cacas et al., 1990a), aux Etats-Unis (Hsieh et al., 1993), en Suède (Follin, 2008a, Olsson, 1992a, Oehman and Follin, 2010, Stephens et al., 2015) ou en Finlande (Vaittinen et al., 2012, Ahokas et al., 2014), la multiplication des projets ont permis de développer les connaissances et les techniques pour décrire des réseaux naturels. Cependant, les mesures in-situ de forages sont très ponctuelles, et ne permettent pas d'acquérir toutes les informations nécessaires à la bonne compréhension du milieu (Jing and Stephansson, 2007). Ainsi, à partir de modèles numériques (DFN), plusieurs projets ont l'objectif ambitieux de reproduire la géométrie et l'organisation spatiale de l'écoulement observée dans milieu naturel.

L'étude statistique des mesures in-situ, permet de décrire précisément la géométrie des réseaux là où celle-ci affleure et est visible. A partir de ces données, les distributions de longueurs et d'orientations en sont déduites, ainsi que la densité de fractures. Les données acquises par forage, sont complémentaires de l'étude cartographique (de l'affleurement à l'échelle régional ou national), et livrent des renseignements sur la densité de fractures, la proportion de fractures ouvertes ou fermées, ou encore les propriétés hydrauliques du milieu (Jing and Stephansson, 2007). Même si le travail de terrain ne fait pas partie de ce travail de recherche, il est important de rappeler quelques méthodes d'acquisition des données, afin de mieux appréhender la génération des modèles numériques. Dans la partie suivante, nous présentons les éléments, et les méthodes utilisées pour caractériser le milieu naturel.

Pour prédire l'écoulement à travers les réseaux naturels, nous avons choisi la méthode des DFN, basée sur un processus stochastique qui consiste à générer n modèles et en déduire les propriétés géométriques et hydrauliques moyennées du système. Ce type de modélisation est largement utilisé dans la littérature, mais ne propose pas un modèle unique traduisant la réalité du terrain, mais une quantité de modèle respectant les propriétés géométriques issues du milieu naturel. Pour conclure cette partie, nous présentons les types de DFN et les propriétés géométriques qui en découlent. Nous discutons aussi des propriétés géométriques qui permettent l'écoulement, inaccessibles sur le terrain.

1.1 Description géométrique des réseaux fracturés à partir des données mesurées in-situ.

Les fractures, ou discontinuités, se forment lorsque le champ de contrainte locale de l'encaissant est plus grand que son seuil de rupture. La fracture se propage à travers le milieu en modifiant le champ de contrainte dans son voisinage, qui à son tour influence la croissance de telle ou telle autres fractures dans son environnement proche (Chinnery and Petrak, 1968, Segall and Pollard, 1980). Ces phénomènes corrélés entre eux entraînent une complexification de l'organisation du réseau. La Fig. 1-1 présente un affleurement qui se situe sur le site de Forsmark, où les fractures y sont représentées par les discontinuités visibles dans l'encaissant, ouvertes ou fermées. Présentée ainsi, cette photo montre une certaine hiérarchisation des fractures entre elles, représentée par le fait que certaines fractures s'arrêtent sur d'autres, sans les traverser.



Fig. 1-1. Photo d'affleurement qui présente un réseau de fractures en 2D, site de Forsmark. Références de l'affleurement : AFM000053 ; Les fractures correspondent aux discontinuités visible dans l'encaissant.

Les réseaux de fractures s'organisent dans les 3 dimensions de l'espace. Et malgré des avancées spectaculaires dans l'imagerie de sub-surface et des analyses en forages, elles ne permettent pas de discrétiser finement, et à toutes les échelles, le milieu naturel.

1.1.1 Acquisition de la donnée, distribution des longueurs

Acquisition de la donnée : mesure des longueurs des fractures.

L'échelle de mesure est primordiale et conditionnera les propriétés géométriques du réseau de fractures. Afin de gommer les effets d'échelle qui peuvent intervenir, principalement dans la détermination des longueurs de fractures, l'analyse multi-échelle est incontournable. En effet, en fonction de l'échelle de mesure (affleurement, ou encore les cartes régionales), les longueurs maximales des fractures sont tronquées, et les tailles minimales ne peuvent être mesurées par manque de résolution. L'analyse multi-échelle permet d'obtenir une distribution de longueurs de fractures complète et précise. Cet effet d'échelle de mesure, limitant la taille des grandes fractures par les bords du domaine étudié, peut changer en profondeur les résultats attendus (Clauser, 1992, Bonnet et al., 2001).

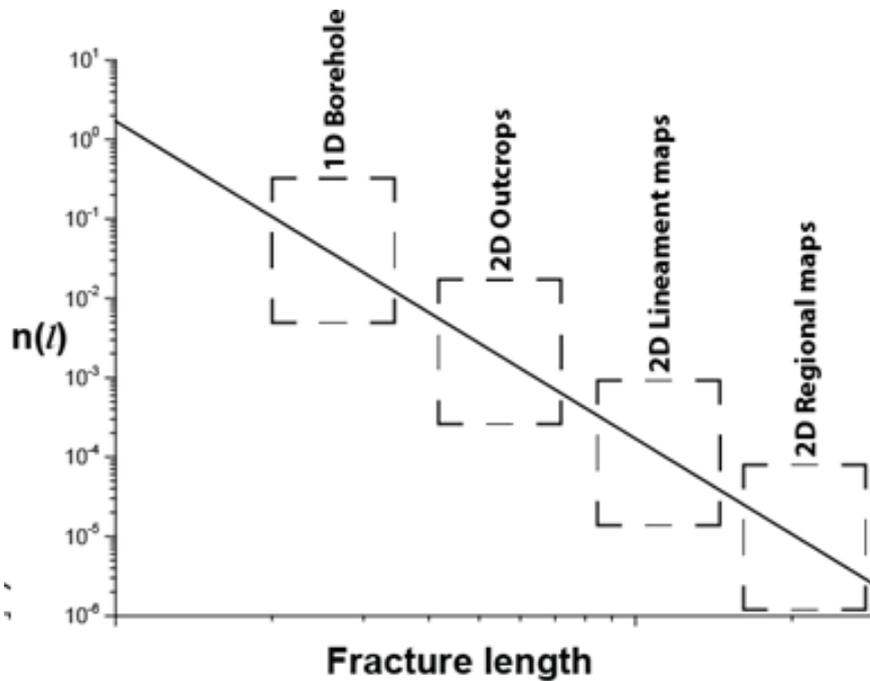


Fig. 1-2. Exemple d'analyse multi-échelle de distribution des longueurs. Chacun des rectangles symbolisent différentes échelles de mesure, du forage (cm) aux cartes géologiques et structurales (centaine de km) qui sont définies par une loi puissance symbolisée par la ligne noire.

Cette analyse multi-échelle permettra de définir la distribution des longueurs de fracture le plus précisément possible, sans effet de troncation des longueurs. La figure ci-dessus, présente un exemple de distribution de longueurs en loi puissance.

Distribution des longueurs.

La longueur d'une fracture dépend d'une suite d'interactions complexes entre l'encaissant, les fractures voisines et le champ de contrainte locale. En première approche, les fractures étaient considérées comme infinies afin de connecter les bords des systèmes étudiés (Snow, 1965). Dans les années 1980, les études de terrain ont montré que les distributions des longueurs étaient contrôlées par une loi log normale (Andersson and Dverstorp, 1987, Cacas et al., 1990a, Long and Billaux, 1987) et plus récemment, une partie des études de terrain et des études expérimentales ont démontré que la distribution des longueurs des fractures suivait une loi de puissance (Davy, 1993, Bour et al., 2002, Odling, 1997, Davy et al., 1990, Gudmundsson, 1987, Scholz and Cowie, 1990, Segall and Pollard, 1983, Bonnet et al., 2001), décrite par α , un terme de densité, et de l'exposant a de la loi puissance :

$$n(l) = \alpha \cdot l^{-a}, \quad \text{Équation 1-1}$$

Des études de terrain, d'affleurements et des études régionales de cartes de linéaments, ont montré que les réseaux naturels, sur le site de Simpevarp et Laxemar (en Suède) (La Pointe et al., 2008), site de San Andreas (aux Etats-Unis, Californie) (Jennings and Moar, 1975, Davy, 1993), et le bassin d'Hornelen (Norvège) (Bour et al., 2002, Odling, 1997) ont une distribution de longueur en loi de puissance (Équation 1-1), 2D, de l'ordre de $a = 3$ (Suède), $a = 2.7$ (San Andreas) et $a = 2.8$ (Norvège). Ci-dessous la Fig. 1-3 présente la distribution des longueurs de fractures à différentes échelles de mesure. De l'affleurement aux linéaments mesurés sur les cartes de Suèdes. Une review détaillé des distributions de longueurs des fractures est proposé par (Bonnet et al., 2001)

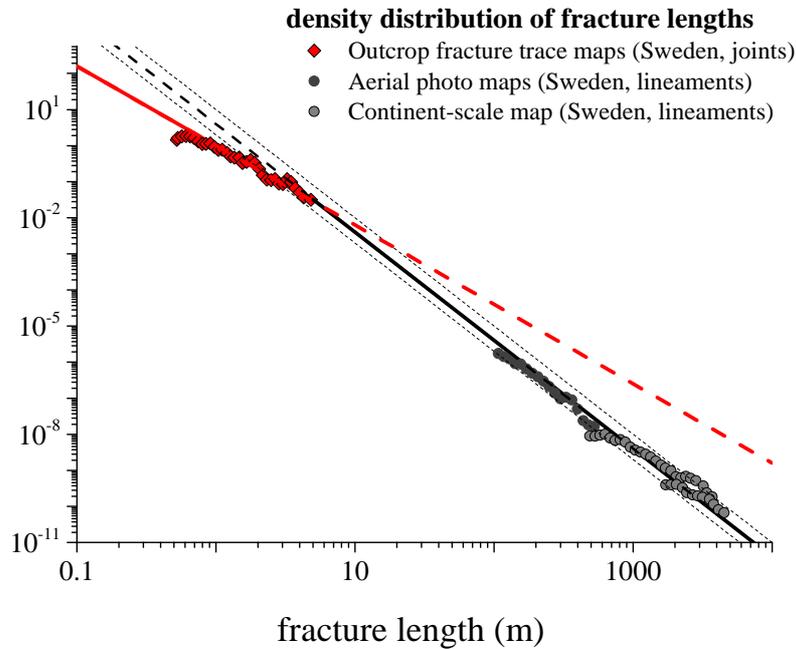


Fig. 1-3 Distribution des longueurs de fractures pour les affleurements et les linéaments de la Suède. La loi de puissance de Équation 1-1 est symbolisée par la courbe en noire plein. Les courbes noires en pointillées symbolisent les lois de puissance qui viennent par type de données. La courbe en rouge pointillée représente la loi de puissance qui caractérise les fractures d'un second système, que l'on décrira par la suite comme le régime sparse.

La Fig. 1-3 présente une double distribution des longueurs, avec le régime de croissance (courbe rouge), où les petites fractures dominent et se propagent sans interactions entre elles, c'est le régime dilué. Et le régime dense qui caractérise la deuxième partie de la distribution, où la propagation des fractures est contrôlée par leurs interactions physiques complexes (Davy et al., 2010c).

Par la suite, nous discuterons des longueurs de fractures en employant le terme de petites fractures pour des longueurs (l) inférieures à la taille du domaine géométrique étudié L , et pour les grandes fractures $l \geq L$.

1.1.2 1D : fréquences de fracturation

Données observables.

Le nombre, ou la densité de fractures caractérise l'état de fracturation du domaine étudié. Ce paramètre est déterminé à des échelles différentes (Follin et al., 2013, Darcel et al., 2006, Follin et al., 2007, Dershowitz and Herda, 1992, Cacas et al., 1990a). Dans le cas d'un forage, la densité de fractures est déterminée en comptant le nombre de fractures le long du forage. A l'échelle du puits, grâce à l'analyse de carottes de forage ou l'exploitation de l'imagerie, il est possible de déterminer une densité de fractures suivant une caractéristique géométrique choisie. On peut ainsi calculer une densité de fractures pour des gammes d'orientation, ou encore des densités de fractures ouvertes et/ou fermées. La densité de fractures à l'échelle du puits s'écrit alors (Dershowitz and Herda, 1992):

$$p_{10} = \frac{N(F)}{L} \tag{Équation 1-2}$$

La densité p_{10} est exprimée en fonction du nombre de fractures $N(F)$ et de la longueur du forage L . La mesure de densité p_{10} est biaisée par la probabilité qu'une fracture rencontre le puits de forage.

Propriétés directes.

La densité de fractures par unité de volume (p_{32}) est définie par la somme des surfaces des fractures, divisée par le volume du domaine étudié (Dershowitz and Herda, 1992). La surface de fractures (A_i) par unité de volume, est une méthode plus polyvalente pour estimer la densité de fracture que p_{10} , et s'écrit sous la forme de :

$$p_{32} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i}{V} \quad \text{Équation 1-3}$$

Pour corriger le biais de mesure de p_{10} , la communauté scientifique a proposé plusieurs méthodes afin d'estimer une densité de fractures par unité de volume (p_{32}) correcte (Mauldon and Mauldon, 1997, Terzaghi, 1965a, Wang, 2005, Davy et al., 2006b). Dans cette étude, nous choisissons d'utiliser la correction de Terzaghi, car elle convient à une double utilisation pour définir la densité de fracturation sur un forage réel et un forage simulé dans un modèle numérique de réseau (Oehman and Follin, 2010). La correction de Terzaghi (1965) (aussi décrite dans (Peacock et al., 2003)) est utilisée afin d'estimer la densité de fracturation du sol, en fonction de l'orientation et de l'axe du forage. C'est un biais d'échantillonnage dépendant de l'orientation et éventuellement de la taille relative des fractures et du puits. La densité de fractures est calculée après correction :

$$p_{32} = \frac{1}{L} \cdot \sum \frac{1}{\sin(\varphi)} \quad \text{Équation 1-4}$$

φ est la valeur de l'angle entre l'axe du forage et le plan de fracture (de 0° à 90°) et L la longueur du forage. Dans les cas où $\varphi < 10^\circ$, la valeur maximale est alors $\sin(\varphi)^{-1} = 7$, correspondant au biais maximum lié à l'angle entre le forage et le plan de fracture (Follin et al., 2013).

La densité de fracture par unité de volume p_{32} peut être calculée à partir de la distribution des longueurs $n(l)$ (Équation 1-1) p_{32} est alors exprimée par le calcul de la surface de la fracture de longueur l tel que :

$$p_{32}(l_{min}, L) = \int_{l_{min}}^L \frac{\pi}{4} \cdot l^2 \cdot n(l) dl \quad \text{Équation 1-5}$$

Ci-dessous, Table 1 présente quelques exemples de densités de fractures issues de la littérature. Nous verrons par la suite les valeurs de p_{32} du site de Forsmark, qui peuvent atteindre des valeurs $p_{32} > 10$.

Table 1. Exemples de densité de fractures p_{32} dans la littérature, tiré et modifié à partir de (Renshaw, 1996).

| Source | p_{32} |
|---------------------------|----------|
| (Billaux et al., 1989) | 0.7 |
| (Gillespie et al., 1993) | 0.8 |
| | 2 |
| (Lorenz et al., 1991) | 1.9 |
| (Queen and Rizer, 1990) | 0.6 |
| (Odling and Webman, 1991) | 0.7 |
| (Olson and Pollard, 1989) | 0.9 |
| (Cacas et al., 1990a) | 1.2 |
| | 0.2 |
| | 1.5 |
| | 1.95 |
| | 1.49 |

1.1.3 Propriétés géométriques, ouverture de la fracture.

Les réseaux de fractures sont caractérisés par des indicateurs statistiques de densité, de distribution de longueur, mais aussi par les propriétés géométriques et, par extension les propriétés hydrauliques, des fractures. Les propriétés hydrauliques des fractures sont à mettre en relation avec le type de fractures ouvertes ou fermées. La difficulté d'acquérir de la donnée, et le manque d'informations en 3D du site, sont des limites inhérentes à l'étude des réseaux de fractures, et cela est accentuée lors de l'analyse de l'ouverture de la fracture dans un forage. L'ouverture étant un paramètre difficilement mesurable et qui correspond généralement à une mesure ponctuel le long d'un puits. L'ouverture est un paramètre fondamental afin de préciser si la fracture peut ou non conduire l'écoulement (Fig. 1-4 et Fig. 1-5). De plus, les fractures n'ont pas une ouverture homogène sur toute leur longueur, se traduisant parfois par des aspérités plus ou moins marquées ainsi que des éléments qui vont, le cas échéant, combler leurs ouvertures et ainsi limiter les chemins possibles pour l'écoulement (Fig. 1-4).

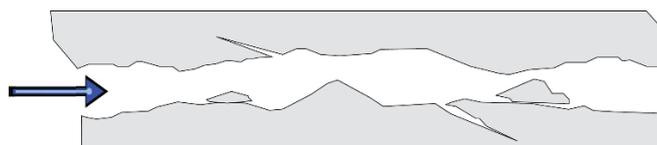


Fig. 1-4 Illustration de l'ouverture d'une fracture. La matrice rocheuse est symbolisée par la couleur grise, le sens de l'écoulement par la flèche bleue, et l'ouverture de la fracture par l'espace laissé blanc entre les deux bords des fractures. Modifié depuis (Winberg et al., 2000).

Dans le cas le moins extrême, où l'ouverture de la fracture est très grande par rapport à l'amplitude de la rugosité de ses parois, la rugosité de la fracture est négligée et l'ensemble du système « fracture » est approximé par la configuration de Poiseuille (Fig. 1-5a)) (Méheust, 2002, Gustafson and Fransson, 2006, de Dreuzy et al., 2012). Le modèle de Poiseuille caractérise une fracture ouverte sans aucune distribution d'ouverture, autrement dit : un écoulement entre deux plans parallèles. Cependant, des mesures ont été réalisées sur des fractures naturelles (Brown and Scholz, 1985, Klimczak et al., 2010, Glover et al., 1998) et montrent qu'à grandes échelles, les ouvertures sont corrélées à la longueur des fractures. En effet, sur l'ensemble des données géologiques proposées par la Fig. 1-5b), l'ouverture maximale D_{max} augmente avec la taille de la fracture (noté ici L), et cette augmentation n'est pas identique sur l'ensemble des sites étudiés. L'augmentation maximale observée de D_{max} est de l'ordre

de $D = 10^{-3} * L$. L'ouverture de la fracture est alors un indicateur statistiques qui permet de préciser si une fracture peut faire partie d'un chemin d'écoulement.

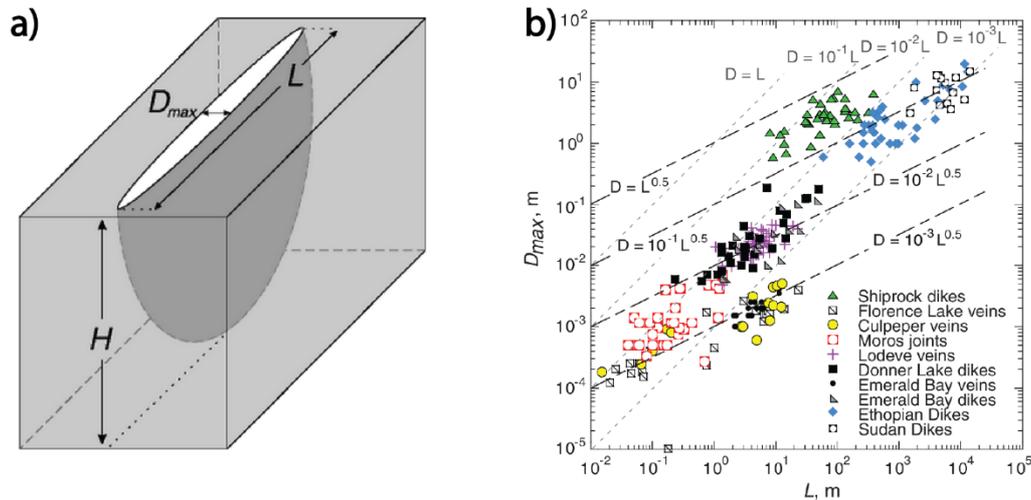


Fig. 1-5. a) Illustration de l'ouverture maximale (D_{max}) d'une fracture de taille L . b) Relation entre l'ouverture et la longueur de la fracture. Chacun des points représente des données d'ouvertures et de longueurs des fractures de plusieurs sites géologiques (Klimczak et al., 2010).

1.2 Réseaux numériques (DFN) et les propriétés de connectivités.

L'écoulement est rendu possible à travers le réseau fracturé s'il existe au moins un chemin qui connecte bord à bord le système. Ce chemin est constitué d'une ou d'un ensemble de fractures connectées entre elles par des intersections. Cette information sur la connectivité des réseaux n'est pas mesurable sur le terrain. Alors pour étudier la connectivité des réseaux, il faut étudier la connectivité des réseaux numériques.

La connectivité d'un réseau est une propriété statistique très étudiée (Berkowitz, 1995, Renshaw, 1996, Bour and Davy, 1997, Odling, 1997, Bour and Davy, 1998, Renshaw, 1999, Manzocchi, 2002, Darcel et al., 2003b, Roubinet et al., 2010, De Dreuzy et al., 2010). La taille du système, la distribution des longueurs, la densité et l'orientation des fractures, ainsi qu'une corrélation mécanique ou spatiale sont des paramètres qui déterminent les propriétés de connectivité d'un réseau, et par la suite, ses propriétés hydrauliques (Berkowitz, 1995, De Dreuzy et al., 2000, Jourde et al., 2002, Wettstein et al., 2012, Andersson and Dverstorp, 1987, Berkowitz et al., 2000, Bour and Davy, 1997, Bour and Davy, 1998, Darcel et al., 2003b).

Il existe plusieurs types de DFN, avec des différences dans le processus de génération. Certains auteurs ont fait le choix de générer des DFN sur la base d'un réseau fractal (Acuna and Yortsos, 1995, Liu et al., 2015, Miao et al., 2015, Darcel et al., 2003b), en accord avec la structure géométrique du réseau naturel (King, 1983, Davy, 1993). Alors que d'autres équipes de recherches développent des DFN capables de gérer les interactions mécaniques entre les fractures lors de leurs propagations (Bonneau et al., 2013, Davy et al., 2013).

Afin de définir les propriétés de connectivité des réseaux naturels, dans la partie suivante nous présenterons quelques DFN avec des processus de générations différents. Nous discuterons de la pertinence de ces modèles, en présentant leurs qualités et leurs limites. Dans un deuxième temps, nous discuterons de la connectivité des réseaux fracturés. Nous présenterons aussi les effets des paramètres géométriques, observées sur le terrain, sur la connectivité des réseaux.

1.2.1 Descriptions des DFN Poissoniens, et propriété de connectivité.

Dans ce rapport de recherche, les modèles numériques sont définis selon des paramètres géométriques et des processus de génération. Les paramètres géométriques, ou d'échelles, sont définis sans dimension car ils peuvent être, le cas échéant, considéré comme des mètres, des kilomètres ou de l'ordre du centimètre. Un tableau récapitulatif des dimensions est proposée dans le chapitre 2.

Réseaux classiques/poissoniens :

Dans un DFN 3D, une fracture est symbolisée par une surface plane d'extension finie. Certaines études ont été mené avec des représentations de fractures de types polygones (Huseby et al., 1997, Alghalandis et al., 2011) ou à partir d'une ellipse (De Dreuzy et al., 2000). Les modèles numériques utilisés dans ce rapport, sont générés à partir d'un disque de diamètre l (Cacas et al., 1990a). La distribution des positions des fractures, ainsi que leur orientation, sont uniformes à l'intérieur du système (Andersson and Dverstorp, 1987, Darcel et al., 2013, Berkowitz, 2002, Cacas et al., 1990a, Jing and Stephansson, 2007, Long and Billaux, 1987, Long et al., 1985, McClure and Horne, 2014). Un DFN, tel que défini ci-dessus, appartient à la classe des distributions de Poisson. La dénomination de ce DFN vient de la distribution théorique de poisson. Cette distribution est une distribution de probabilité discrète qui exprime la probabilité d'un nombre donné d'évènements survenant dans un intervalle de temps fixe, si ces évènements se produisent avec un taux moyen connue et indépendamment du dernier évènement (Haight and Haight, 1967).

Les modèles poissoniens (PM) sont générés à partir de données statistiques définies par l'étude du milieu naturel. Dans le cadre de ce travail de recherche, nous définissons un modèle poissonien par sa densité de fracture p_{32} et sa distribution de longueurs ($n(l) = \alpha l^{-a}$). La Fig. 1-6 est une illustration d'un modèle poissonien dans un volume L^3 où L est la longueur du côté du cube à une densité $p_{32} = 1.5$ (à gauche), ainsi qu'une vue en coupe du même réseau (à droite).

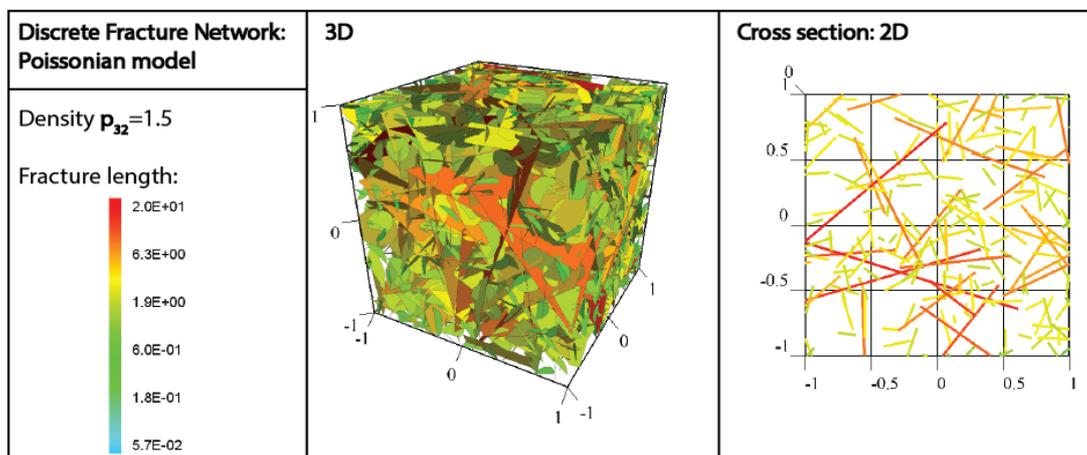


Fig. 1-6. Illustration d'un DFN en 3D et en coupe 2D. L'échelle de couleur correspond aux longueurs des fractures. Le modèle présenté est caractérisé par une distribution de longueur en loi puissance avec $a = 4$ et $p_{32} = 1.5$, sans aucune corrélation.

Connectivité des PM, paramètre de percolation :

La densité de fractures joue un rôle majeur dans la connectivité du réseau (Bour and Davy, 1998, Berkowitz and Ewing, 1998, Margolin et al., 1998). Le paramètre de percolation p est l'indicateur de la connectivité des réseaux fracturés selon la théorie de la percolation (Berkowitz and Balberg, 1993, Stauffer and Aharony, 1994), qui est l'étude de l'écoulement dans un milieu

aléatoire. p , peut être défini à partir de la distribution des longueurs des fractures $n(l)$ (Robinson, 1984), bornée par la plus petite fracture du réseau l_{min} et la taille du domaine L (Bour and Davy, 1998) :

$$p = \int_{l_{min}}^L \frac{n(l, L) \cdot l^3}{8L^3} dl \quad \text{Équation 1-6}$$

Il existe une valeur seuil de la percolation, p_c , en dessous de laquelle le régime est considéré comme sous-critique. Le réseau est alors, en moyenne, non connecté et ne permet pas l'écoulement. Pour $p > p_c$, il existe un amas infini qui relie les clusters finis entre eux et forme au moins un chemin qui connecte le système bord à bord (Fig. 1-7).

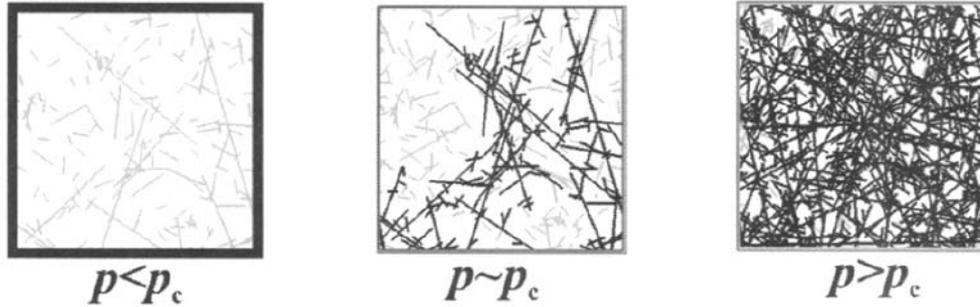


Fig. 1-7. Illustration de l'effet de la percolation sur la connectivité des réseaux. Le paramètre de percolation est noté p et p_c le seuil de percolation. Les fractures qui composent le réseau connecté sont en noire. De droite à gauche, le paramètre de percolation des fractures augmente de $p < p_c$ à $p > p_c$ (Davy et al., 2006a).

La connexion du système est toujours déterminée par le seuil de percolation p_c , où p_c appartient à l'intervalle 0.7 à 2.8 (Balberg, 1985). Dans le cas des DFN générés à partir des disques et pour l'exposant $a = 4$ de la distribution des longueurs, étudiée dans ce rapport, $p_c \sim 2.5$ (De Dreuzy et al., 2000).

Connectivité des PM, exposant a de la distribution des longueurs :

La connectivité du réseau est corrélée à l'exposant a de la distribution de longueur des fractures (Équation 1-1), par 3 régimes distincts (Bour and Davy, 1998). En 3D, pour $a > 4$, les petites fractures contrôlent la connectivité du réseau, avec un réseau équivalent à un modèle sans distribution de longueur. Pour $a < 3$, la connectivité du réseau est contrôlée par les grandes fractures. Le réseau est équivalent à une superposition de fractures infinies, et la connectivité est résumée à la probabilité de rencontrer une grande fracture. Pour $2 < a < 4$, l'ensemble des fractures participent à la connectivité indépendamment de leurs longueurs. Pour ce dernier cas, le paramètre de percolation p augmente avec la taille du système L .

Une des conséquences de la distribution en loi de puissance des longueurs des fractures est le caractère de dépendance d'échelle du paramètre de percolation, qui prédit une déconnexion du réseau en fonction de la valeur de a et de L (Bour and Davy, 1997). En 2D, si $1 < a < 3$, le paramètre de percolation p s'écrit alors :

$$p \sim p_{32} \cdot L^{1.3-a} \quad \text{Équation 1-7}$$

Par conséquent, les réseaux sont déconnectés pour les petites tailles de L , et l'échelle L_c où les réseaux sont, en moyennes connectés, s'écrit alors en fonction de $p = p_c$:

$$L_c \sim \left[\frac{p_c}{p_{32}} \right]^{\frac{1}{1.3-a}} \quad \text{Équation 1-8}$$

Dans le détail, cette dépendance d'échelle résulte de la probabilité d'occurrence d'une fracture ayant une longueur plus grande que la taille du système. Ainsi, le réseau est déconnecté pour les petites échelles, et est connecté pour les grandes échelles (Fig. 1-8).

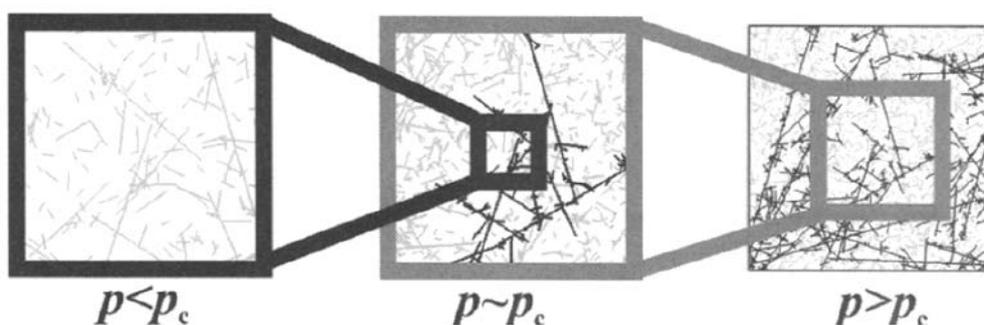


Fig. 1-8. L'effet de la taille du système L sur la densité p et la connectivité. Le réseau connecté est symbolisé par les fractures surlignées en noire. De droite à gauche, la taille du système augmente ainsi que la densité (Davy et al., 2006a).

Pour les cas où $a > 3$, le paramètre de percolation n'est plus dépendant de l'échelle de L , ce qui signifie que la seule façon de connecter les système est en augmentant la densité des fractures (de Dreuzy et al., 2001).

Limites des modèles poissonniens :

Les modèles poissonniens ne prennent pas en compte les interactions entre fractures lors de la croissance du réseau, les processus d'initiation des fractures ou encore les critères d'arrêts. L'ensemble des propriétés des fractures est considéré comme aléatoire (centre des fractures, leur orientation). Et par définition, les modèles poissonniens ne représentant pas la structure complexe du réseau fracturé naturel. A partir de ce constat, les PM ne reproduisent pas fidèlement l'organisation spatiale de l'écoulement, observée sur le terrain. Notons qu'en gardant l'orientation des fractures comme aléatoires, nous nous situons dans le cadre de l'étude de De Dreuzy et al. (2000), où étant supérieur au seuil de percolation, le flux n'est plus affecté par la nature de la distribution d'orientations, mais par la densité des fractures. C'est pour cette raison, que nous gardons les orientations des fractures comme aléatoires.

L'organisation structurale des réseaux fracturés est conditionnée par les modes de propagation des fractures. Dans un milieu homogène infini, lorsqu'une fracture est initiée, le champ de contrainte de l'encaissant est calculé de la façon suivante (Jaeger et al., 2009) :

$$\sigma_{ij} = K_n \cdot (2 \cdot \pi \cdot r)^{-\frac{1}{2}} \cdot f_{ij}(\theta) \quad \text{Équation 1-9}$$

Avec r la distance de l'extrémité du crack, un facteur d'amplification des contraintes dépendant du mode de propagation K_n , et l'angle θ à l'extrémité du crack. Lors de la propagation de deux cracks suffisamment proches et parallèles, un des deux cracks arrêtera la propagation de l'autre (Segall and Pollard, 1980, Segall and Pollard, 1983). Lorsque le nombre de fractures augmentent drastiquement, de l'ordre du millier, il devient alors impossible d'établir le champ de contrainte du milieu, c'est pour cette raison que plusieurs équipes travaillent à l'élaboration de modèles simples qui prennent en compte la structure particulière des réseaux. L'objectif principal étant de disposer de DFN ayant une organisation structurale supposée plus proche des réseaux naturels que celle proposée par un modèle poissonnien.

1.2.2 Descriptions des DFN Fractales, propriété de connectivité.

L'organisation spatiale des fractures dans le milieu naturel, est bien souvent résumée à une organisation fractale où la distribution des longueurs est en loi de puissance (King, 1983, Davy et al., 1990, Davy, 1993). Les approches purement fractales sont basées sur l'introduction de la dimension fractale du réseau comme paramètre d'entrée du modèle, où $1 < D < 2$ et où les petites valeurs de D entraînent de fortes corrélations alors que lorsque $D = 2$, les corrélations disparaissent. Les réseaux générés sont réalistes du point de vue de la distribution des fractures, cependant les contraintes géologiques ne sont pas honorées. Se basant sur ce constat, Darcel et al. (2003b) ont étudié les organisations géométriques en 2D et en 3D des DFN générés à partir de différentes valeurs de D et de a l'exposant de la distribution des longueurs en loi de puissance. Darcel et al. (2003b) proposent plusieurs modèles de réseaux (Fig. 1-9) :

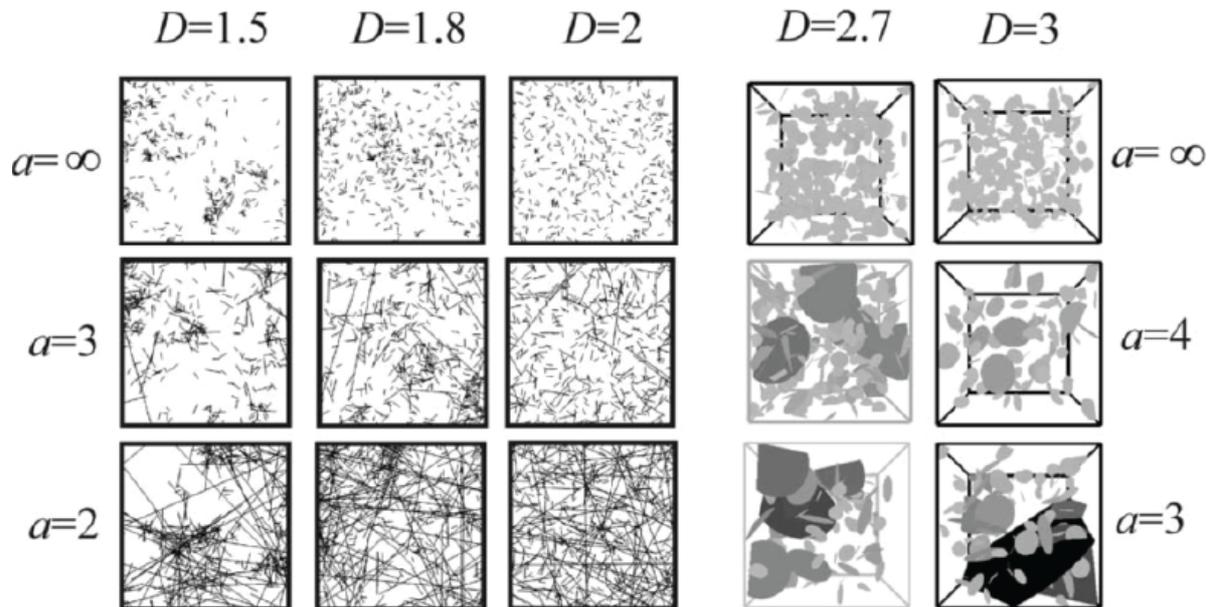


Fig. 1-9. Exemple de réseau fractal avec différent a et D . A gauche, des réseaux en 2D et à droite, des réseaux de fractures en 3D. De droite à gauche, la dimension fractale D augmente et du haut vers le bas, l'exposant de la distribution de longueur a (Équation 1-1) augmente.

Contrairement aux DFN de types poissonniens, où la densité de fractures est homogène, l'organisation spatiale d'un réseau fractal est particulière et s'organise dans certaines zones du modèle (Fig. 1-9 $D = 1.5$). Lorsqu'on augmente la valeur de la dimension fractal D , la localisation des centres des fractures dans le domaine tend vers une distribution homogène (Fig. 1-9 $D = 2$). Ce qui signifie que les fractures occupent l'espace plus efficacement, et la probabilité de connecter le réseau augmente. Dans le cas où $< D + 1$, la connectivité est contrôlée uniquement par la distribution de longueur des fractures. Dans ce cas, ce sont les grandes fractures qui conditionnent la connectivité. A l'image des modèles poissonniens, la proportion de grandes ou de petites fractures dépend principalement de l'exposant a .

La connectivité du réseau est dépendant de l'importance des grandes fractures, qui viennent connecter des clusters entre eux, ainsi améliorer la connectivité du système. Dans le détail, lorsque $a_{2D} = 2$ et $a_{3D} = 3$, le réseau est connecté par les grandes fractures. (Fig. 1-9). Pour $a > D + 1$, la connectivité est contrôlée par les petites fractures (et par les corrélations spatiales si présentent), et décroît avec la taille du système. Cette diminution de la connectivité est possible car la densité de fracture ne dépend pas de la taille du système dans un réseau fractal (Darcel et al., 2003b, Davy et al., 2006a).

Les DFN basés sur une génération de type fractal sont une bonne approximation de la géométrie particulièrement complexe des réseaux fracturés. Ce type de DFN est encore largement utilisé aujourd'hui (Sarkheil et al., 2013, Miao et al., 2015, Liu et al., 2015), et permet par exemple d'obtenir des domaines fracturés avec une densité de fractures hétérogène dans le milieu. Cependant, à l'image des modèles poissonniens, les DFN de type fractal ne reconstituent pas les interactions entre les fractures ni aucun autre processus d'initiation ou d'arrêt de la croissance des réseaux.

1.2.3 Descriptions des DFN Mécaniques, présentation des modèles :

Aujourd'hui, les méthodes d'investigation in-situ ne permettent pas de représenter précisément la géométrie des réseaux de fractures. Pour améliorer les prédictions issues des réseaux numériques, une partie de la communauté scientifique propose des méthodes qui contraignent les processus de générations des DFN, afin de prendre en compte une organisation spécifique, par exemple fractale (Acuna and Yortsos, 1995, Liu et al., 2015, Miao et al., 2015, Darcel et al., 2003b), ou être contraint par des règles mécaniques simples (Davy et al., 2013, Davy et al., 2010c, Bonneau et al., 2013, Cacas et al., 2001). Nous faisons le choix de regrouper sous le terme, réseaux mécaniques, les modèles qui prennent en compte les interactions entre les fractures lors du processus de génération, et cela par des règles statistiques simples qui ne sont pas aussi fidèles que ce qui est présentée dans l'Équation 1-9.

Dans un premier temps, nous présentons un type de modèle mécaniques développé par Bonneau et al. (2013), et qui a la pertinence de recréer les organisations spatiales des réseaux observées à l'affleurement ou à l'échelle régionale. Dans un deuxième temps, nous présenterons le modèle mécanique développé par (Davy et al., 2013), et utilisé principalement dans le cadre de ce rapport de recherche.

Les modèles mécaniques (Bonneau et al., 2013).

Les modèles actuels ne prennent pas en compte l'ensemble des règles mécaniques qui contrôlent la création et la propagation des fractures. Pour cela, des règles statistiques simples sont ajoutées afin de simuler les interactions mécaniques. Bonneau et al. (2013) proposent un modèle selon les règles de génération suivante :

- Génération des nuclei/fractures : les centres des fractures sont localisés suivant un processus de Poisson.
- Propagation des fractures : à chaque extrémité d'une fracture, la zone de contrainte est maximale, contrairement à la zone d'ombre qui constitue le reste de la fracture. Pendant sa croissance, la fracture perturbe le champ de contrainte dans son voisinage proche. Le modèle étudié prend en compte cette caractéristique pour lier les fractures entre elles. Ainsi, lorsque deux fractures sont suffisamment proches, elles ont tendance à se rejoindre (Fig. 1-10.a)). La propagation des fractures est contrôlée par un processus séquentiel, c'est-à-dire que les premières fractures à croître seront aussi les plus grandes.
- Mode d'arrêt : dans le cas où deux fractures se croisent, la plus grande arrête la propagation de la plus petite.

Cette méthodologie organise le réseau de fractures d'une façon bien particulière, en fonction des interactions simples entre les fractures. Les conditions utilisées se basent sur la physique de

la propagation d'une fracture qui précise que lorsqu'un crack se développe, l'extrémité du crack modifie le champ de contrainte de l'encaissant et lorsqu'on s'en éloigne, les contraintes diminuent fortement jusqu'à un minimum au centre du crack/fracture. Dans ce cas, les fractures vont se lier entre elles à leurs extrémités (Fig. 1-10.a)). Cette particularité forme des fractures curvilignes en 3D et en 2D (Fig. 1-10.b) et Fig. 1-10.c). Ce type de réseau numérique forme aussi des intersections particulières que nous retrouvons dans les milieux naturels, les intersections en forme de T, où une fracture s'arrête sur une autre (Fig. 1-10.b) et Fig. 1-10.c).

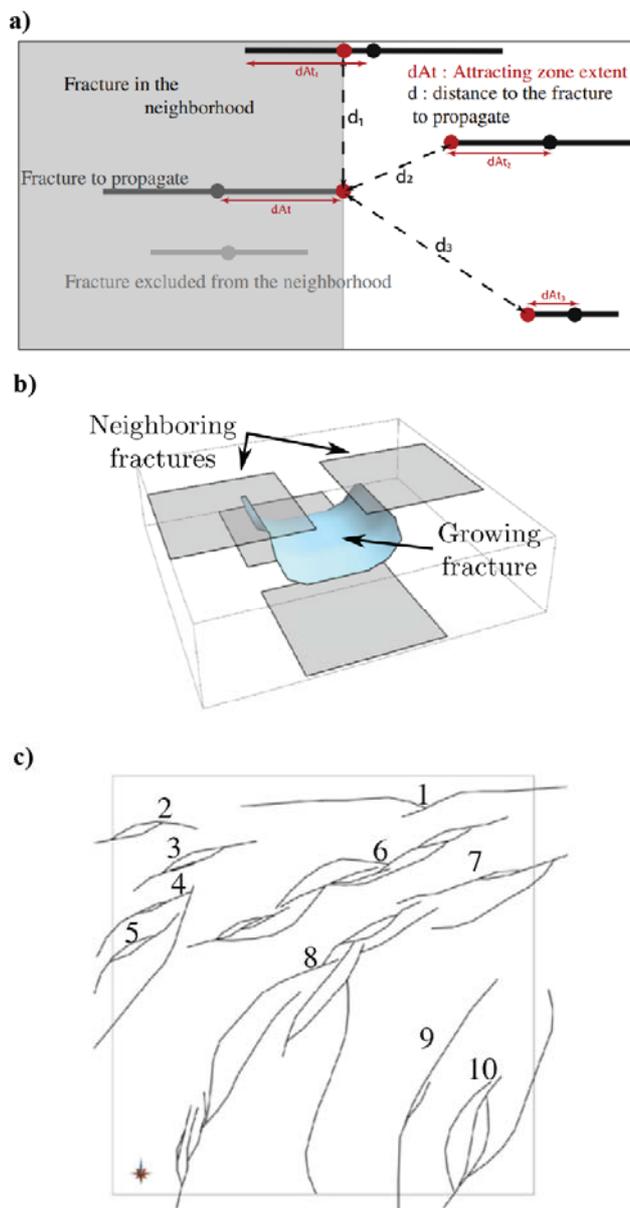


Fig. 1-10. Organisation spatiale (2D et 3D) des fractures pour les conditions de génération avancées par Bonneau et al. (2013). a) Illustration des interactions entre les fractures proches. b) Illustration 3D de la structure du réseau ainsi généré. c) Illustration 2D de la géométrie du réseau.

D'après les auteurs, une des limites de ce modèle est une mauvaise estimation de la distribution de longueur des fractures. En effet, lorsqu'un groupe de petites fractures se rejoignent, elles sont assimilées à une seule et même grande fracture, et biaisent ainsi la distribution des longueurs du système. De ce fait, la proportion de grandes fractures est surestimée alors que la proportion de petites fractures y est sous-estimée. Pour conclure, les réseaux mécaniques générés ainsi, n'ont pas les mêmes propriétés de connectivités que les réseaux PM, liés à leurs distributions de longueur et des processus de génération.

Le modèle mécanique proposé par Davy et al. (2013) se base sur l'hypothèse forte que la propagation des fractures conditionnent la distribution des longueurs des milieux fracturés. Aucune distribution des longueurs n'est imposée aux modèles, et seule les règles d'initiations, de propagations et d'arrêts des fractures vont conditionner l'organisation structurale du réseau. Il en résulte une distribution des longueurs en loi de puissance similaire aux réseaux naturels (Fig. 1-11.b) (Davy et al., 2010c).

La distribution des longueurs, résultant des processus de générations des MM, est composée des régimes dilué et dense. Dans le cas dilué, les fractures sont susceptibles d'être indépendantes les unes des autres, contrairement au régime dense où la propagation des fractures est contrôlée par les fractures environnantes. La partie à grande échelle du régime dense semble être universelle, c'est-à-dire que les exposants de mise à l'échelle et le terme de densité sont fortement contraint et presque indépendant des détails du processus de fracturation, des conditions aux limites, de l'intensité de la fracturation. Les auteurs font références à cette partie du modèle comme la partie UFM (Universal Fractures Models).

La génération de ce modèle mécanique se base sur 3 étapes :

La nucléation et la croissance: le taux de nucléation dépend du nombre de nucléi (n_N) et du pas de temps considéré ($\dot{n}_N = \frac{dn_N}{dt}$). Le taux de croissance (C) est alors contrôlé par la relation de Charles (Charles, 1958) et a_s l'exposant de la loi de croissance:

$$\frac{dl}{dt} = Cl^{a_s} \quad \text{Équation 1-10}$$

Cette étape de croissance est contrôlée par la répartition des nuclei (ou crack) dans le milieu ainsi que les principes statistiques qui active ou non ces mêmes nuclei. De ce fait, la distribution de probabilité pour un nucléi de longueur l dans le milieu $p_N(l)$, est définie par les contrôles mécaniques et statistiques qui activent ou non le nucléi et par le taux de nucléation \dot{n}_N . La distribution des longueurs du régime de croissance s'écrit alors en fonction de la « complementary cumulative probability distribution » des nucléi $P_N(l) = \int_l^\infty p_N(l)dl$:

$$n_{sparse}(l) = (1 - P_N(l)) \cdot \frac{\dot{n}_N}{C} \cdot l^{-a_s} \quad \text{Équation 1-11}$$

$P_N(l)$ n'étant pas une valeur critique (Davy et al., 2014), la distribution des longueurs du régime sparse s'écrit alors uniquement en fonction du taux de nucléation (\dot{n}_N) et du taux de croissance (C) :

$$n_{sparse}(l) = \frac{\dot{n}_N}{C} \cdot l^{-a_s} \quad \text{Équation 1-12}$$

Les critères d'arrêts : lorsqu'une fracture de taille l_1 croise une fracture de taille l_2 . Si l_1 est supérieur à l_2 , alors la fracture l_1 continue de croître. A l'inverse, si $l_1 < l_2$, l_1 arrête sa croissance. Deux modes sont proposés : le mode A, où cette condition est strictement respectée ; le mode B, où lorsqu'une fracture stoppe sa croissance en réalisant la condition ci-dessus, la croissance de cette fracture s'arrête, et reprend dans une autre direction jusqu'à réunir à nouveau la condition d'arrêt. Dans le mode A, chacune des fractures formera 1 intersection de type T, et 2 pour le mode B.

Les modèles mécaniques, noté par la suite MM, s'organisent en deux régimes distincts : (i) le régime dilué (Fig. 1-11.a) – Part 2), dominé par un grand nombre de petites fractures, peu connectées entre elles, et n'ayant pas atteint le régime UFM (Universal Fracture Model); (ii) le régime dense (Fig. 1-11.a) – Part 3), les fractures sont connectées entre elles par des intersections T et X. La partie 1 de la Fig. 1-11.a) correspond à la distribution des longueurs des nuclei (ou crack). L'ensemble des propriétés statistiques des MM est déterminée par la

dimension topologique D et par un paramètre α , sans dimension, qui rassemble les propriétés de corrélations des fractures ainsi que leurs orientations. Les valeurs de D et de α sont définis sur un interval très limité, ce qui donne son caractère universel à ce modèle.

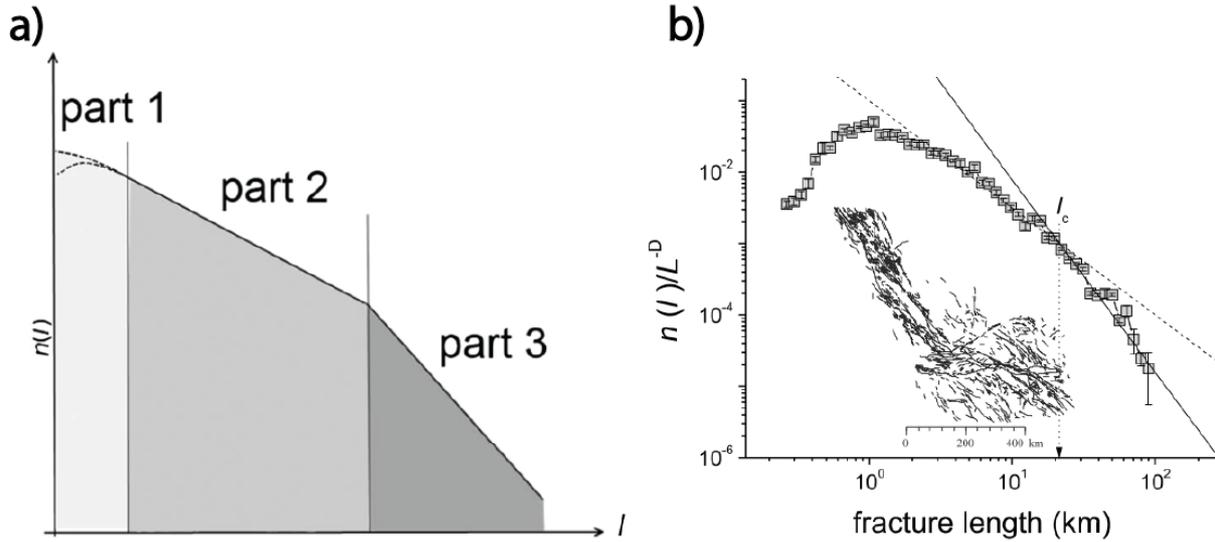


Fig. 1-11. Distribution de longueur d'un modèle mécanique (a) et de l'analyse des longueurs sur le site de San Andreas (USA) (b). a). Part 1 : distribution de longueur basée sur les longueurs des nucléi ; Part 2 : distribution de longueur du régime dilué, basée sur le taux de croissance ; Part 3, régime dense, basée sur la génération de fractures qui interagissent lors de leur croissance. b) les symboles représentent les données issues de l'analyse de terrain. La courbe noire représente la loi puissance qui caractérise ce site.

(i) Le régime dilué se caractérise par une distribution de longueur qui est basée uniquement sur le taux de croissance des fractures notée $\frac{dl}{dt} \sim l^{a_s}$, où l est la longueur des fractures, et $\frac{dl}{dt}$ le taux de croissance des fractures. La distribution des longueurs, au sein du régime dilué, est définie par l'Équation 1-15. Le paramètre statistique p_{32} s'écrit alors de la façon suivante :

$$p_{32}(l_{min}, l_c) = \int_{l_{min}}^{l_c} \frac{\pi}{4} \cdot l^2 \cdot \frac{\dot{n}_N}{C} \cdot l^{-a_s} dl \quad \text{Équation 1-13}$$

La longueur de transition entre les deux régimes est noté ci-dessus l_c . Sur l'intervalle l_{min} et l_c , le régime est dit dilué, et sur l'intervalle l_c à L , le régime est défini comme dense. La transition entre ces deux régimes est notée l_c :

$$l_c = \left(\frac{\alpha}{\dot{n}_N} \right)^{\frac{1}{D+1-a}} \quad \text{Équation 1-14}$$

(ii) Pour le régime dense, cas le plus étudié durant ce travail de recherche, les fractures ce sont propagées jusqu'à une taille l suffisante pour que les interactions mécaniques entre elles régissent leur organisation structurale. De ces règles simples, il en résulte une organisation spatiale particulière et la création d'intersection spécifique en forme de T. Nous retrouvons ce type d'intersection dans le milieu naturel (Manzocchi, 2002). La distribution des longueurs de ce régime est définie par Équation 1-1 qui décrit les distributions des longueurs en loi de puissance : $n(l) = \alpha l^{-a}$. A l'image de l'Équation 1-5, la densité de fracture p_{32} s'écrit alors :

$$p_{32}(l_c, L_{max}) \cong \frac{\pi}{4} \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_U - 3} l^{-a_U+3} \quad \text{Équation 1-15}$$

De la même façon que les modèles poissonniens, la connectivité de MM est contrôlée en partie par la taille du domaine. La percolation des MM est relié à la taille du système L et α_U correspondant à la valeur α décrit par la distribution de longueur du régime dense :

$$p(L < l_c) = \frac{\pi^2}{8} \cdot \frac{\alpha_U}{4 - a} \cdot \left(\frac{L}{l_c}\right)^{4-a} \cdot \left(1 - \left(\frac{l_{min}}{L}\right)^{4-a}\right) \quad \text{Équation 1-16}$$

Au-dessus de l_c , ce qui signifie que l'étude porte uniquement sur le régime dense, le paramètre de percolation s'écrit alors :

$$p(L > l_c) = \frac{\pi^2}{8} \cdot \alpha_U \left(\frac{1}{4 - a} + \ln\left(\frac{L}{l_c}\right)\right) \quad \text{Équation 1-17}$$

Malgré le fait que les MM se basent sur des règles simplifiées régissant les interactions entre fractures lors de la génération, ce modèle ne représente pas la réalité du terrain et nécessite, par définition, une approche stochastique. Les propriétés géométriques telles que la densité p_{32} et la distribution des longueurs n'est pas une entrée du modèle, mais un résultat issus de la génération des réseaux. Les fractures sont donc organisées uniquement à partir des règles de génération. De ce fait, l'organisation spatiale des fractures et des écoulements peut être plus crédible pour les modèles mécaniques que pour les modèles classiques poissonniens. Les limites de ce modèle, tel qu'il est utilisé ici, restent nombreuses : les orientations et les centres des fractures sont gardés aléatoires. Cependant, les avantages sont nombreux, et l'axe principal de ce travail de recherche sera de décrire précisément les propriétés géométriques et hydrauliques des modèles mécaniques. Il est à noter que les paramètres de génération des DFN sont cruciaux afin de générer un modèle crédible, mais qu'il faut aussi rajouter les propriétés hydrauliques des éléments qui composent les réseaux.

Réseaux mécaniques, modèle séquentiel et compétitif et leurs équivalents poissonniens

Nous avons testé deux types de modèles mécaniques, le modèle Séquentiel et Compétitif. Le modèle Séquentiel se base sur l'hypothèse que les fractures vont croître les unes après les autres, défini par le processus séquentiel du même nom. Cela se traduit par un taux de croissance (C) plus grand que le taux de nucléation (\dot{n}_N), et des fractures qui grandissent les unes après les autres (modèle séquentiel) en fonction du pas de temps considéré. Le modèle compétitif correspond à la génération d'un ensemble significatif de fractures dans le même temps. Dans ce cas, C est plus petit que \dot{n}_N , ce qui caractérise le modèle compétitif. Le modèle séquentiel est composé en grande majorité d'intersection de type T. Par rapport au modèle séquentiel, la proportion d'intersection en T est un peu faible pour les modèles, au bénéfice des intersections de types X. Dans la suite de ce document, les modèles mécaniques seront définis par MM et les modèles poissonniens PM, le type de modèle S ou C (Séquentiel ou Compétitif), et le critère d'arrêt A ou B. Rappelons ici que les critères d'arrêt A et B définissent les règles de génération. La figure ci-dessous est une illustration des modèles mécaniques MMAS, MMBS, MMAC, MMBC. Les propriétés de générations des modèles MM sont précisées dans le *Chapitre 2 : Méthodologies et définitions des indicateurs hydrologiques développés*.

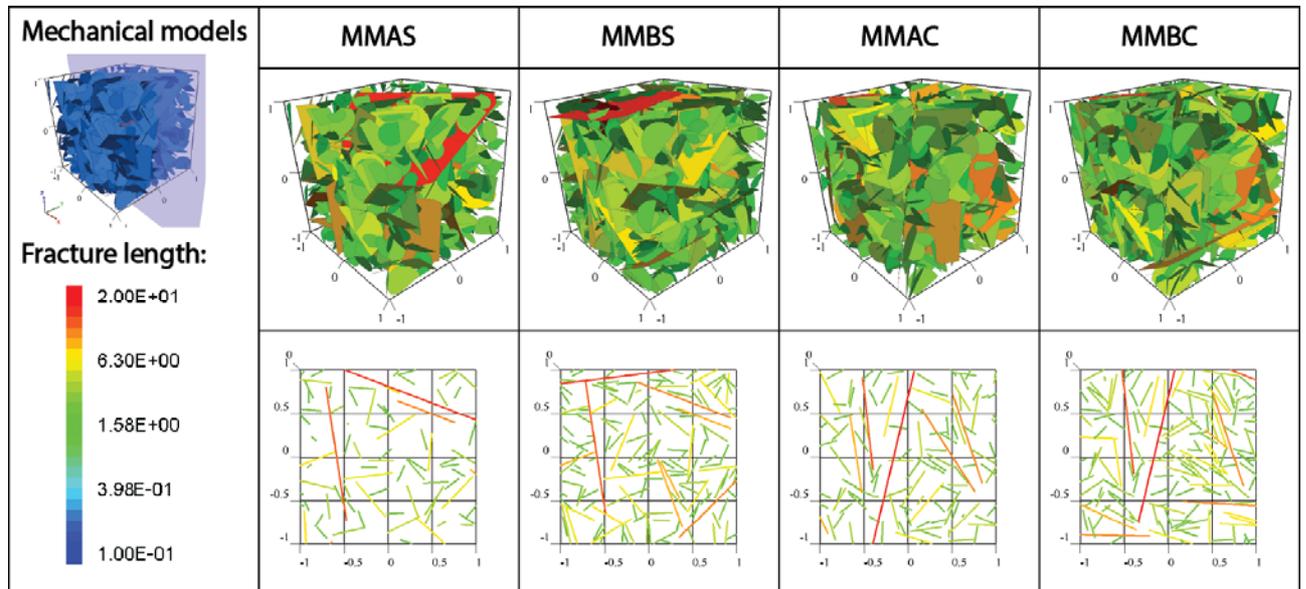


Fig. 1-12. Exemple de réseaux mécaniques : mode d'arrêt A, Séquentiel (MMAS) et Compétitif (MMAC) ; mode d'arrêt B, Séquentiel (MMBS) et Compétitif (MMBC). Chacun des modèles est présenté en 3D et en vue de coupe. L'échelle de couleur correspond à la taille des fractures.

Cette étude prend l'hypothèse forte que l'écoulement est principalement contrôlé par les fractures du régime dense. C'est pour cette raison, que dans ces modèles, nous avons représentés uniquement les fractures du régime dense. Cette hypothèse est discuté dans un rapport à paraître (Darcel et al., In prep).

1.3 Propriétés hydrauliques des réseaux fracturés, distribution de transmissivité.

Depuis la multiplication des programmes de stockage de déchets nucléaires, les propriétés hydrauliques des réseaux fracturés sont intensément étudiées. La conclusion qui s'impose est que les mesures des propriétés hydrauliques sont très hétérogènes (Tsang and Neretnieks, 1998). Les mesures en forages montrent que les écoulements sont concentrés sur un petit nombre de fractures. La problématique posée est alors de réussir à modéliser des DFN qui prédisent des résultats hydrauliques proches des observations in-situ. Dans cette partie, nous présentons des observations et des mesures expérimentales qui ont mis évidence cette organisation si particulière de l'écoulement. Cette localisation des flux sur quelques fractures est définie comme la chenalisation. Dans un deuxième temps, nous présentons les propriétés hydrauliques des DFN.

1.3.1 Observations in-situ et mesures expérimentales :

L'écoulement à travers un réseau de fractures n'est pas uniforme dans l'espace et dépend des propriétés géométriques et de l'organisation spatiale des fractures. Le flux est généralement concentré sur une petite portion de l'ensemble du réseau (Abelin et al., 1985, Bourke, 1987, Andersson and Dverstorp, 1987, Ishibashi et al., 2012, Watanabe et al., 2009). Dans les cas les plus extrêmes, seul 0.1% des fractures portent le flux (Berkowitz, 2002, Long and Billaux, 1987). Sur le site de Stripa (Suède), 90% du flux est concentré sur environ 5% des fractures (Abelin et al., 1985). Toujours sur le site de Stripa, (Olsson, 1992a) ont montré que dans un des tunnels, 80% du flux est concentrée sur une seule fracture (Fig. 1-13).

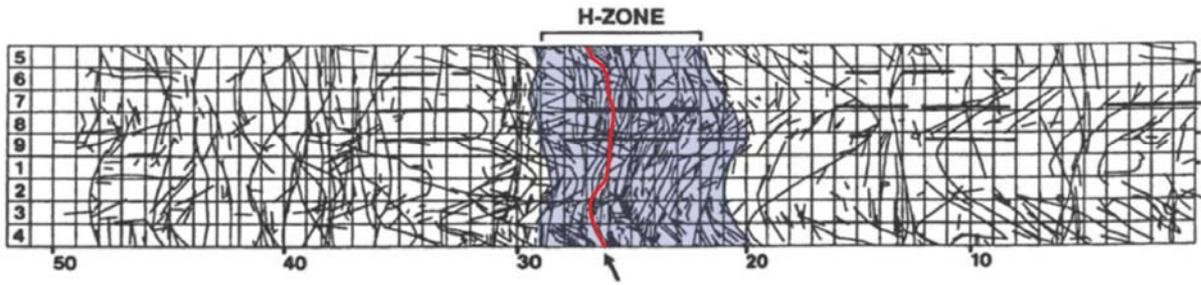


Fig. 1-13. Représentation des fractures dans un tunnel du site de Stripa (Suède). La H-ZONE représente les fractures qui portent le flux. La ligne rouge indique la fracture qui porte 80% de l'écoulement. D'après (Olsson, 1992a) et (Darcel, 2002).

Le comportement hydraulique d'un réseau de fractures est contrôlé en partie par la distribution d'ouverture très locale de chacune des fractures qui composent le réseau (Berkowitz, 2002, Méheust and Schmittbuhl, 2000, Méheust and Schmittbuhl, 2001, Tsang and Neretnieks, 1998, Watanabe et al., 2009).

Tsang and Neretnieks (1998) présentent une étude bibliographique des expériences menées sur la chennalisation du flux à l'échelle de la fracture. L'ouverture de la fracture est considérée comme non uniforme, et résulte d'une rugosité de chacune des parois de la fracture. Watanabe et al. (2009) proposent de modéliser l'écoulement à travers une distribution d'ouvertures, mesurée sur un plan de fracture naturelle (Fig. 1-14).

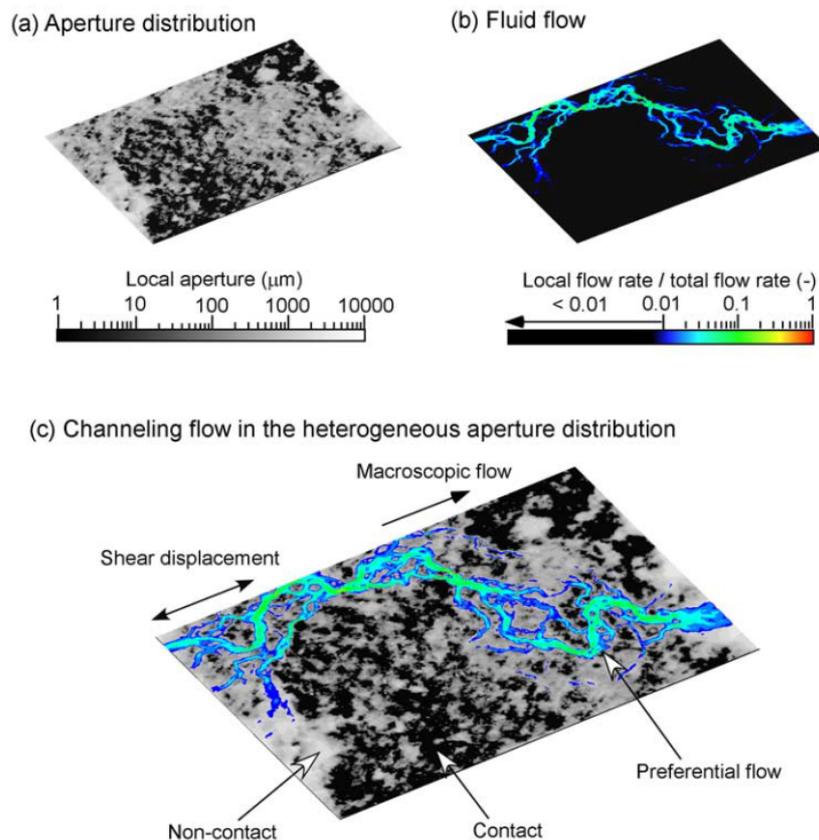


Fig. 1-14. Représentation de la chennalisation à l'échelle de la fracture. Le flux est représenté par l'échelle de couleur (bleue pour les valeurs de flux faibles, au rouge pour les intensités maximales). L'ouverture de la fracture est représentée par la visualisation d'un « plan » de la fracture avec ses aspérités (Watanabe et al., 2009).

D'après les travaux de Watanabe et al. (2009) (Fig. 1-14), l'écoulement se fait le long d'un chemin préférentiel, là où la rugosité est de moindre importance de part et d'autre des parois de la fracture. Tzelepis et al. (2015) présentent des résultats similaires et précisent que la rugosité des fractures provoque des pertes de charge hydraulique très localement. Il est à noter que les zones de contact entre les parois de la fracture forment des barrières et que l'écoulement n'y est pas homogène (Zou et al., 2015, Tsang and Neretnieks, 1998) (Berkowitz, 2002, Méheust and Schmittbuhl, 2000, Méheust and Schmittbuhl, 2001, Tsang and Neretnieks, 1998, Watanabe et al., 2009).

1.3.2 Modèles numériques

Écoulement entre deux plaques parallèles :

Dans le cas d'une approche discrète, le flux est résolu pour chacune des fractures. Les premiers modèles ramenaient l'écoulement dans une fracture comme l'écoulement entre deux plaques parallèles, d'ouverture constante. La transmissivité est une propriété hydraulique des fractures qui est analogue à la transmissivité des aquifères, définie ici comme l'écoulement parallèle dans le plan de fracture à travers l'ouverture, rendu possible en appliquant un gradient de charge (Gustafson and Fransson, 2006, Méheust, 2002, Jing and Stephansson, 2007, Oron and Berkowitz, 1998). Le gradient de charge s'écrit alors en fonction du différentiel de charge hydraulique Δh et de la longueur L de de l'objet étudié :

$$\nabla h = \frac{\Delta h}{L} \quad \text{Équation 1-18}$$

L'écoulement entre deux plans parallèles séparé d'une distance w , est le modèle le plus simple représentant l'écoulement dans une fracture. Ce modèle est basé sur un écoulement stationnaire d'un fluide visqueux incompressible suivant x , le long d'une section rectangulaire de longueur L , en régime laminaire permanent (Fig. 1-15).

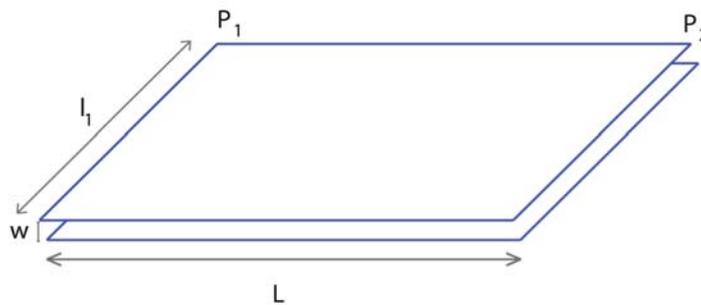


Fig. 1-15. Modèle de l'écoulement entre deux plans parallèles, écoulement plan de Poiseuille

L'écoulement est assuré grâce à l'existence d'un différentiel entre la charge appliqué d'un côté et de l'autre du système ∇h . Ce modèle à pour solution une loi cubique obtenue sur la base de l'analyse de l'écoulement plan de Poiseuille (Fig. 1-15) :

$$Q = -\frac{l_1 w^3}{12\mu} \cdot \nabla h = -K \cdot \nabla h ; \quad \text{Équation 1-19}$$

La transmissivité dans le plan de fracture s'écrit alors de la façon suivante (Legrain, 2007, Méheust, 2002) :

$$T = \frac{a^3}{12} \quad \text{Équation 1-20}$$

Par analogie, la perméabilité s'écrit alors :

$$K = \frac{a^2}{12}$$

Équation 1-21

Hétérogénéités d'ouvertures : distribution de transmissivité

Les études hydrauliques des puits ont montré que la distribution de conductivité hydraulique, le long du forage, est très large, et les flux sont très concentrés sur quelques fractures (Abelin et al., 1985, Cacas et al., 1990a, Follin et al., 2007, Hartley et al., 2010). A partir de ce constat, les travaux qui ont porté sur la transmissivité des fractures ont considéré (i) une distribution d'ouverture à l'échelle de la fracture (Zou et al., 2015, de Dreuzy et al., 2012), ou alors une distribution de transmissivité à l'échelle du réseau (McKenna and James, 2007, Follin and Stigsson, 2013, Rhén et al., 2008, Follin et al., 2007, Gustafson and Fransson, 2006, Watanabe et al., 2009).

A l'échelle de la fracture, une hétérogénéité d'ouverture peut être appliquée (de Dreuzy et al., 2012, Méheust and Schmittbuhl, 2001). La figure ci-dessous présente les effets de la distribution de transmissivité hétérogène à l'intérieur des fractures (Fig. 1-16-Gauche) comparé à des transmissivités homogène dans la fracture mais hétérogènes dans le réseau. La Fig. 1-16-Gauche décrit une chenalisation dans la fracture proche de ce qui est observée par Watanabe et al. (2009). de Dreuzy et al. (2012) ont conclu que lorsque l'échelle de la fracture est infinie en comparaison aux hétérogénéités d'ouvertures, le modèle de Poiseuille prédit correctement l'écoulement.

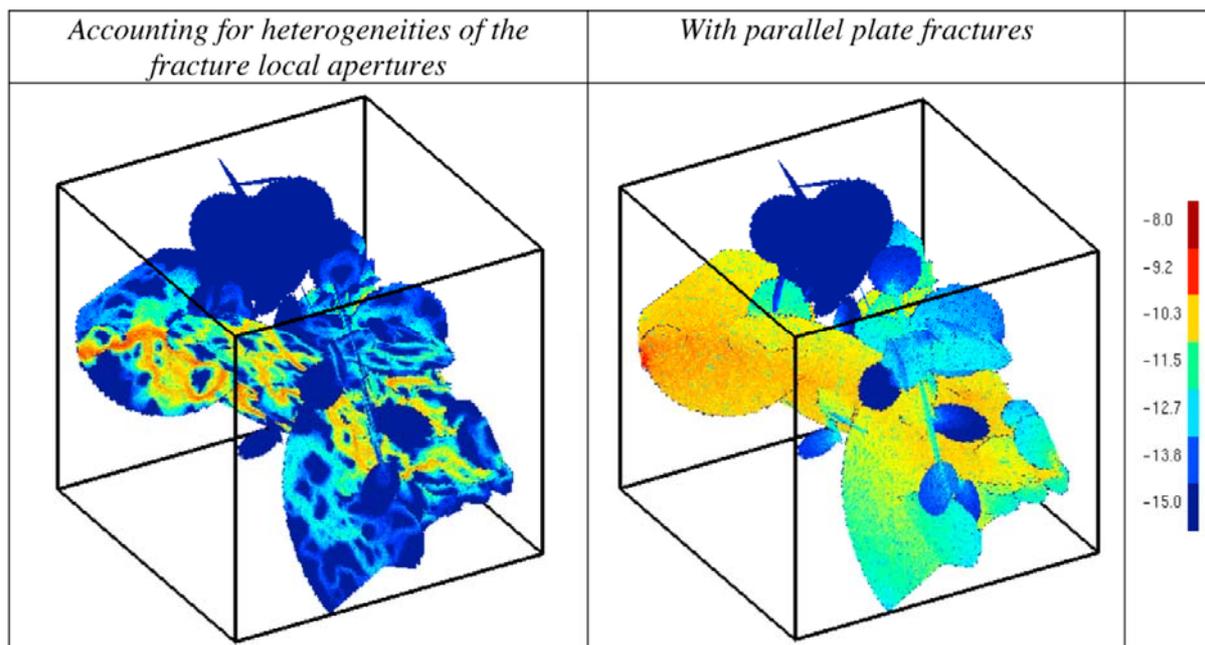


Fig. 1-16. L'écoulement à travers deux réseaux numériques identiques à l'exception des propriétés hydrauliques des fractures. A gauche, les auteurs intègrent une distribution d'ouverture (qui traduit une distribution de transmissivité) dans chacune des fractures. A droite, une distribution d'ouverture est appliqué à l'échelle du réseau, c'est-à-dire que l'ouverture est homogène pour une fracture, mais différent d'une fracture à l'autre. Tiré de (de Dreuzy et al., 2012).

A l'échelle du réseau, les transmissivités de fractures peuvent être simulées à partir de 3 types de distributions : (FC) corrélée ; (SC) semi-corrélée ; (UC) non corrélée. La distribution de transmissivité corrélée est de type loi de puissance qui est entièrement corrélée à la taille de la fracture. Dans ce cas, si la fracture est grande sa transmissivité sera tout aussi importante. La distribution semi-corrélée est la somme d'une distribution log-normal qui dépend de la taille de la fracture, avec une part d'aléatoire. Enfin, la distribution non corrélée est définie par une loi log-normal tel que μ , la moyenne et σ l'écart type de la distribution. Sur une gamme de longueurs données, les 3 distributions (FC, SC et UC) des transmissivités donnent des résultats proches (Follin et al., 2013, de Dreuzy et al., 2012).

Role de la taille du domaine dans l'organisation du flux.

Comme nous l'avons précisé dans ce rapport bibliographique, la taille du domaine L joue un rôle dans la connectivité du réseau. Lorsque L augmente, le paramètre de percolation augmente jusqu'à $p > p_c$ pour une échelle caractéristiques L_c . Cette échelle caractéristique de connectivité est à mettre en lien avec l'échelle d'homogénéisation, où les propriétés hydrauliques du domaine restent constant quel que soit L . Fig. 1-17 présente l'évolution de la perméabilité en fonction de l'échelle de mesure. Les petites échelles correspondent à des mesures expérimentales et les grandes échelles (de l'ordre du kilomètre) ont été réalisé sur le terrain. Cette figure montre que la perméabilité des réseaux ont tendance à tendre vers une valeur limite, au-delà d'une certaines valeurs seuil de l'échelle de mesure.

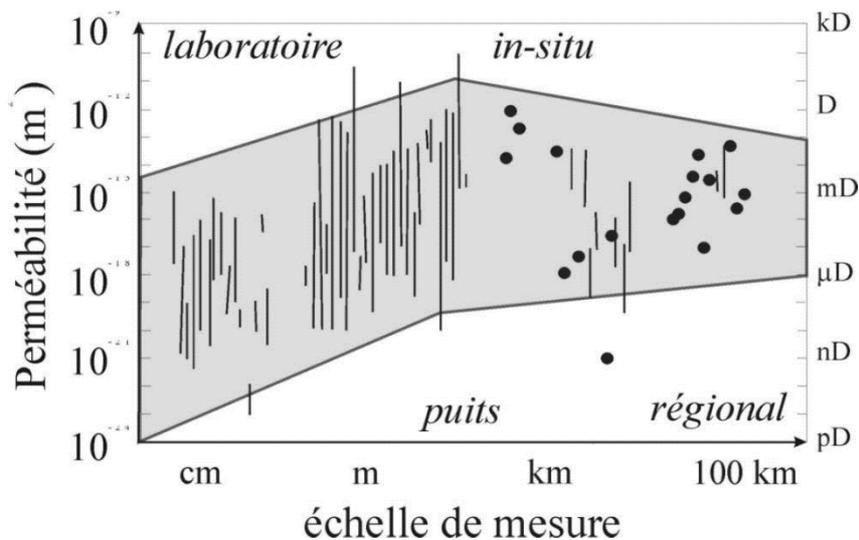


Fig. 1-17. Présentation des effets d'échelles sur la perméabilité, d'après (Clauser, 1992) et tiré de (Darcel, 2002).

L'ensemble des propriétés géométriques et hydrauliques des réseaux de fractures est contrôlé par des effets d'échelles qui sont liés à la complexité des milieux naturels. Lorsqu'on étudie un réseau, où l'échelle de l'étude tronque la taille des fractures ou encore leurs densités, les propriétés hydrauliques qui en découlent ne seront pas représentatif du milieu étudié. D'où la nécessité de caractériser parfaitement l'ensemble des propriétés statistiques afin de s'assurer de la pertinence de l'étude et d'en déduire des conclusions qui pourront nous renseigner sur la réalité du milieu. Ce travail de recherche s'inscrit dans la même philosophie, qui consiste à définir les propriétés des milieux fracturés par des indicateurs statistiques. Et dans la partie suivante nous proposons de situer ce travail de recherche par rapport aux travaux précédents.

Positionnement du sujet de recherche vis-à-vis des travaux déjà réalisés

Le sujet de recherche porte sur la modélisation des écoulements dans les milieux fracturés de façon très générale, et plus particulièrement sur les effets de la structure et de l'organisation spatiale des fractures sur l'écoulement. L'idée sous-jacente étant de comprendre les différents mécanismes qui régissent la chenalisation de l'écoulement. Jusqu'à présent, les réseaux fracturés étaient étudiés suivant deux axes : l'approche stochastiques où l'on intègre de plus en plus de complexités géométriques au DFN, limitée par les connaissances sur les processus de génération des réseaux et nos capacités informatiques ; et l'étude des modèles autres, de type déterministe, limités par les capacités d'investigation du sous-sol.

Cette thèse s'inscrit dans le premier axe de recherche, dans lequel depuis les années 60, les DFN sont de plus en plus complexes. Les DFN ont été complexifié, des simples réseaux avec des orientations de fractures limitées (Long et al., 1985), à des réseaux plus complexes intégrant des distributions de longueurs « réalistes », ainsi qu'une intégration de distribution d'orientation. Cette évolution des DFN est le résultat de l'amélioration des méthodes de génération de type fractals qui reproduisent la géométrie des milieux naturels (Turcotte, 1986, Miao et al., 2015, Davy et al., 2006a, Darcel et al., 2003b, Darcel et al., 2003a, Acuna and Yortsos, 1995), ou encore de type mécanique, qui reproduit par des règles simples, la propagation des fractures. Nous nous situons sur une nouvelle branche de cet arbre de l'évolution des modèles numériques, avec l'utilisation d'un modèle mécanique qui a une philosophie nouvelle. Au lieu de reproduire les propriétés statistiques des milieux fracturés, en intégrant aux processus de générations les paramètres souhaités, le modèle mécanique tente de reproduire la géométrie du milieu en intégrant simplement les interactions entre fractures. Nous n'avons plus un modèle conditionné par une distribution de longueur et de densité, mais un modèle où la densité et la distribution des longueurs résultent de la génération (MM). La réelle nouveauté de ce DFN est alors de corrélérer plusieurs paramètres entre eux.

A partir des MM et de son équivalent classique poissonien, nous analysons leurs propriétés géométriques et hydrauliques, et tentons d'identifier les facteurs qui régissent l'organisation spatiale de l'écoulement. Très peu d'études ont été menées sur des modèles mécaniques, ou encore sur les propriétés géométriques et hydrauliques spécifiques qui peuvent en découler. Par exemple, MM est composé d'une très importante quantité d'intersections de petites tailles et de formes particulières (T), et il existe des études sur le transport dans les intersections de façon générale (Zafarani and Detwiler, 2013, Stockman et al., 2001, Park et al., 2003b, Ji et al., 2004), mais très peu sur l'effet des intersections sur les propriétés hydrauliques du réseau (Kosakowski and Berkowitz, 1999). Pour résumer, nous étudierons un nouveau modèle de fracture, qui est lui-même composé d'intersections d'un type particulier encore très peu étudié, et nous le comparerons à des données du site de Forsmark, afin de le tester sur un cas réel.

Chapitre 2. Méthodologies et définitions des indicateurs hydrologiques développés.

L'objet de ce chapitre est de définir les outils statistiques utilisés afin de caractériser les propriétés géométriques et hydrauliques des réseaux numériques. Dans une première partie, nous présentons succinctement la plateforme H₂OLAB qui nous permet de générer et de résoudre les écoulements dans les modèles numériques. Et dans une deuxième partie, nous discuterons en détail du développement d'indicateurs permettant de caractériser la géométrie et les écoulements dans chacun des modèles étudiés.

2.1 Présentation de la plateforme logiciel H₂OLAB

Dans le cadre de ce travail de recherche, nous avons utilisé le logiciel H₂OLAB, fruit de la collaboration entre le laboratoire de Géosciences Rennes, le CDCSP de Lyon, le laboratoire du Havre LMPG et l'IRISA de Rennes. Cet outil est utilisé dans le cadre de la modélisation des écoulements hydrauliques souterrains (Erhel et al., 2012, Erhel et al., 2009, Pichot et al., 2012b). La plateforme de calcul H₂OLAB est largement utilisée dans les études sur l'écoulement des fluides dans les milieux fracturés (de Dreuzy et al., 2012, Davy et al., 2013, Erhel et al., 2009, Pichot et al., 2012a, Le Goc, 2009) et poreux (Dufaud, 2013, Leray, 2012) en 2D et en 3D.

La modélisation des réseaux fracturés, avec H₂OLAB, se base sur la génération d'un ensemble de fractures, ayant chacune des propriétés hydrauliques propres, dans un volume cubique de côté L . Le code de calcul permet de définir plusieurs types de conditions aux limites et dans notre étude, nous nous sommes limités à des conditions de type perméamètre, c'est-à-dire à charges fixées. L'écoulement est uniquement modélisé à l'intérieur des fractures, la matrice étant imperméable. Les deux faces opposées le long de l'axe x sont considérées comme perméable et la charge hydraulique (h) y est appliquée tel que $h = 10$ sur une première face, et $h = 0$ sur la face opposée (Fig. 2-1.a)). L'écoulement se fera alors le long de cet axe x uniquement (Fig. 2-1.b)).

Le processus de génération des DFN se base sur le logiciel MPFRAC (Massive Parallel FRACture), qui prend en charge la génération des fractures, la résolution de l'écoulement, ainsi que les propriétés statistiques des DFN. Pour cela, MPFRAC est composé de plusieurs modules de calcul détaillé ci-dessous (Le Goc, 2009) :

- Noyau générique qui prend en compte la structure géométrique du réseau de fractures : intersections et connectivité (Fig. 2-1.c). Cet outil s'appuie sur la bibliothèque CGAL (Kettner et al., 2004).
- Module de génération, un outil contrôlant la génération stochastique des paramètres géométriques (localisation, orientation et longueur) et des paramètres hydrauliques (transmissivité) des fractures du réseau.
- Module d'analyse statistique qui calcule toutes les propriétés statistiques nécessaires la définition des DFN : distribution des propriétés géométriques et connectivité.
- Module de résolution de l'écoulement, par maillage du réseau (Fig. 2-1.d) par la méthode des éléments finis mixtes hybrides (Erhel et al., 2009, Pichot et al., 2010) (Fig. 2-1.e).

Enfin, les deux principaux solvers utilisés dans H₂OLAB sont UMFPACK (Davis, 2004) et Hypre (Falgout and Yang, 2002). Pour des questions de performance, nous avons choisi d'utiliser uniquement le solveur Hypre, plus rapide et plus efficace face aux situations géométriques complexes liées à la 3D.

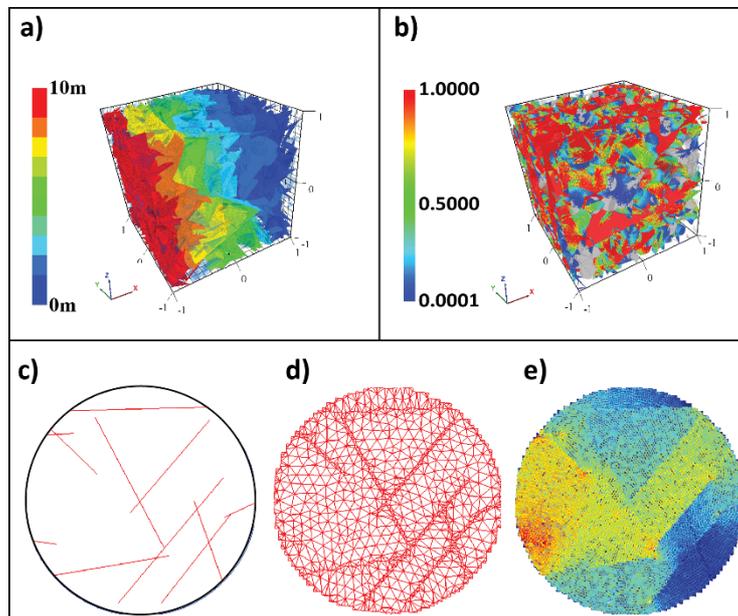


Fig. 2-1. Illustration de la modélisation 3D d'un réseau de fractures. a) Illustration de la distribution de la charge hydraulique à travers le réseau. b) Illustration de la distribution de l'écoulement à travers le réseau. c) Représentation d'une fracture, et les intersections qui la composent, ainsi que l'illustration du maillage triangulaire (d) et de l'écoulement (e).

Les paramètres d'entrée et de sortie des modèles sont stockés dans un format XML. Ce format de fichier permet de stocker pour chacun des paramètres, son type (entier, booléen, flottant), ainsi que leur valeur par défaut et une description rapide. A partir de ce fichier de paramètres, l'utilisateur peut faire le choix d'exécuter une étude stochastique par méthode de Monte-Carlo, et ainsi analyser un grand nombre de simulations. La plateforme logiciel H₂OLAB offre aussi la possibilité de distribuer les calculs sur plusieurs cœurs, grâce à la librairie MPI (Gropp et al., 1999).

Les résultats statistiques obtenus à partir de MPFRAC sont stockées dans plusieurs fichiers sous différents formats. Le tableau ci-dessous décrit les fichiers analysés dans le cadre de ce travail de recherche (Table 2) :

Table 2. Description des fichiers de sortie utilisés dans le cadre d'une étude stochastiques des réseaux de fractures. Les résultats statistiques présentés ci-dessous sont calculés dans MPFRAC.

| Echelle de mesure | Nom du fichier | Format | Statistiques |
|-------------------|--------------------------|----------|--|
| DFN | d3flow | *.scalar | <ul style="list-style-type: none"> • Q_{tot} : flux total ; • K_{eq} : perméabilité ; • T_{dis} : temps pour discrétiser le DFN ; • T_{mesh} : temps pour mailler le DFN ; • T_{res} : temps pour résoudre le flux ; • t_{mesh} : taille du maillage ; • N_{mesh} : nombre de mailles ; • N_F : nombre de fractures ; • N_I : nombre d'intersections ; • <i>Success</i> : résultat de la simulation, réseau connecté ou non. |
| | General | | <ul style="list-style-type: none"> • Taille de la plus petite ouverture ; • p_{32} : densité de fractures ; • p : paramètre de percolation ; • N_F : nombre de fractures ; • N_I : nombre d'intersections ; • $\frac{N_I}{F}$: nombre moyen d'intersections par fracture. |
| Fractures | Network | *.disk | <ul style="list-style-type: none"> • Identifiant ; • Localisation en x, y, z ; • Orientation et pendage ; • l : diamètre ; • Taille de l'ouverture ; • Π : le rapport entre la surface incluse dans V et la surface totale ; |
| Intersections | Intersection-description | *.vector | <ul style="list-style-type: none"> • Identifiant ; • Identifiant de la fracture 1 et fracture 2 ; • l_1 : longueur de la fracture 1 (F1) ; • l_2 : longueur de la fracture 2 (F2) ; • Π_1 : le rapport entre la surface incluse dans V et la surface totale (F1) ; • Π_2 : le rapport entre la surface incluse dans V et la surface totale (F2) ; • Localisation des extrémités x, y, z ; • l_i : taille ; • q_i : le flux entrant ou sortant de l'intersection I. |

A l'aide du logiciel de calcul MATLAB ©, nous analysons les propriétés géométriques et hydrauliques à partir des fichiers de sortie présentés ci-dessus (Table 2). Les propriétés à l'échelle du réseau sont définies directement dans les fichiers general.scalar (propriétés géométriques) et d3flow.scalar (propriétés hydrauliques). Les propriétés hydrauliques des fractures sont calculées à partir du fichier intersection-description.vector, et leurs propriétés géométriques à partir du fichier network.scalar.

2.2 Paramètres des DFN

Afin de mettre en évidence les propriétés hydrauliques des MM et leurs spécificités, nous les comparons à des modèles PM ayant strictement les mêmes propriétés géométriques que les modèles MM. A partir de ces modèles mécaniques et de leurs propriétés géométriques, nous générons des modèles PM avec exactement les mêmes propriétés géométriques :

- Densité ;
- Orientation aléatoire ;
- Distribution des longueurs ;
- Domaine de génération ;

Les PM ainsi générés sont, par la suite, dénommé DFN équivalent ou encore PM équivalent. Les paramètres de générations des modèles sont présentés dans la Table 3 :

Table 3 : Paramètres de générations des DFN mécaniques et poissoniens moyennés sur 1000 réalisations.

| Mechanical Models | MMAS | MMAC | MMBS | MMBC |
|---|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| \dot{n}_N (nucleation rate during growth) | Competitive model: 81000 Sequential model: 810 | | | |
| α | 1.71 | 2.1 | 2.9 | 3.1 |
| p_{32} | 0.747 (± 0.015) | 0.89 (± 0.016) | 1.21 (± 0.018) | 1.27 (± 0.022) |
| Temps de générations | $dt = 0.002$ $UFM_{T-max} = 2$ | $dt = 0.2$ $UFM_{T-max} = 200$ | $dt = 0.002$ $UFM_{T-max} = 2$ | $dt = 0.2$ $UFM_{T-max} = 200$ |
| l_{min} | 2 | | | |
| T_{size} (taille de l'intersection) | 0.1 | | | |
| Distribution des orientations | Orientation aléatoire | | | |
| Equivalent Poisson models | PMAS | PMAC | PMBS | PMBC |
| α | 1.71 | 2.1 | 2.9 | 3.1 |
| p_{32} | 0.747 (± 0.015) | 0.89 (± 0.016) | 1.21 (± 0.018) | 1.27 (± 0.022) |
| l_{min} | 2 | | | |
| Distribution des orientations | Orientation aléatoire | | | |
| Taille du maillage | 0.08 | | | |

Nous avons défini des propriétés statistiques communes à l'ensemble des modèles : longueur minimum de la plus petite fracture $l_{min} = 2$; la taille du système $L_g = 30$; la taille du système de résolution du flux $L_f = 20$ (Cf explication ci-dessous : 2.4) ; et une distribution de longueur type loi de puissance pour les modèles de poisson.

2.3 Définition des flux échangés entre une fracture et le reste du réseau :

Afin de comprendre l'organisation spatiale de l'écoulement, mettre en évidence les effets de la chenalisation, et comparer les DFN entre eux, nous calculons le flux qu'échange la fracture avec le reste du réseau. L'échange de flux entre deux fractures est rendu possible grâce à au minimum deux intersections, c'est pour cela que nous calculons le flux pour chacune des intersections sur la fracture. La difficulté principale est que pour un modèle 3D, l'écoulement le long d'une intersection est soumis à un sens (de la fracture vers l'intersection ou inversement, et d'un côté ou de l'autre de l'intersection), il est donc nécessaire de décrire précisément l'écoulement directement sur le maillage. Dans la partie suivante, nous décrivons la méthode mise en place pour déterminer le flux sur les intersections, ainsi que la définition du flux échangé entre une fracture et le reste du réseau.

Le flux échangé par fracture (Q_F) fait référence au flux qui passe par les intersections d'une fracture (Fig. 2-2). Ainsi, Q_F est défini par la somme des flux sur toutes les intersections (q_f), divisé par 2 (une intersection connecte 2 fractures entre elles). Le flux échangé par fracture s'écrit alors :

$$Q_F = \frac{1}{2} \cdot \sum_I |q_f, i| \quad \text{Équation 2-1}$$

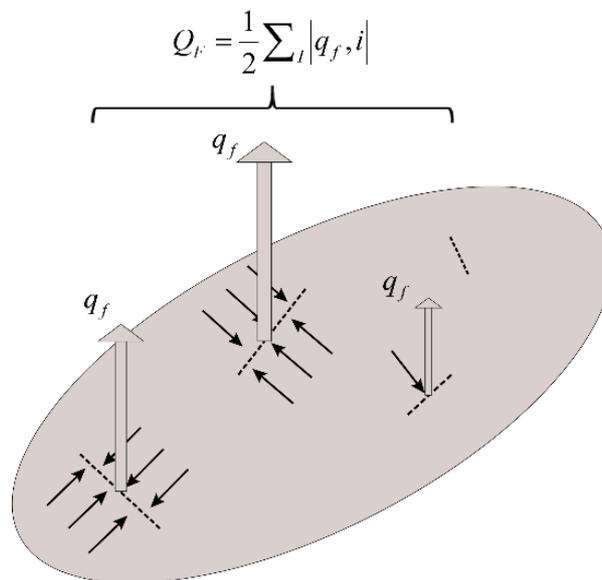


Fig. 2-2. Indicateurs de flux échangé par fracture (Q_F) calculé à partir du flux sur les intersections $I(q_f)$. La fracture est représentée par le disque, les intersections par les traits en pointillés, l'intensité de q_f par les flèches grises et les flèches noires représentent le flux qui passe de la fracture vers l'intersection.

A partir de Q_F , nous proposons de calculer le flux échangé par fracture par gamme de longueur de fractures (l). Ainsi, nous pourrions comprendre l'organisation de l'écoulement en fonction des longueurs de fractures :

$$\overline{Q}_F(l) = \frac{\sum_F Q_F(l)}{\sum_F S_F(l)} \quad \text{Équation 2-2}$$

2.4 Définition/Raffinement d'indicateurs statistiques.

Nous proposons de quantifier l'organisation géométrique des réseaux et la distribution spatiale de l'écoulement, de localiser les principales fractures qui portent l'écoulement et ainsi définir la chenalisation, à partir d'indicateurs statistiques. Ces indicateurs sont moyennés sur l'ensemble des simulations issues de l'approche stochastique, et sont définis pour différentes échelles d'analyse, de la fracture au réseau complet. Dans la partie suivante, nous présentons les indicateurs usuels qui définissent les propriétés géométriques et les propriétés hydrauliques des DFN. Les indicateurs usuels étant influencé au processus de génération, nous proposons de corriger les indicateurs afin de limiter les biais de mesure liés à l'échelle de génération et de résolution de l'écoulement.

Correction des indicateurs usuels :

Afin de diminuer les effets de bords potentiels, nous avons fait le choix de générer les DFN dans un domaine de taille L_g et de résoudre l'écoulement dans le sous ensemble L_f (au centre du cube de côté L_g). Cette méthodologie n'est pas compatible avec les mesures classiques et nécessite une redéfinition de l'ensemble des propriétés géométriques utilisées jusqu'à présent. Nous avons donc redéfini les grandeurs géométriques classiques (distribution des longueurs, densité) pour intégrer le fait qu'une fracture peut n'être incluse que partiellement dans L_f . Nous utilisons pour cela la proportion de chaque fracture qui se situe à l'intérieur du domaine étudié :

$$\Pi_F = \frac{S_{F_f}}{S_{F_g}} \quad \text{Équation 2-3}$$

où S_{F_f} est la surface de la fracture F dans le système L_f , et S_{F_g} la surface de la fracture F dans le domaine de génération L_g . Π_F est ensuite utilisé dans le calcul des propriétés géométriques pour pondérer le rôle de chaque fracture. Par exemple, la densité massique P_{32} corrigée se calcule par :

$$p_{32} = \frac{1}{V} \int_f n(l) l^2 \Pi_F(l) dl \quad \text{Équation 2-4}$$

De la même façon, nous redéfinissons la méthodologie de calcul de la distribution de longueur afin de prendre en compte les longueurs vraies (dans L_f) des fractures :

$$n(l) = \frac{1}{V} \cdot \int_f \Pi_F(l) dl \quad \text{Équation 2-5}$$

Afin de caractériser la connectivité du réseau de fractures, nous nous intéressons au nombre d'intersections par fracture : $I_N(F) = \frac{N_I(F)}{N(F)}$, où $N_I(F)$ est le nombre d'intersections sur la gamme de fracture F étudiée, et $N(F)$ le nombre total de fractures dans la gamme F .

Ainsi, nous définissons $I_N(l)$, nombre d'intersections par gamme de longueur $[l, l + dl]$, que nous corrigeons par Π_F :

$$I_N(l) = \frac{\sum_F N_I(l)}{\sum_F \Pi_F} \quad \text{Équation 2-6}$$

En fonction du type de modèle étudié, nous pouvons faire le choix de calculer la distribution du nombre d'intersections par gamme de longueur de fractures, pour des intersections de types différents tels que les intersections T et/ou X. Ces distributions s'écrivent alors à partir de l'Équation 2-6.

Indicateurs statistiques hydrauliques :

Les indicateurs statistiques hydrauliques présentés ci-dessous ont été développés dans le cadre de ce travail de recherche, à partir des valeurs de flux échangés par une fracture (Q_F). L'ensemble de ces indicateurs est tributaire de la valeur du flux pour chacune des fractures. Ces indicateurs permettent aussi de caractériser l'organisation spatiale de l'écoulement.

Un premier indicateur est la densité du backbone d_b . La densité du backbone définit la densité de fractures qui portent l'écoulement. Une fracture est active hydrauliquement à $Q_F > 0$ et d_b est défini comme la somme des surfaces de ces fractures (notée F_{flow}), normalisée par le volume V de l'étude :

$$d_b = \frac{1}{V} \sum_{F_{flow}} S_F \Pi_F(V) \quad \text{Équation 2-7}$$

Cet indicateur permet de caractériser l'organisation spatiale du flux. Lorsque $d_b = p_{32}$ toutes les fractures du réseau portent le flux. A l'inverse, lorsque d_b tend vers 0, l'écoulement est très localisé sur une très petite portion du réseau : le cas d'une chenalisation extrême. En première approche, ce paramètre est pertinent mais ne permet pas de différencier une fracture avec un flux très faible et une fracture avec un flux significatif. d_b est une première approximation de l'organisation spatiale de l'écoulement.

On définit un paramètre de localisation $[p_{32}]_Q$ en se basant sur le participation ratio décrit dans (Davy et al., 1995, Le Goc et al., 2010, Sornette et al., 1993). Cet indicateur décrit de manière statistique la chenalisation à l'échelle d'un réseau. Lorsque $[p_{32}]_Q \rightarrow 0$, la chenalisation s'intensifie et le nombre de fractures qui porte un flux significatif décroît. A l'inverse, lorsque $[p_{32}]_Q \rightarrow P_{32}$, le nombre de fractures qui porte un flux significatif augmente jusqu'au cas où l'ensemble des fractures participe à l'écoulement.

$$[p_{32}]_Q = \frac{1}{V} \cdot \frac{(\sum_f S_F \Pi_F(V) Q_f)^2}{(\sum_f S_F \Pi_F(V) Q_f^2)} \quad \text{Équation 2-8}$$

Comme d_b , $[p_{32}]_Q$ est analogue à une densité et décrit de manière plus fine la surface des fractures actives hydrauliquement. A partir de $[p_{32}]_Q$, la distance moyenne entre les fractures qui portent le flux est défini par $[p_{32}]_Q^{-1}$ (Fig. 2-3) :

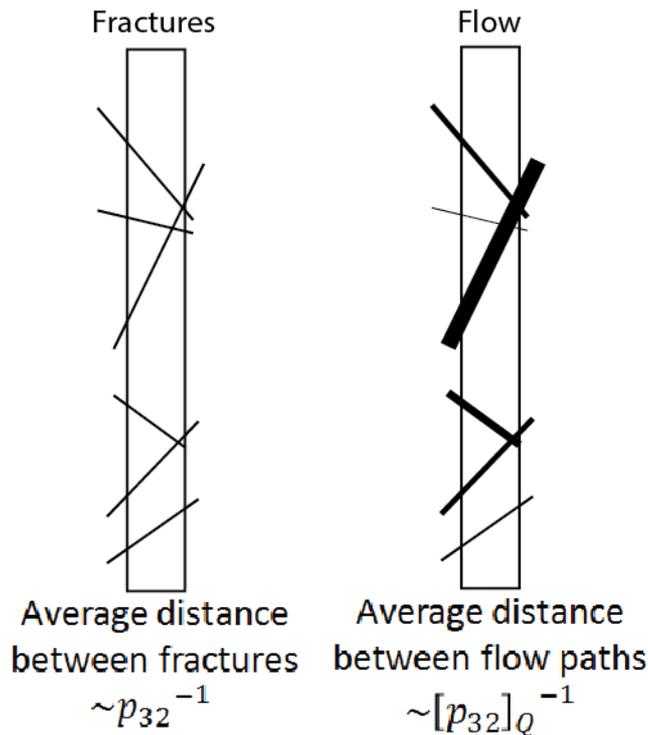


Fig. 2-3. Illustration du paramètre de localisation $[p_{32}]_Q$ à l'échelle du puits (représenté par le rectangle noir). A gauche, l'illustration de la densité p_{32} , qui indique la distance moyenne entre les fractures (p_{32}^{-1}). A droite, l'illustration de la distance moyenne entre les fractures qui portent le flux ($[p_{32}]_Q^{-1}$). L'intensité du flux est symbolisé par l'épaisseur des fractures. Plus le trait est épais, plus le flux est important.

Power averaging ω pour quantifier l'organisation spatiale de l'écoulement.

Des études antérieures sur la perméabilité des réseaux fracturés ont montré qu'il est possible de calculer la perméabilité équivalente, à partir de la perméabilité du modèle et de la distribution de perméabilité des fractures qui compose le réseau (Neuman and Di Federico, 2003, Cushman, 1986, De Dreuzy et al., 2010, Cushman et al., 2002). La perméabilité équivalente K_{eq} du système considéré est alors notée en fonction de la moyenne géométrique ou arithmétique de la perméabilité K_g de chacun des éléments composant le système, l'écart type σ de la loi lognormale de la distribution des perméabilités et un exposant puissance ω (Desbarats, 1992) :

$$K_{eq} = K_g \cdot e^{\omega \cdot \frac{\sigma^2}{2}} \quad \text{Équation 2-9}$$

De Dreuzy et al. (2010) proposent d'utiliser ω , « the power averaging exponent », pour quantifier la structure de l'écoulement. Les auteurs se basent sur les points suivants démontrés par (Cardwell Jr and Parsons, 1945) :

- Si la perméabilité est équivalente à la moyenne arithmétique de la perméabilité des éléments composant le réseau, alors les chemins d'écoulements sont parallèles entre eux ;
- Si la perméabilité est équivalente à la moyenne harmonique des éléments composant le réseau, alors les chemins d'écoulement sont perpendiculaires entre eux.

On peut en déduire alors que ω est gouverné par l'organisation spatiale de l'écoulement. À partir de l'équation (Équation 2-9), les auteurs ont exprimé ω en fonction de la distribution des perméabilités des éléments qui compose le réseau :

$$\omega = \ln\left(\frac{K(\sigma)}{K(\sigma = 0)}\right) / \ln\left(\frac{K_A(\mu, \sigma)}{K_G(\mu, \sigma)}\right) \quad \text{Équation 2-10}$$

Ainsi, ω est déterminé en comparant avec les mêmes conditions de génération stochastique, les simulations entre elles. Autrement dit, l'unique différence entre les simulations est σ . ω est calculé à partir de la perméabilité de la simulation n sans aucune distribution de perméabilité ($K(\sigma = 0)$), la perméabilité de la simulation n avec une distribution lognormale de perméabilité $K(\sigma)$ de moyenne μ et d'écart type σ , et les moyennes arithmétiques (K_A) et géométrique (K_G) des modèles. Les auteurs précisent le rôle le paramètre de percolation p dans l'organisation de l'écoulement, caractérisé par ω qui augmente avec la densité.

Nous avons intégré au calcul de ω la transmissivité des fractures en accord avec les équations les Équation 2-9 et Équation 2-10 :

$$\omega = 2 \cdot \left\langle \frac{\ln\left(\frac{K(\sigma)}{K(\sigma = 0)}\right)}{\ln\left(\frac{T_A}{T_H}\right)} \right\rangle \quad \text{Équation 2-11}$$

Ainsi, nous déterminerons un ω pour chacun des modèles générés avec une distribution de transmissivité des fractures.

Procédure d'analyse 1D

Les indicateurs précédents sont calculés sur un réseau de fractures. Il est néanmoins possible de les appliquer à l'échelle d'un puits, ce qui permet de comparer les résultats de modèles à des données hydrauliques. Pour cela, nous avons chargé nos réseaux numériques issus d' H2OLAB dans le logiciel 3DEC (Group, 2013), développé par ITASCA, et calculé les intersections avec une ligne fictive au centre du domaine afin de reproduire les observations de forage. Les fractures qui intersectent le forage simulé sont identifiées et leurs données hydrauliques sont récupérées et analysées dans MATLAB (Fig. 2-4). L'indicateur de chenalisation est redéfini à cette échelle sans prendre en compte la surface des fractures (inconnu à l'échelle du puits) et en fonction de la longueur du forage (L_{br}) :

$$[p_{10}]_Q = \frac{1}{L_{br}} \cdot \frac{(\sum_F Q_F)^2}{(\sum_F Q_F^2)} \quad \text{Équation 2-12}$$

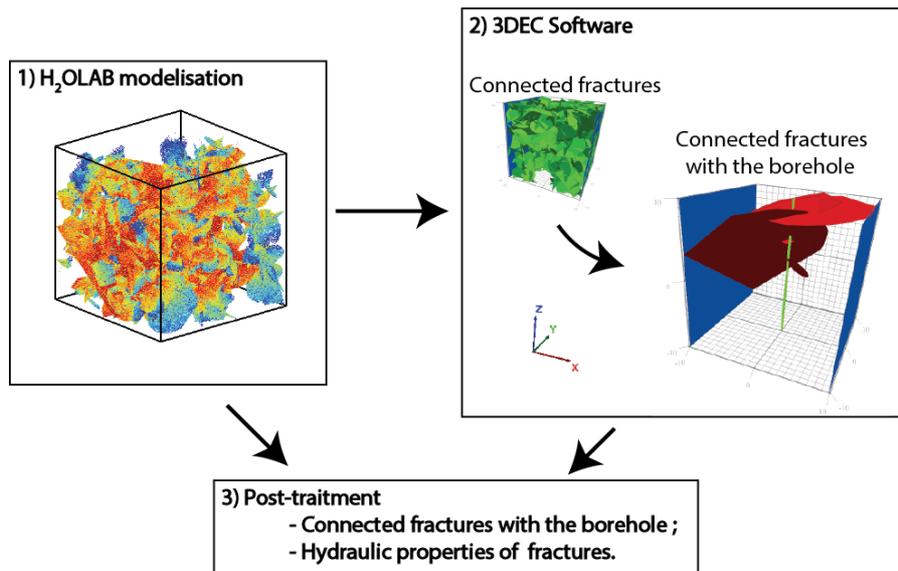


Fig. 2-4. Principe de l'analyse des modèles numériques en 1D. 1) génération des modèles avec H₂OLAB. 2) Chargement de la structure du réseau numérique, issue de H₂OLAB, identifier les fractures qui intersectent le forage. 3) Les informations issue de 3DEC sont couplés aux données hydrauliques.

2.4.1 Résumé des indicateurs statistiques et des propriétés des DFN

Les indicateurs statistiques qui définissent la géométrie du domaine, ainsi que les indicateurs hydrauliques, seront utilisés pour définir et caractériser les réseaux fracturés. Les indicateurs géométriques nous permettent de caractériser les propriétés géométriques du réseau telles que la distribution des longueurs $n(l)$, les paramètres de densité p_{10} et p_{32} , la connectivité par l'intermédiaire du paramètre de percolation p et le nombre d'intersections par gamme de longueur de fractures $I_N(l)$. A partir des indicateurs de chenalisation $[p_{32}]_Q$ et $[p_{10}]_Q$, de la densité du backbone d_b , de la distribution des flux pondéré $\overline{Q_F}(l)$, et ainsi que ω , nous pourrions mieux appréhender l'organisation spatiale de l'écoulement et quantifier le phénomène de chenalisation le plus précisément possible.

L'ensemble de ces indicateurs statistiques, utilisés dans le cadre de cette thèse, sont résumés dans le tableau suivant.

Table 4. Description des indicateurs ainsi que les échelles sur lesquelles ils sont calculés.

| Echelle de mesure | Indicateurs statistiques | Descriptions |
|--------------------------|---------------------------------|--|
| Affleurements, cartes | $n(l)$ | Distribution des longueurs de fractures ; |
| Forages | p_{10} | Fréquence de fracturations ; |
| Forages et stéréologies | p_{32} | Densité de fractures ; |
| DFN | p | Paramètre de percolation ; |
| DFN | I_N | I_N : Nombre d'intersections par fractures ; $I_N(l)$: distribution du nombre d'intersections par fractures, normalisé par la densité p_{32} ; |
| DFN | Π_F | Rapport entre la surface de fracture réelles et la surface de la fracture incluse dans le système analysé ; |
| DFN | K_{eq} | Perméabilité équivalente ; |
| DFN | Q_{tot} | Flux total en entrée et en sortie, conservation des flux ; |
| Forage et DFN | Q_F | Flux qu'échange une fracture avec le reste du réseau (ou le forage) ; |
| DFN | $\overline{Q}_F(l)$ | Moyenne pondérée du flux échangé moyen par gamme de longueur de fractures ; |
| DFN | d_b | Densité surfacique des fractures qui portent l'écoulement ; |
| DFN | $[p_{32}]_Q$ | Indicateur de chenalisation en 3D ; |
| Forage | $[p_{10}]_Q$ | Indicateur de chenalisation 1D ; |

Chapitre 3. Role of network intersections on fracture-scale flow.

Cette partie est composée d'une ébauche d'un article portant sur le rôle des intersections sur les propriétés hydrauliques d'une ou d'un ensemble de fractures.

3.1 Résumé de l'article

Jusqu'à présent, les études sur les réseaux fracturés ont porté sur la densité (Darcel et al., 2006, Follin et al., 2007, Dershowitz and Herda, 1992), la distribution d'orientation, la distribution des longueurs (Bonnet et al., 2001), ou encore des phénomènes plus complexes comme la chenalisation (Tsang and Tsang, 1989, Watanabe et al., 2009, Le Goc et al., 2010). La majorité de ces études néglige la présence de l'élément fondamental qui connecte deux fractures entre elles, l'intersection. Nous supposons que les intersections peuvent jouer un rôle dans l'organisation de l'écoulement, comme le prédisent (Hsieh et al. (1985), Öhman et al., 2010). En ce qui concerne le transport et les écoulements multiphasiques, le rôle des intersections est un sujet d'étude récent (Huang et al., 2005, Ji et al., 2006, Kosakowski and Berkowitz, 1999), leurs résultats ont montré que l'intersection peut être un facteur qui conditionne le comportement hydraulique des réseaux. Et dans le cas du transport de soluté, des études expérimentales et numériques ont montré que les propriétés géométriques d'une intersection contrôlent les capacités de mélange du système (Cachile et al., 2012, Ji et al., 2006, Johnson et al., 2006, Park et al., 2003a). Dans le cas des DFN 3D, la caractérisation de l'effet de la taille de l'intersection sur l'organisation de l'écoulement est peu étudiée. Dans cette partie nous discuterons des effets de la taille des intersections sur l'écoulement.

Les propriétés géométriques des intersections sont difficilement mesurables sur le terrain en 3D, et ne permettent pas de les décrire précisément. Des approches numériques ont permis de décrire la distribution des tailles des intersections (Alghalandis et al., 2011), dans le cas d'un modèle de type poisson, avec une distribution d'orientation. Les auteurs ont ainsi démontré que la très grande partie des intersections obtenue était de très petite taille. De par sa taille uniquement, on peut supposer que l'intersection peut réduire la perméabilité en jouant le rôle d'une structure de type goulot d'étranglement (qui limite l'écoulement). A partir d'observations d'affleurement et de carte, (NAGRA and Baden, 1992) avance que 60% des fractures se terminent par une intersection. Cette observation est confirmée par la théorie, c'est à dire que la propagation des fractures est contrôlée par des mécanismes physiques (Crampin, 1994, Renshaw and Pollard, 1994). Cette condition physique aura pour effet de donner un très grand nombre d'intersections de petites tailles, nommé par ailleurs, intersections en T s (Davy et al., 2010a).

A partir du model de (Long et al., 1985), et du développement d'un code de calcul simple, nous avons démontré les effets que jouent les intersections sur la transmissivité du système fracture-intersection. Nous discutons des effets de la taille de l'intersection pour plusieurs cas :

- Cas symétrique, où 3 fractures sont connectées entre elles par 2 intersections symétriques (de même taille) ;
- Cas asymétrique, où 3 fractures sont connectées par 2 intersections de tailles différentes, l'une de grande taille et l'autre de petite longueur.

- Cas d'un réseau en série : où un ensemble de fractures sont connectées entre elles par au moins une intersection et au maximum deux intersections. La taille de l'intersection est comparée à la taille de la fracture.

L'analyse de ces trois cas présente les effets des intersections sur les propriétés hydrauliques des fractures. Ces effets sont importants lorsque la taille de l'intersection est significativement grande par rapport à la longueur de la fracture. Dans le cas des petites intersections, l'écoulement est limité par la structure de type goulot d'étranglement que forme l'intersection. Cependant, le résultat primordial de cette étude est que ce rôle de goulot d'étranglement ne s'accroît pas lorsque la taille de l'intersection continue à diminuer et tend vers une valeur limite de transmissivité. Ce qui veut dire que la taille de l'intersection est un facteur limitant, car la transmissivité du système fracture-intersection décroît jusqu'à un seuil, mais pas critique.

1 **Role of network intersections on fracture-scale flow**

2 J. Maillot^{1,2}, P.Davy¹, J-R. De Dreuzy, R. Le Goc, C. Darcel

3 [1] Géosciences Rennes (UMR CNRS 6118), Campus de Beaulieu, Université de Rennes 1,

4 35042 Rennes cedex, France

5 [2] ITASCA Consultants SAS, 64 Chemin des Mouilles, F-69134 Ecully Cedex, France

6 Correspondence to:

7

8

9 **Abstract**

10 Until now, studies on the fractured networks carried on the density (Dershowitz and Herda
11 1992, Darcel, Davy et al. 2006, Follin, Leven et al. 2007, Follin, Hartley et al. (2013)),
12 distribution of orientation and length distribution (Bonnet, Bour et al. 2001), or more complex
13 phenomena such as channelization (Tsang and Tsang 1989, Watanabe, Hirano et al. 2009, Le
14 Goc, de Dreuzy et al. 2010). The majority of these studies neglects the presence of the
15 fundamental element that connects two fractures between them, an intersection. We assume
16 that the intersection can play a role in the organization of the flow, as predicted. For this reason,
17 it is important to understand how the intersection influence the flow in a 3D DFN.

18 The field measurement of the intersections properties are not obvious, and does not allow
19 to describe them precisely. Numerical approaches have allowed to describe the distribution of
20 intersections sizes (Alghalandis, Xu et al. 2011), in the case of a fish type model with an
21 orientation distribution. The authors have shown that largely intersections obtained was very
22 small sizes. Because of its size alone, it can be assumed that the intersection can reduce
23 permeability by acting as a bottleneck-like structure (which limits the flow). From outcrop and
24 lineament mapped, (NAGRA and Baden 1992) shows that 60% to 90% of fractures end with
25 an intersection. This proportion is also presented by (Dahi-Taleghani and Olson 2011,
26 Keshavarzi and Mohammadi 2012, Bonneau, Henrion et al. 2013). This observation is
27 confirmed by theory, that the fracture propagation is controlled by physical rules (Crampin
28 1994, Renshaw and Pollard 1994, Renshaw, Myse et al. 2003) which stop the fracture when the
29 latter crosses larger. This physical condition has the effect of giving a large number of small
30 intersection, called also T intersection(Davy, Le Goc et al. 2010).

31 From the Long's model (Long, Gilmour et al. 1985), and development of a code of simple
32 calculation, we have demonstrated the effects played by intersections on the transmissivity of
33 the fracture/intersection system. These effects are significant when the size of the intersection
34 is significantly large relative to the length of the fracture. In the case of smaller intersections,
35 the flow is limited by the bottleneck-like structure that forms the intersection. However, the
36 primary consequences of this study is that the role of bottleneck does not increase when the size
37 of the intersection continues to decline. This means that the size of the intersection is a limiting
38 factor because the transmissivity of the fracture-intersection system decreases to a threshold,
39 but not critical.

40

41 **1 Introduction**

42 While flows have been intensively studied at the fracture-scale and in complex fracture
43 networks, the effect of fracture intersections has received less attention. At the fracture scale,
44 thirty years of research have demonstrated the stress effects on fracture aperture and fluid flow
45 (Tsang and Witherspoon 1983, Cook 1992, Brown and Bruhn 1998, Yeo, de Freitas et al. 1998,
46 Pyrak-Nolte and Morris 2000, Walsh, McDermott et al. 2008, Watanabe, Hirano et al. 2009)
47 (Tsang and Witherspoon 1983, Cook 1992, Brown and Bruhn 1998, Yeo, de Freitas et al. 1998,
48 Pyrak-Nolte and Morris 2000, Walsh, McDermott et al. 2008, Watanabe, Hirano et al. 2008),
49 the effect of fracture aperture distribution on fluid flow (Brown 1987, Brown 1989, McKay,
50 Cherry et al. 1993, Ge 1997, Drazer and Koplik 2000, Méheust and Schmittbuhl 2000, Méheust
51 and Schmittbuhl 2001, Méheust and Schmittbuhl 2003, Auradou, Drazer et al. 2005,
52 Tartakovsky and Xiu 2006), the applicability and limits of the Reynolds equation as a model
53 providing the hydraulic aperture for a given mechanical aperture and aperture topography
54 (Witherspoon, Wang et al. 1980, Walsh, Brown et al. 1997, Oron and Berkowitz 1998, Konzuk
55 and Kueper 2004), potential 3D and non-linear flow effects (Brown, Stockman et al. 1995, Dijk
56 and Berkowitz 1999, Kolditz 2001, Brush and Thomson 2003, Koyama, Neretnieks et al. 2008),
57 and the induced percolation, channeling and critical path effects (Brown 1987, Pyrak-Nolte,
58 Cook et al. 1988, Tsang, Tsang et al. 1988, Brown 1989, Tsang and Tsang 1989, Tsang and
59 Neretnieks 1998, Auradou, Drazer et al. 2006, Watanabe, Hirano et al. 2009, Talon, Auradou
60 et al. 2010, Talon, Auradou et al. 2010).

61 At the network scale, while Discrete Fracture Network models (DFN) have been initially
62 designed as a way to find equivalent porous media for complex fracture networks (Long, Remer
63 et al. 1982), the increasing quality of the geological and geophysical information have driven
64 DFN models to simulate flow and transport processes in ever more realistic and complex
65 structures (Darcel, Davy et al. 2006, Davy, Le Goc et al. 2010). The objective has evolved

66 towards the integration of the multi-scale fracture heterogeneities for the characterization of the
67 flow structures, of the transport time distribution and of the fracture-matrix exchanges to cite
68 the most common applications (Cacas, Ledoux et al. 1990, Cacas, Ledoux et al. 1990, Therrien
69 and Sudicky 1996, de Dreuzy, Davy et al. 2001, de Dreuzy, Davy et al. 2001, de Dreuzy, Davy
70 et al. 2002, Kfoury, Ababou et al. 2004, Hassanzadeh, Pooladi-Darvish et al. 2009, Frampton
71 and Cvetkovic 2011, Ji, Park et al. 2012, Roubinet, de Dreuzy et al. 2012). Advanced
72 experimental and numerical capacities are consistently developed to model flows in full
73 fractured media at the resolution of the fracture-scale hydraulic heterogeneity (Kalbacher,
74 Mettier et al. 2007, Vohralik, Maryska et al. 2007, Graf and Therrien 2008, Blocher, Cacace et
75 al. 2010, Pichot, Erhel et al. 2010, Ishibashi, Watanabe et al. 2012, Pichot, de Dreuzy et al.
76 2012).

77 Within this unified modeling framework coupling fracture and network complexities,
78 intersections act as the key link between the different scales. Their influence has been studied
79 on solute transport and on multiphase flow (Ji, Nicholl et al. 2004, Huang, Meakin et al. 2005).
80 For solute transport, intersections control to a large extent the mixing capacity of the bulk
81 medium as demonstrated by numerical simulations and experiments both at the scale of the
82 intersection (Park, Lee et al. 2003, Johnson, Brown et al. 2006, Cachile, Talon et al. 2012) and
83 in 2D complex fracture networks (Bruderer and Bernabé 2001, Park, de Dreuzy et al. 2001).
84 Intersections are also the critical link for single-phase flow processes. Outside the extreme case
85 of dense fracture networks where flows are almost exclusively limited to the intersections
86 (Jourde, Cornaton et al. 2002), intersections can potentially reduce the bulk permeability when
87 acting as bottlenecks or enhance it when creating shortcuts in the topological structure of the
88 network. Their respective positions in the fracture plane strongly influence the flow paths at the
89 fracture scale imposing complex boundary conditions to an already heterogeneous conductivity
90 field. Their geometrical and hydraulic characteristics including their conductivity and their

91 length can also constrain the overall permeability. The role of the intersections may be enhanced
92 by the non-locality of the hydraulic behavior, which potentially induces a strong coupling
93 between fracture scales and network scales (de Dreuzy, Méheust et al. 2012). The issues raised
94 by the fracture intersections are inherently a 3D problem, as, in 2D, intersections boil down to
95 a single point. The 3D nature of the problem as well as the absence of direct observations may
96 explain why fracture intersections have focused little interest.

97 **2 Intersection effects estimated from 2D series analytical solution**

98 The connectivity of fracture is a critical parameter which controls the ability of the network to
99 drive the flow through the rock matrix by the preferred pathway (Long and Billaux 1987, Bour
100 and Davy 1997, Bour and Davy 1998, Margolin, Berkowitz et al. 1998, Renshaw 1999,
101 Berkowitz, Bour et al. 2000, Darcel, Bour et al. 2003). The preferential pathway is constituted
102 by the fractures linked among them by the intersections. These intersections may exert a greater
103 role on the hydraulic conductivity of the network (Hsieh, Neuman et al. 1985, Neuman 2005,
104 Jing and Stephansson 2007).

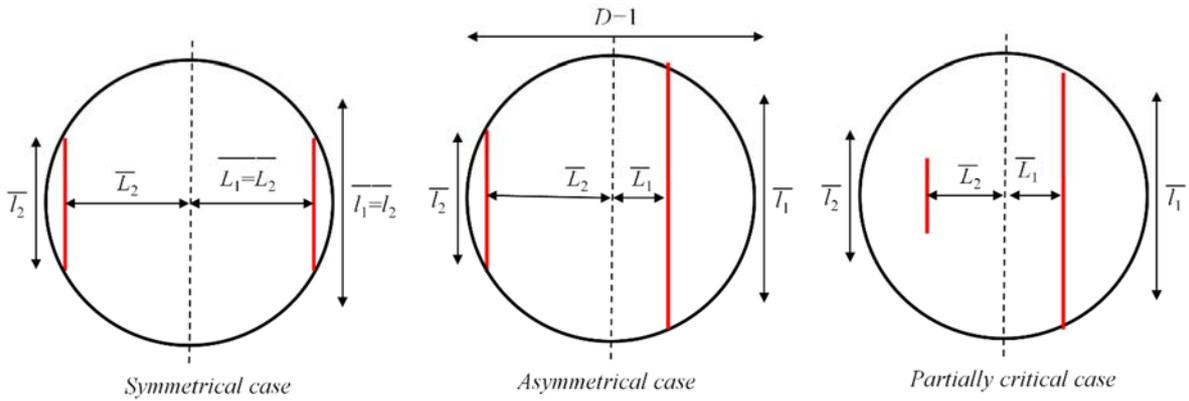
105 We have chosen to analyze the role of intersection without any heterogeneity due to the
106 roughness of the wall fractures. The network is generated in 2D and 3D, and composed by disk-
107 shaped fractures and their intersections are symbolized by a line, which reflect the connectivity
108 of the system. If the connectivity between both fractures is not sufficiently, the flow will be
109 affected and the general permeability will be low. If the connectivity between both fractures is
110 effective, the permeability will be higher. The connectivity between both fractures is controlled
111 by the intersection size.

112 **2.1 Equivalent transmissivity definition**

113 The second step of this article is to quantify the effect of the intersection size, for 3 geometric
114 cases, on the flow scattering through the fracture. We define the flow equation to model, in 2D,

115 the fracture with two intersections, where one of the intersection is considered as a source of
 116 the flow, and the second as a sink. This methodology is based on the studies of Long, Gilmour
 117 et al. (1985), still used actually (Berrone, Pieraccini et al. 2015).

118 Firstly, we analyze one fracture with 3 configurations of intersections: Symmetrical case,
 119 Asymmetrical case and Partially critical case (Fig. 1). The fracture properties are fixed few
 120 parameters, the distance \bar{L}_i between the intersection i and the fracture center, the intersection
 121 size \bar{l}_i , and the diameter of the fracture D .



122
 123 Fig. 1. Sketches of the 3 pair-wise intersections cases studied. The type of intersection (X or T) is determined in
 124 function of the size of the intersections.

125 To quantify the role of the intersection size, we define the equivalent transmissivity (T_{eq}) of
 126 each fracture (as: $T_0 = \frac{\rho g w^3}{12\eta}$) as a function of its geometrical properties. From an equivalent
 127 Darcy's law, the equivalent transmissivity of the fracture is written as:

$$T_{eq} = T_0 \left| \frac{L_1 + L_2}{\frac{D}{l_1} \int_{l_1} (f_2(l) - f_1(l)) dl - \frac{D}{l_2} \int_{l_2} (f_2(l) - f_1(l)) dl} \right|, \quad 1$$

128 Thus, the normalization by diameter of fracture D comes from the intention to determine the
 129 influence of intersection size. Taking further the fracture diameter D and the reference

130 transmissivity T_0 as normalization factors for the length and transmissivity, we express the
 131 equivalent transmissivity in a dimensionless form \overline{T}_{eq} as:

$$\overline{T}_{eq} = \frac{T_{eq}}{T_0} = \overline{L_1 + L_2} \cdot \left[\frac{(\int_{I_1} (f_2(\bar{l}) - f_1(\bar{l})) dl)}{\bar{l}_1} - \frac{(\int_{I_2} (f_2(\bar{l}) - f_1(\bar{l})) dl)}{\bar{l}_2} \right], \quad 2$$

132 where $\bar{l} = \frac{l}{D}$. \overline{T}_{eq} is a function of $\overline{L_1 + L_2}$, \bar{l}_1 and $\frac{\bar{l}_2}{\bar{l}_1}$ with, as consequence of the normalization
 133 by the fracture diameter: $\overline{L_1 + L_2} \leq 1$ and $\bar{l}_1 \leq 1$. Accounting for the system symmetry, we
 134 assume that $\frac{\bar{l}_2}{\bar{l}_1} \leq 1$. The transmissivity expressed by the equation 2), we compare the equivalent
 135 transmissivity of the fracture connected by two intersection to the rest of the network. Thus, we
 136 deduce the double trapezoid as following:

$$\overline{T}_{eq_{T2}} = \frac{\overline{L_1 + L_2}}{\overline{L_1 \left[\frac{\ln(\bar{l}_1)}{1 - \bar{l}_1} \right] + L_2 \left[\frac{\ln(\bar{l}_2)}{1 - \bar{l}_2} \right]}}, \quad 3$$

137 **2.2 Equivalent "pair-wise" transmissivity between fracture intersections (2** 138 **fracture intersections in a uniform fracture plane)**

139 In the simplest case of two parallel intersections of a fracture plane with a uniform aperture
 140 corresponding to $T_0 = 1$, the aim is to define an equivalent transmissivity and determine if the
 141 value of the intersection length is critical.

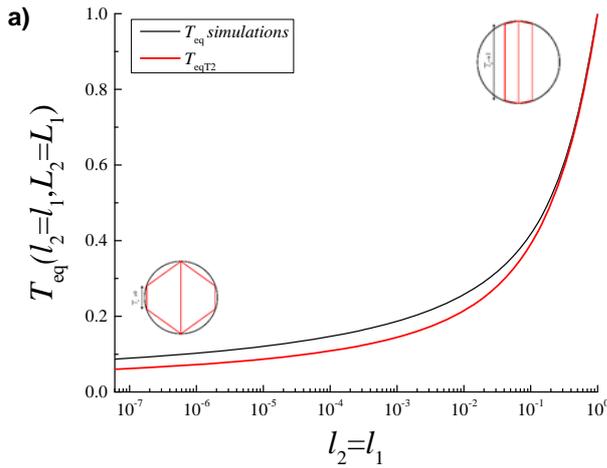
142 *Two T-shape intersections*

143 Two T-shape intersection cases are illustrated by the two left sketches of Fig. 1. They
 144 correspond to simple "symmetrical" and "asymmetrical" configurations where the intersections
 145 are parallel to each other and extend to the fracture border ($\overline{L_1} = \overline{L_2}$ and $\bar{l}_1 = \bar{l}_2$). In the
 146 symmetrical case, both intersections have the same length and the system is symmetrical with
 147 respect to the center of the fracture. For the uncorrelated model, PM case, the intersection may

148 extend to the fracture border and its size is straightforwardly linked to the distance to the
 149 fracture center by:

$$\bar{l}_1 = 2\sqrt{1 - \bar{L}_1^2}, \quad 4$$

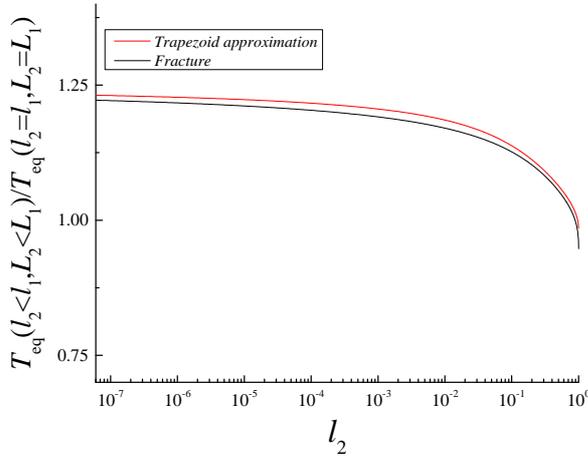
150 The equivalent transmissivity starts at 1 (because of normalization) and decreases in function
 151 of the intersection length \bar{l}_2 (Fig. 2, black line), with a sharp dependence on the intersection
 152 length for the large intersections and a very slight dependence at the small intersection length.
 153 Between $\bar{l}_2 = 10^{-1}$ and $\bar{l}_2 = 10^{-7}$, the equivalent transmissivity decreases only by a factor of
 154 5 typical of a logarithmic type of dependence. The intersection is not highly critical below a
 155 threshold value.



156
 157 Fig. 2. Evolution of the equivalent transmissivity as determined by the equation 2. with the intersection length
 158 and comparison with the double trapezoid approximations of equations 3. Sketches superimposed onto the graphic
 159 show two endmost configurations with the double-trapezoid approximation.

160 In the asymmetrical case, the first intersection is fixed at a position $\bar{L}_1 = 0.25$ with \bar{l}_1 given by
 161 equation 4 while the second intersection moves progressively to the side of the fracture
 162 according to \bar{L}_2 and \bar{l}_2 still respecting equation 4. The evolution of the equivalent transmissivity
 163 is quite similar to that of the symmetrical case as shown by their ratio (Fig. 3). The ratio remains

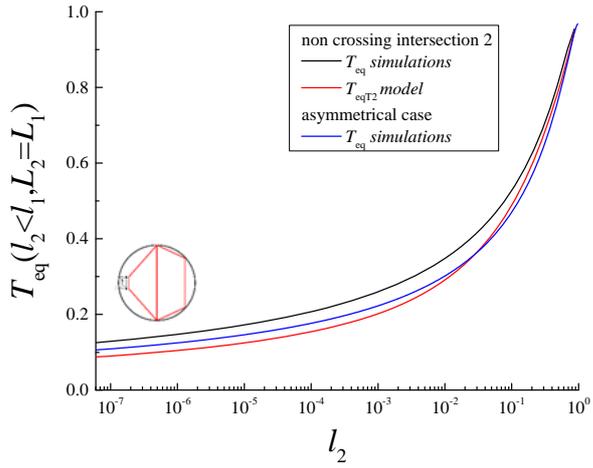
164 close to 1 and more precisely between 0.95 and 1.25. Even though the small intersection length
 165 is not highly critical as stated in the symmetrical case, it remains the limiting factor.



166
 167 Fig. 3. Equivalent transmissivity ratio between the asymmetrical and symmetrical cases. In the asymmetrical case,
 168 the first intersection is kept fixed at $\bar{l}_1 = 0.25$ and $\bar{L}_1 = \sqrt{1 - \left(\frac{\bar{l}_1}{2}\right)^2}$.

169 *Mixed T-shape and X-shape intersections*

170 The mixed T and X intersections case is illustrated by the right sketch of Fig. 1. The T-shape
 171 intersection is kept fixed ($\bar{L}_1 = 0.25$ with \bar{l}_1 given by equation 4) while the length of the X-
 172 shape intersection is progressively decreasing (Fig. 4) The equivalent transmissivity decreases
 173 with a trend similar to that of the asymmetrical case (Fig. 4, black line). It shows that the limiting
 174 factor is the intersection length much more than the proximity to the fracture limit. This
 175 conclusion may be modified when considering mechanical arguments on the fracture aperture
 176 distribution with potentially smaller apertures close to the fracture border.



177

178 Fig. 4: Evolution of the equivalent transmissivity T_{eq} with the intersection size l_2 at fixed distance to the fracture
 179 center, the length \bar{l}_1 and the distance to the center \bar{L}_1 of the other intersection are kept fixed at $\bar{l}_1 = 0.25$ and $\bar{L}_1 =$

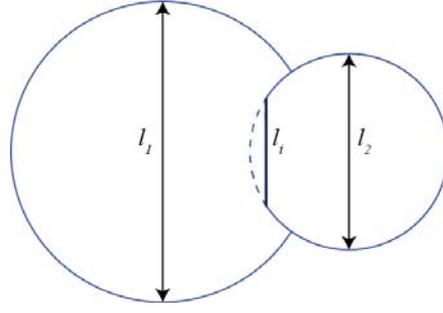
180 $\sqrt{1 - \left(\frac{\bar{l}_1}{2}\right)^2}$. Comparison with the double trapezoid approximation of equation 3) (red curve) and with the previous
 181 asymmetrical case (blue curve). The sketch superimposed onto the graphic shows the endmost configuration with
 182 the double-trapezoid approximation.

183 2.3 Calculation of the transmissivity of N fractures in series

184 In the critical configuration, the intersection is a limiting factor in the network connectivity, and
 185 the ability to compel the paths and therefore induce a limited flow spread, or otherwise
 186 encourage a wide dispersion of the flow at the fracture scale.

187 2 series fractures: $\frac{l_2}{l_1} = 10^{-3}$; $\frac{l_2}{l_1} = 10^{-2}$; $\frac{l_2}{l_1} = 10^{-1}$; $\frac{l_2}{l_1} = 1$

188 Although the analysis of the single fracture concludes that the effect of the intersection size on
 189 the transmissivity of the fracture is limited until to a threshold value. Beyond the threshold
 190 value, the transmissivity of the fracture increases critically with the intersection size. From this
 191 point, we explore the impact of the intersection size on two fractures in series, with the
 192 following hypothesis: l_1 and l_2 are the lengths of the largest and smallest fractures, respectively;
 193 l_i is the intersection length (Fig. 5).



194

195 Fig. 5 Scheme of the two-series-fracture model with corresponding length.

196 Assuming that the distance to intersection is proportional to fracture diameter, we derive an
 197 analytical expression for transmissivity deduced from the trapezoid approximation:

$$T = T_o (l_1 + l_2) \left(l_1 \frac{\ln\left(\frac{l_1}{l_i}\right)}{l_1 - l_i} + l_2 \frac{\ln\left(\frac{l_2}{l_i}\right)}{l_2 - l_i} \right)^{-1}, \quad 5$$

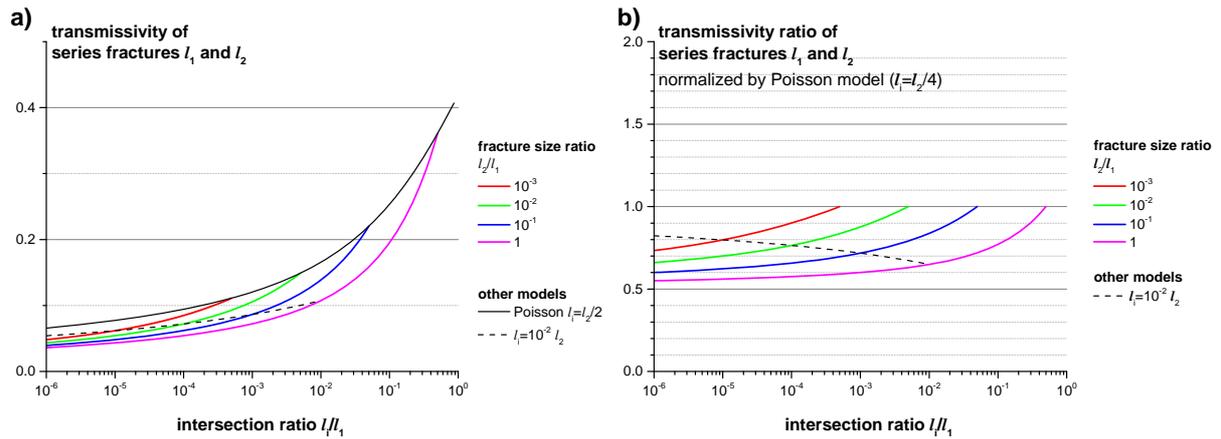
198 The expression in bracket $\left(t = \frac{T}{T_o(l_1 + l_2)} \right)$ is rewritten with dimensionless variables: (i) the
 199 intersection length ratio $i = l_i/l_1$ and (ii) the fracture size ratio $\lambda = l_2/l_1$:

$$t = \left(\frac{\ln(i)}{i-1} + \frac{\ln(i\lambda)}{i\lambda-1} \right)^{-1}, \quad 6$$

200 Figures (below) show the above expression for different value of i and λ , as well as:

- 201 - A model where the intersection length l_i is assumed to be proportional to half the smallest
 202 fracture diameter l_2 (black solid line). This model is likely a proxy for Poissonian models. Note
 203 that the exact diameter does not really matter as long as it is a significant fraction of l_2 .
- 204 - A second “proportionality” model, where the intersection length is assumed to be a small ratio
 205 (10^{-2} in this case) of the smallest fracture diameter (black dashed line).

206 The lower figure gives the transmissivity ratio with the reference Poisson model.



207

208 Fig. 6. Transmissivity of series fractures l_1 and l_2 function of the intersection ratio $\frac{l_i}{l_1}$. Fives different models are

209 plotted: 4 models where the intersections size ratio is included in the range $\frac{l_i}{l_1} = [10^{-3}; 1]$; and 2 models where the

210 intersection size ratio are considered as a poisson model ($l_i = l_2/2$) (i.e where the intersection size is bigger) and

211 as a model where the intersection size is assimilated that T intersection.

212 From this expression and Fig. 6, we draw the following conclusions for the two-series-fracture

213 model:

214 • The evolution of the equivalent transmissivity is quite similar to that of the symmetrical case as

215 shown by their ratio (Fig. 3). The ratio remains close to 1 and more precisely between 0.95 and

216 1.25. Even though the small intersection length is not highly critical as stated in the symmetrical

217 case, it remains the limiting factor.

218 • It shows that the limiting factor is the intersection length much more than the proximity to the

219 fracture limit. This conclusion may be modified when considering mechanical arguments on the

220 fracture aperture distribution with potentially smaller apertures close to the fracture border;

221 • The contribution of each fracture to transmissivity depends only on the ratio between fracture

222 diameter and intersection size. Thus because of the series conditions, the contribution of the

223 largest fracture to transmissivity is always larger than of the smallest.

224 • Transmissivity is not very dependent on intersection length. The largest effect is obtained for

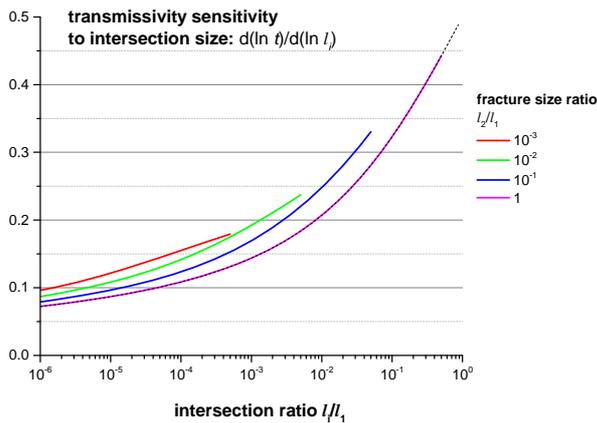
225 fractures with same size, with a decrease of 45% compared to the equivalent Poisson model for

226 intersections as small as $10^{-6} l_1$. With the values used in the network simulations, we expect the

227 intersection effect to account for 10% and 30% maximum for the difference between mechanical
 228 and Poissonian models. Larger values are likely due to differences in the model structure.

229 The last model is similar to the Poisson model in the sense that the intersection length is
 230 proportional to the small-fracture diameter. Although the intersection length is 50 times smaller
 231 in the Poisson model, the difference in transmissivities is only 35% maximum.

232 To assess the sensitivity of transmissivity to intersection size, we calculate the logarithmic
 233 derivative: $\tau = \frac{d(\ln t)}{d(\ln l_i)}$. τ defines the relative variation of t vs l_i : $\frac{dt}{t} = \left(\frac{dl_i}{l_i}\right)^\tau$. Except for large
 234 intersection size, τ ranges between 0.1 and 0.25; with such values, an increase of l_i by a factor
 235 2 leads to an increase in transmissivity by a factor of $2^\tau = 1.07 - 1.18$.

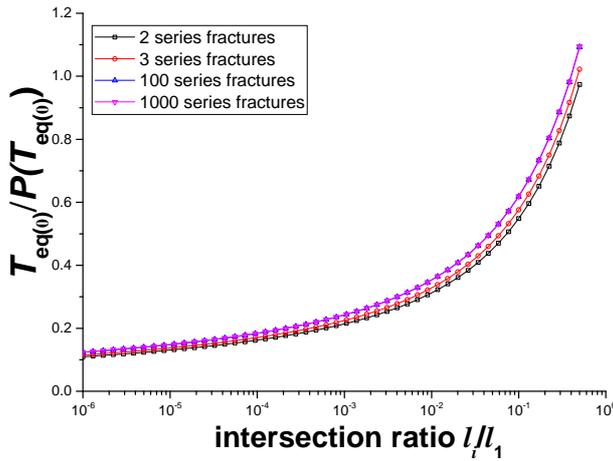


236
 237 Fig. 7. The transmissivity sensitivity to intersection size $\left(\frac{d(\ln(t))}{d(\ln(l_i))}\right)$ function of the intersection ratio $\frac{l_i}{l_1}$ for 4 models
 238 where the fracture size ratio is in the range $\frac{l_2}{l_1} = [10^{-3}, 1]$.

239 *2 series fractures versus N series fractures, fractures length distribution: power-law*

240 Firstly, we generate a 2 series fractures with a power law length distribution, where $l_{min} = 1$
 241 and $\alpha = 4$. In the second approach, we generalize the N series protocol and analysis by a
 242 numerical approach from a power law length distribution ($l_{min} = 1$ and $\alpha = 4$), 3, 100 and
 243 1000 series fractures.

244 The Fig. 8 (through the equivalent transmissivity of the 2, 3, 100 and 1000 series models
 245 normalized by the Poisson series models in function of the intersection ratio) show the 3
 246 different trends, where $T_p = \frac{T_{eq(0)}}{P(T_{eq(0)})}$ of 100 and 1000 series fractures are similar ($\frac{T_p(100)}{T_p(1000)} =$
 247 0.99). The two others trends corresponds to the T_p of the 2 and 3 series fractures. Thus, we
 248 assume that the hydraulic behavior of 100 series fractures is similar that 1000 series fractures.



249
 250 Fig. 8. The equivalent transmissivity of 2, 3, 100 and 1000 series fractures, normalized by the Poisson model, in
 251 function of the intersection ratio ($\frac{l_i}{l_1}$). Both curves 100 series and 1000 series are layered. And $T_f = 1$.

252 3 Conclusion

253 The role of the intersection is discussed for the transport analysis through the fractured media
 254 (Kosakowski and Berkowitz 1999, Stockman, Johnson et al. 2001, Zafarani and Detwiler 2013)
 255 and for the connection between the hydraulic fractures induced and the natural fracture in the
 256 natural reservoirs studies (Dahi-Taleghani and Olson 2011, Keshavarzi and Mohammadi 2012).
 257 In this work, the role of the intersection is discussed for the flow spatial organization, due to
 258 the effect of the intersection on the fracture transmissivity. We explore 3 cases where one or
 259 two intersections connect at least two fractures. The major conclusion is the fracture
 260 transmissivity depends only on the ratio between fracture diameter and the intersection size.

261 In details, for both symmetrical and asymmetrical cases, which is generated from the Long's
262 code (Long, Gilmour et al. 1985), the intersection is not highly critical below a threshold value.
263 For the asymmetrical cases, where the locations of the intersection trace are explored, the
264 limiting factor is the intersection length much more than the proximity of the fracture limit.
265 For the case where we consider N fractures series, the contribution each fracture to the
266 transmissivity depends only on the ratio between fracture diameter and the intersection size.
267 However, for the case where all fractures diameters are considered to be identical, the
268 intersection length is not really affect the transmissivity of the N Fractures series.
269 The fracture transmissivity may be affected by the intersection size but only up to a threshold
270 value.
271

Bibliographies

- Alghalandis, Y. F., C. Xu and P. A. Dowd (2011). A general framework for fracture intersection analysis: algorithms and practical applications. Australian Geothermal Energy Conference.
- Auradou, H., G. Drazer, A. Boschan, J. P. Hulin and J. Koplik (2006). "Flow channeling in a single fracture induced by shear displacement." Geothermics **35**(5-6): 576-588.
- Auradou, H., G. Drazer, J. P. Hulin and J. Koplik (2005). "Permeability anisotropy induced by the shear displacement of rough fracture walls." Water Resources Research **41**(9).
- Berkowitz, B., O. Bour, P. Davy and N. Odling (2000). "Scaling of fracture connectivity in geological formations." Geophysical Research Letters **27**(14): 2061-2064.
- Berrone, S., S. Pieraccini, S. Scialò and F. Vicini (2015). "A Parallel Solver for Large Scale DFN Flow Simulations." SIAM Journal on Scientific Computing **37**(3): C285-C306.
- Blocher, M. G., M. Cacace, B. Lewerenz and G. Zimmermann (2010). "Three dimensional modelling of fractured and faulted reservoirs: Framework and implementation." Chemie Der Erde-Geochemistry **70**: 145-153.
- Bonneau, F., V. Henrion, G. Caumon, P. Renard and J. Sausse (2013). "A methodology for pseudo-genetic stochastic modeling of discrete fracture networks." Computers & Geosciences **56**: 12-22.
- Bonnet, E., O. Bour, N. E. Odling, P. Davy, I. Main, P. Cowie and B. Berkowitz (2001). "Scaling of fracture systems in geological media." Reviews of geophysics **39**(3): 347-383.
- Bour, O. and P. Davy (1997). "Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution." Water Resources Research **33**(7): 1567-1583.
- Bour, O. and P. Davy (1998). "On the connectivity of three-dimensional fault networks." Water Resources Research **34**(10): 2611-2622.
- Brown, S. (1987). "Fluid Flow Through Rock Joints: The Effect of Surface Roughness." Journal of Geophysical Research **92**(B2): 1337-1347.
- Brown, S. (1989). "Transport of Fluid and Electric Current Through a Single Fracture." Journal of Geophysical Research **94**(B7): 9429-9438.
- Brown, S. R. and R. L. Bruhn (1998). "Fluid permeability of deformable fracture networks." Journal of Geophysical Research **103**(B2): 2489-2500.
- Brown, S. R. and R. L. Bruhn (1998). "Fluid permeability of deformable fracture networks." Journal of Geophysical Research: Solid Earth **103**(B2): 2489-2500.
- Brown, S. R., H. W. Stockman and S. J. Reeves (1995). "Applicability of the Reynolds equation for modeling fluid flow between rough surfaces." Geophysical Research Letters **22**(18): 2537-2540.
- Bruderer, C. and Y. Bernabé (2001). "Network modeling of dispersion: transition from Taylor dispersion in homogeneous networks to mechanical dispersion in very heterogeneous ones." Water Resources Research **37**: 897-908.

Brush, D. J. and N. R. Thomson (2003). "Fluid flow in synthetic rough-walled fractures: Navier-Stokes, Stokes, and local cubic law simulations." Water Resources Research **39**(4).

Cacas, M. C., E. Ledoux, G. d. Marsily, A. Barbeau, P. Calmels, B. Gaillard and R. Magritta (1990). "Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: calibration and validation. 1. The flow model." Water Resources Research **26**(3).

Cacas, M. C., E. Ledoux, G. d. Marsily, A. Barbeau, P. Calmels, B. Gaillard and R. Magritta (1990). "Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: calibration and validation. 2. The transport model." Water Resources Research **26**(3): 491-500.

Cachile, M., L. Talon, J. M. Gomba, J. P. Hulin and H. Auradou (2012). "Stokes flow paths separation and recirculation cells in X-junctions of varying angle." Physics of Fluids **24**(2).

Cook, N. G. W. (1992). "NATURAL JOINTS IN ROCK - MECHANICAL, HYDRAULIC AND SEISMIC BEHAVIOR AND PROPERTIES UNDER NORMAL STRESS." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts **29**(3): 198-223.

Cook, N. G. W. (1992). "Natural joints in rock: Mechanical, hydraulic and seismic behaviour and properties under normal stress." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts **29**(3): 198-223.

Crampin, S. (1994). "The fracture criticality of crustal rocks." Geophysical Journal International **118**(2): 428-438.

Dahi-Taleghani, A. and J. E. Olson (2011). "Numerical modeling of multistranded-hydraulic-fracture propagation: Accounting for the interaction between induced and natural fractures." SPE J **16**(3): 575-581.

Darcel, C., O. Bour, P. Davy and J. R. de Dreuzy (2003). "Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation." Water Resources Research **39**(10): 1272.

Darcel, C., P. Davy, O. Bour and J.-R. de Dreuzy (2006). Discrete fracture network for the Forsmark site, Svensk Kärnbränslehantering AB, Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co: 84.

Darcel, C., P. Davy, O. Bour and J.-R. de Dreuzy (2006). Discrete fracture network for the Forsmark site, SKB report.

Davy, P., R. Le Goc, C. Darcel, O. Bour, J.-R. de Dreuzy and R. Munier (2010). "A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics." Journal of Geophysical Research: Solid Earth **115**(B10): B10411.

Davy, P., R. Le Goc, C. Darcel, O. Bour, J. R. de Dreuzy and R. Munier (2010). "A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics." Journal of Geophysical Research-Solid Earth **115**: 13.

de Dreuzy, J.-R., Y. Méheust and G. Pichot (2012). "Influence of fracture scale heterogeneity on the flow properties of three-dimensional Discrete Fracture Networks (DFN)." Journal of Geophysical Research-Earth Surface **117**(B11207): 21 PP.

- de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2001). "Hydraulic properties of two-dimensional random fracture networks following a power law length distribution: 1-Effective connectivity." Water Resources Research **37**(8).
- de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2001). "Hydraulic properties of two-dimensional random fracture networks following a power law length distribution: 2-Permeability of networks based on log-normal distribution of apertures." Water Resources Research **37**(8): 2079-2095.
- de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2002). "Permeability of 2D fracture networks with power-law distributions of length and aperture." Water Resources Research **38**(12).
- Dershowitz, W. S. and H. H. Herda (1992). "Interpretation of fracture spacing and intensity." Rock mechanics: 757-766.
- Dijk, P. and B. Berkowitz (1999). "Three-dimensional flow measurements in rock fractures." Water Resources Research **35**(12).
- Drazer, G. and J. Koplik (2000). "Permeability of self-affine rough fractures." Physical Review E **62**.
- Follin, S., L. Hartley, I. Rhén, P. Jackson, S. Joyce and D. Roberts (2013). "A methodology to constrain the parameters of a hydrogeological discrete fracture network model for sparsely fractured crystalline rock , exemplified by data from the proposed high-level nuclear waste repository site at Forsmark , Sweden." Hydrogeology Journal.
- Follin, S., J. Leven, L. Hartley, P. Jackson, S. Joyce, D. Roberts and B. Swift (2007). Hydrogeological characterisation and modelling of deformation zones and fracture domains, Forsmark modelling stage 2.2, Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- Frampton, A. and V. Cvetkovic (2011). "Numerical and analytical modeling of advective travel times in realistic three-dimensional fracture networks." Water Resources Research **47**.
- Ge, S. (1997). "A governing equation for fluid flow in rough fractures." Water Resources Research **33**(1): 53-61.
- Graf, T. and R. Therrien (2008). "A method to discretize non-planar fractures for 3D subsurface flow and transport simulations." International Journal for Numerical Methods in Fluids **56**(11): 2069-2090.
- Hassanzadeh, H., M. Pooladi-Darvish and S. Atabay (2009). "Shape factor in the drawdown solution for well testing of dual-porosity systems." Advances in Water Resources **32**(11): 1652-1663.
- Hsieh, P. A., S. P. Neuman, G. K. Stiles and E. S. Simpson (1985). "Field Determination of the Three-Dimensional Hydraulic Conductivity Tensor of Anisotropic Media: 2. Methodology and Application to Fractured Rocks." Water Resources Research **21**(11): 1667-1676.
- Huang, H., P. Meakin, M. B. Liu and G. E. McCreery (2005). "Modeling of multiphase fluid motion in fracture intersections and fracture networks." Geophysical Research Letters **32**(19).

- Ishibashi, T., N. Watanabe, N. Hirano, A. Okamoto and N. Tsuchiya (2012). "GeoFlow: A novel model simulator for prediction of the 3-D channeling flow in a rock fracture network." Water Resources Research **48**: 6.
- Ji, S. H., M. J. Nicholl, R. J. Glass and K. K. Lee (2004). "Influence of a simple fracture intersection on density-driven immiscible flow: Wetting vs. nonwetting flows." Geophysical Research Letters **31**(14).
- Ji, S. H., K. W. Park, D. H. Lim, C. Kim, K. S. Kim and W. Dershowitz (2012). "A hybrid modeling approach to evaluate the groundwater flow system at the low- and intermediate-level radioactive waste disposal site in Gyeong-Ju, Korea." Hydrogeology Journal **20**(7): 1341-1353.
- Jing, L. and O. Stephansson (2007). Fundamentals of Discrete Element Methods for Rock Engineering: Theory and Applications: Theory and Applications, Elsevier.
- Johnson, J., S. Brown and H. Stockman (2006). "Fluid flow and mixing in rough-walled fracture intersections." Journal of Geophysical Research-Solid Earth **111**(B12).
- Jourde, H., F. Cornaton, S. Pistre and P. Bidaux (2002). "Flow behavior in a dual fracture network." Journal of Hydrology **266**(1-2): 99-119.
- Kalbacher, T., R. Mettler, C. McDermott, W. Wang, G. Kosakowski, T. Taniguchi and O. Kolditz (2007). "Geometric modelling and object-oriented software concepts applied to a heterogeneous fractured network from the Grimsel rock laboratory." Computational Geosciences **11**(1): 9-26.
- Keshavarzi, R. and S. Mohammadi (2012). A new approach for numerical modeling of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production.
- Kfoury, M., R. Ababou, B. Noetinger and M. Quintard (2004). "Matrix-fracture exchange in a fractured porous medium: stochastic upscaling." Comptes Rendus Mecanique **332**(8): 679-686.
- Kolditz, O. (2001). "Non-linear flow in fractured rock." International Journal of Numerical Methods for Heat & Fluid Flow **11**(5-6): 547-575.
- Konzuk, J. S. and B. H. Kueper (2004). "Evaluation of cubic law based models describing single-phase flow through a rough-walled fracture." Water Resources Research **40**.
- Kosakowski, G. and B. Berkowitz (1999). "Flow pattern variability in natural fracture intersections." Geophysical Research Letters **26**(12): 1765-1768.
- Koyama, T., I. Neretnieks and L. Jing (2008). "A numerical study on differences in using Navier-Stokes and Reynolds equations for modeling the fluid flow and particle transport in single rock fractures with shear." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences **45**(7): 1082-1101.
- Le Goc, R., J.-R. de Dreuzy and P. Davy (2010). "Statistical characteristics of flow as indicators of channeling in heterogeneous porous and fractured media." Advances in water resources **33**(3): 257-269.
- Long, J. C. S. and D. M. Billaux (1987). "From field data to fracture network modeling: An example incorporating spatial structure." Water Resources Research **23**(7): 1201-1216.

- Long, J. C. S., P. Gilmour and P. A. Witherspoon (1985). "A Model for Steady Fluid Flow in Random Three-Dimensional Networks of Disc-Shaped Fractures." Water Resources Research **21**(8): 1105-1115.
- Long, J. C. S., J. S. Remer, C. R. Wilson and P. A. Witherspoon (1982). "Porous Media Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures." Water Resources Research **18**(3): 645-658.
- Margolin, G., B. Berkowitz and H. Scher (1998). "Structure, flow, and generalized conductivity scaling in fracture networks." Water Resources Research **34**(9): 2103-2121.
- McKay, L. D., J. A. Cherry and R. W. Gillham (1993). "Field experiments in a fractured clay till, 1, Hydraulic conductivity and fracture aperture." Water Resources Research **29**(4).
- Méheust, Y. and J. Schmittbuhl (2000). "Flow enhancement of a rough fracture." Geophysical Research Letters **27**(18).
- Méheust, Y. and J. Schmittbuhl (2001). "Geometrical heterogeneities and permeability anisotropy of rough fractures." Journal of Geophysical Research-Solid Earth **106**(B2): 2089-2102.
- Méheust, Y. and J. Schmittbuhl (2003). "Scale effects related to flow in rough fractures." Pure and Applied Geophysics **160**(5-6): 1023-1050.
- NAGRA, N. G. f. d. L. R. A. and Baden (1992). Stripa project annual report 1991 (NAGRA-NTB--92-10).
- Neuman, S. P. (2005). "Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks." Hydrogeology Journal **13**: 124-147.
- Oron, A. P. and B. Berkowitz (1998). "Flow in rock fractures: The local cubic law assumption reexamined." Water Resources Research **34**(11): 2811-2825.
- Park, Y.-J., J.-R. de Dreuzy, K.-K. Lee and B. Berkowitz (2001). "Transport and intersection mixing in random fracture networks with power law length distributions." Water Resources Research **37**(10): 2493-2501.
- Park, Y.-J., K.-K. Lee, G. Kosakowski and B. Berkowitz (2003). "Transport behavior in three-dimensional fracture intersections." Water Resources Research **39**(1).
- Pichot, G., J.-R. de Dreuzy and J. Erhel (2012). "Flow simulation in 3D multi-scale fractured networks using non-matching meshes." SIAM Journal on Scientific Computing (SISC) **34**(1).
- Pichot, G., J. Erhel and J. R. de Dreuzy (2010). "A Mixed Hybrid Mortar Method for solving flow in Discrete Fracture Networks." Applicable Analysis **89**(10): 1729-1643.
- Pyrak-Nolte, L. J., N. G. Cook and D. D. Nolte (1988). "Fluid percolation through single fractures." Geophysical Research Letters **15**(11): 1247-1250.
- Pyrak-Nolte, L. J. and J. P. Morris (2000). "Single fractures under normal stress: The relation between fracture specific stiffness and fluid flow." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences **37**(1-2): 245-262.
- Renshaw, C. E. (1999). "Connectivity of joint networks with power law length distributions." Water Resources Research **35**(9): 2661-2670.

- Renshaw, C. E., T. A. Myse and S. R. Brown (2003). "Role of heterogeneity in elastic properties and layer thickness in the jointing of layered sedimentary rocks." Geophysical research letters **30**(24).
- Renshaw, C. E. and D. D. Pollard (1994). "Numerical simulation of fracture set formation: A fracture mechanics model consistent with experimental observations." Journal of Geophysical Research: Solid Earth **99**(B5): 9359-9372.
- Roubinet, D., J.-R. de Dreuzy and D. M. Tartakovsky (2012). "Particle-tracking simulations of anomalous transport in hierarchically fractured rocks." Computers & Geosciences.
- Stockman, H. W., J. Johnson and S. R. Brown (2001). "Mixing at fracture intersections: Influence of channel geometry and the Reynolds and Peclet numbers." Geophysical research letters **28**(22): 4299-4302.
- Talon, L., H. Auradou and A. Hansen (2010). "Permeability estimates of self-affine fracture faults based on generalization of the bottleneck concept." Water Resources Research **46**.
- Talon, L., H. Auradou and A. Hansen (2010). "Permeability of self-affine aperture fields." Physical Review E **82**(4).
- Tartakovsky, D. M. and D. B. Xiu (2006). "Stochastic analysis of transport in tubes with rough walls." Journal of Computational Physics **217**(1): 248-259.
- Therrien, R. and E. A. Sudicky (1996). "Three-dimensional analysis of variably-saturated flow and solute transport in discretely-fractured porous media." Journal of Contaminant Hydrology **23**(1-2): 1-44.
- Tsang, C.-F. and I. Neretnieks (1998). "Flow Channeling in Heterogeneous Fractured Rocks." Reviews of Geophysics **36**(2): 257-298.
- Tsang, Y. W. and C. F. Tsang (1989). "Flow channeling in a single fracture as a two-dimensional strongly heterogeneous permeable medium." Water Resources Research **25**(9): 2076-2080.
- Tsang, Y. W., C. F. Tsang, I. Neretnieks and L. Moreno (1988). "FLOW AND TRACER TRANSPORT IN FRACTURED MEDIA - A VARIABLE APERTURE CHANNEL MODEL AND ITS PROPERTIES." Water Resources Research **24**(12): 2049-2060.
- Tsang, Y. W. and P. A. Witherspoon (1983). "THE DEPENDENCE OF FRACTURE MECHANICAL AND FLUID-FLOW PROPERTIES ON FRACTURE ROUGHNESS AND SAMPLE-SIZE." Journal of Geophysical Research **88**(NB3): 2359-2366.
- Tsang, Y. W. and P. A. Witherspoon (1983). "The dependence of fracture mechanical and fluid flow properties on fracture roughness and sample size." Journal of Geophysical Research: Solid Earth **88**(B3): 2359-2366.
- Vohralik, M., J. Maryska and O. Severyn (2007). "Mixed and nonconforming finite element methods on a system of polygons." Applied Numerical Mathematics **57**(2): 176-193.
- Walsh, J. B., S. R. Brown and W. B. Durham (1997). "Effective media theory with spatial correlation for flow in a fracture." Journal of Geophysical Research **102**(B10).
- Walsh, R., C. McDermott and O. Kolditz (2008). "Numerical modeling of stress-permeability coupling in rough fractures." Hydrogeology Journal **16**(4): 613-627.

Watanabe, N., N. Hirano and N. Tsuchiya (2008). "Determination of aperture structure and fluid flow in a rock fracture by high-resolution numerical modeling on the basis of a flow-through experiment under confining pressure." Water Resources Research **44**(6).

Watanabe, N., N. Hirano and N. Tsuchiya (2009). "Diversity of channeling flow in heterogeneous aperture distribution inferred from integrated experimental-numerical analysis on flow through shear fracture in granite." Journal of Geophysical Research-Solid Earth **114**.

Watanabe, N., N. Hirano and N. Tsuchiya (2009). "Diversity of channeling flow in heterogeneous aperture distribution inferred from integrated experimental-numerical analysis on flow through shear fracture in granite." Journal of Geophysical Research **114**: B04208.

Witherspoon, P. A., J. S. Y. Wang, K. Iwai and J. E. Gale (1980). "VALIDITY OF CUBIC LAW FOR FLUID-FLOW IN A DEFORMABLE ROCK FRACTURE." Water Resources Research **16**(6): 1016-1024.

Yeo, I. W., M. H. de Freitas and R. W. Zimmerman (1998). "Effect of shear displacement on the aperture and permeability of a rock fracture." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences **35**(8): 1051-1070.

Zafarani, A. and R. L. Detwiler (2013). "An efficient time-domain approach for simulating Pe-dependent transport through fracture intersections." Advances in Water Resources **53**: 198-207.

3.2 Conclusions

A partir de modèle simple permettant de calculer la transmissivité d'une fracture, en fonction de la taille de ses intersections et de sa longueur, permet de mettre en évidence les effets limitants de l'intersection. L'intérêt de cette étude était de répondre à une problématique simple, très peu étudiée jusqu'à présent : quels sont les effets de la taille des intersections sur les propriétés hydrauliques des fractures.

La taille de l'intersection, potentiellement, peut jouer un rôle dans l'organisation de l'écoulement, car elle constitue un chemin permettant l'écoulement à travers le réseau. Dans le cas des petites longueurs intersections, l'écoulement est limité par la structure de type goulot d'étranglement que forme l'intersection. Cependant, le résultat primordial de cette étude est que ce rôle de goulot d'étranglement est limité, et la transmissivité tend vers une valeur seuil. Cette valeur seuil démontre que la taille de l'intersection est considérée comme un facteur limitant, mais pas critique car le réseau ne se déconnecte pas et l'écoulement est toujours possible.

Cette étude est fondamentale pour la suite de ce rapport de thèse. En effet, les modèles mécaniques sont définis par une très forte proportion d'intersections de type T. Ces intersections résultantes des processus de génération des MM, elles sont considérées comme des intersections de petite taille. La taille des intersections en T est fixée dans les fichiers de paramètre. La question était alors de définir une taille d'intersection suffisamment petite pour être proche de cette valeur seuil de transmissivité. La taille de T est définis dans les modèles tels que $T=0.1$, là où la taille minimum des fractures du réseau est de $l_{min} = 2$.

Enfin, un dernier phénomène (non traité dans ce rapport) est les possibles interactions entre les tailles des intersections et les hétérogénéités d'ouvertures. Des études expérimentales récentes et numériques ont montré que les mélanges aux niveaux des intersections étaient plus importants lorsque les ouvertures des fractures, et des intersections, sont distribuées (Johnson et al., 2006). Dans ce cas, on peut supposer qu'une distribution d'ouvertures à l'intérieur des intersections, peut aussi modifier le comportement hydraulique observées jusqu'à présent. Cette hypothèse pourra être vérifiée ultérieurement en intégrant aux modèles numériques 2D, une troisième composante de l'espace correspondant à l'ouverture de l'intersection. Cependant, à l'image des résultats sur les distributions d'ouvertures des fractures, les effets des hétérogénéités dans les intersections pourraient aussi être limitées lorsque celle-ci sont de faibles amplitudes devant la taille de l'intersection.

Chapitre 4. Flow structure and permeability in randomly-distributed and mechanically-based Discrete Fracture Network Models.

Dans le cadre de ce doctorat, nous avons eu l'occasion de participer à la 1^{ère} conférence internationale consacrée aux réseaux de fractures numériques DFN, à Vancouver (2014). Pour cette occasion, nous avons écrit un article qui est une première analyse comparative entre les modèles mécaniques et les modèles poissonniens (Maillot et al., 2014), disponible dans l'Annexe 1.

La chenalisation des réseaux a été mise en évidence avec la multiplication des projets qui portent sur l'étude hydraulique et géométrique des domaines fracturés (Tsang and Neretnieks, 1998). Le constat est le même à travers le monde, c'est-à-dire que l'écoulement se concentre sur un très petit nombre de fractures (Cf Chapitre 1-3 Propriétés hydrauliques des réseaux fracturés, distribution de transmissivité.). Les modèles PM actuels, sans contraintes artificielles comme une sélection drastique des fractures à intégrer au réseau (Cacas et al., 1990a, Follin et al., 2013), ne permettent pas de prédire des écoulements comparables aux observations. Pour cela, dans cette partie nous présentons les propriétés hydrauliques des modèles MM en les comparant aux modèles PM. La comparaison entre MM et PM permettra de comprendre le rôle de la structure géométrique du réseau.

4.1 Résumé de l'article:

La principale application industrielle des DFN est d'évaluer la perméabilité et l'organisation spatiale de l'écoulement dans des aquifères fracturés. À partir des données de terrain, les caractéristiques des réseaux fracturés sont mesurées puis utilisées pour la génération des DFN. Ainsi, plusieurs études traitent de la relation entre la perméabilité et la densité des réseaux, sans prendre véritablement en compte l'organisation spatiale des fractures dans les DFN. L'organisation spatiale du réseau étant considérée comme aléatoire. À partir de modèles de Poissons, spatialement aléatoires, et de modèles Mécaniques, nous proposons de comparer les effets d'une organisation spatiale des fractures contraintes par des règles mécaniques simplifiées. Les modèles mécaniques sont caractérisés par une grande proportion d'intersection en T, contrairement aux modèles Poissonniens qui ne présentent que des intersections en X. Une deuxième caractéristique de MM est le nombre d'intersections par fracture qui est plus faible que pour les fractures de PM. 4 modèles Mécaniques, et autant de modèles Poissonniens ont été testés.

L'organisation spatiale de l'écoulement et la perméabilité sont calculées dans un volume cubique 3D, avec environ 1000 fractures par modèles. Les distributions des longueurs de fractures sont définies par une loi-puissance. Nous avons comparé les modèles MM et PM, à même distribution d'orientation, même densité et même distribution de longueur, afin de mettre en évidence les effets de la structure sur la perméabilité et l'organisation spatiale de l'écoulement. La perméabilité des PM est entre 1.4 et 5 fois supérieure à celle des MM pour les modèles à transmissivité de fractures constante. Et l'écoulement est beaucoup plus chenalisé dans MM que dans PM. Nous quantifions la chenalisation en calculant la densité du backbone d_b , qui correspond à la densité des fractures qui coulent, ainsi que le paramètre de chenalisation, ou facteur de chenalisation $[p_{32}]_Q$. d_b est faible pour les modèles MM et augmente avec la

densité p_{32} jusqu'à $d_b \cong p_{32}$ pour les PM et MM les plus denses. Le paramètre de chenalisation des MM est bien plus faible que PM et augmente avec la densité. Dans le détail, la chenalisation des MM est entre 2.5 à 1.3 fois plus marquée que dans les PM. Notons aussi la remarquable loi linéaire qui relie la perméabilité et le paramètre de chenalisation pour des transmissivités de fractures constantes. Cette loi linéaire illustre la relation entre la structure géologique et l'organisation de l'écoulement, et éventuellement la perméabilité.

La chenalisation est une caractéristique basique des réseaux fracturés. Sur les sites de SKB, la moyenne de la fréquence des fractures qui portent le flux est aux alentours d'une fracture par kilomètre, alors que la fréquence des fractures est de l'ordre de 1/m. Une des raisons à cette chenalisation extrême, est par exemple, une densité de fractures perméable insuffisante, une très large distribution des distributions des transmissivités des fractures... Mais cette observation remet également en question l'utilisation de modèles de Poisson dans la description de la structure du réseau de fracture réelle.

Flow structure and permeability in randomly-distributed and mechanically-based Discrete Fracture Network Models

J. Maillot^{1,2,*}, P. Davy, R. Le Goc, C. Darcel, J.R. de Dreuzy

1- Géosciences Rennes (UMR CNRS 6118), Campus de Beaulieu, Université de Rennes 1, 35042 Rennes cedex, France

2- ITASCA Consultants SAS, 64 Chemin des Mouilles, F-69134 Ecully Cedex, France

* Corresponding author.

Abstract

A major use of DFN for industrial applications is to evaluate permeabilities and flow structure in hardrock aquifers from geological observations of fracture networks. The relationship between the statistical fracture density distributions and permeability has been extensively studied, but there has been little interest in the spatial structure of DFN models, which is generally assumed to be Poisson, i.e. spatially random. In this paper, we compare the results of Poisson DFNs to new DFN models where fractures result from a growth process defined by simplified mechanical rules for nucleation, growth and fracture arrest (Davy et al, 2010, 2013). This so-called ‘mechanical’ model (MM) is characterized by a proportion of T-intersections much larger than in the Poisson model (PM), and a different distribution of the number of intersections per fracture. Several mechanical models were tested.

Flow distributions and permeabilities were calculated for 3D networks with up to 1,000 fractures and power-law fracture length distributions. For the same statistical properties in orientation and density, the permeability is systematically and significantly smaller in MM than in PM. The ratio between PM and MM varies between 1.4 and 5 for models with constant fracture transmissivity. The flow is also much more channeled in MM than in PM. We quantify the channeling by calculating the density of backbone (d_b) and the localisation factor of flow ($[p_{32}]_Q$), which gives respectively the density of fracture with flow and the portion of fractures that carry a significant part of the flow. d_b is minimal for MM and increases with the mass density of fracture (p_{32}) still to $d_b \cong p_{32}$ for PM and few MM. The localisation factor for MM is smaller than PM and increases with the mass density, where $MM([p_{32}]_Q)$ varies from 55% of its equivalents PM to 80%. The rate of channelization of MM is greater than PM. We also find out a remarkable linear trend between permeability and the localisation factor for constant fracture transmissivity. This trend, valid over 2 decades, illustrates the close relationship between the geological structure, the flow structure, and the eventual permeability.

Channeling is a basic characteristic of fractured aquifers in hardrock environment. For instance, in the SKB sites, the average density of fracture is about a few fractures per meter, while the flow localizes in a few channels at the kilometric scale. There are several reasons why channeling is so extreme (a

density of permeable fractures that much less than of observed ones due to clogging, a large distribution of fracture transmissivities, flow anisotropy due to remote stress, ...) but this observation also questions the use of Poisson models in describing the actual fracture network structure.

1 **1 Introduction**

2 In crystalline rocks and sedimentary layers with low matrix porosity, most, if not all, flow takes
3 place within fractures, and the fracture network constitutes the basic structure that defines both
4 permeability and flow path organization. Thus predicting both, which is required for
5 groundwater management or environmental risk assessment, is intimately related to our ability
6 to provide pertinent models of fracture networks. A modeling strategy basically consists in
7 generating 3D fracture networks with the statistical properties derived from field observations
8 (Long, Remer et al. 1982, Berkowitz 2002, Neuman 2005, Jing and Stephansson 2007). This
9 discrete fracture network (DFN) approach, which is widely used to generate equivalent media
10 (Cacas, Ledoux et al. 1990b, Berkowitz 2002), is complementary to continuum heterogeneous
11 approaches (Hsieh 1998, Neuman 2005, de Dreuzy, Méheust et al. 2012) and allows for a better
12 integration of geological data into flow models (Follin, Hartley et al. 2013).

13 The difficulty is on the one hand that fractures are known to be complex objects, ubiquitous at
14 all scales, and in the other hand that direct observations of fracture networks are scarce, often
15 limited to surface outcrops, tunnel wall, and core drilling. A big challenge is to find DFN
16 statistical models that are universal enough to be measured in a few (small) local places and
17 extrapolated to the rest of the 3D domain. Upscaling statistical distribution at large scale and
18 for large fractures is in particular a fundamental issue that has been addressed by several studies
19 (Turcotte 1986, Crampin 1999, Davy, Bour et al. 2006). If as much work is done to assess the
20 importance of fracture density, orientation, length, and transmissivity distributions, mostly in
21 2D (Margolin, Berkowitz et al. 1998, de Dreuzy, Davy et al. 2001, de Dreuzy, Davy et al. 2001,
22 Park, de Dreuzy et al. 2001, de Dreuzy, Davy et al. 2002, Erhel, De Dreuzy et al. 2009, de
23 Dreuzy, Méheust et al. 2012), only a few studies address the issue of spatial correlations – thus
24 of the details of fracture network organization – although they are potentially of great
25 importance for flow (Darcel, Bour et al. 2003, Davy, Le Goc et al. 2010). Most of the studies
26 based on a DFN description of fracture networks (references cited above) assume that fractures
27 are randomly placed into the studied domain given a certain density. This assumption is referred
28 thereafter as the Poisson model (PM).

29 In this paper, we aim at testing another type of DFN models, which mimics the growth of
30 fractures with simplified mechanical rules of nucleation, growth and arrest (Davy, Le Goc et
31 al. 2010, Davy, Le Goc et al. 2013). The model is successful to describe two properties of

32 geological fracture networks that are supposed to play an important role in controlling both
33 connectivity and flow:

- 34 • the large occurrence of T-intersections (a fracture ends up on another), which is a big
35 difference with Poisson models,
- 36 • and the power-law distribution of fracture lengths, which naturally emerges from the
37 growth and arrest rules (as it should do in natural fracture systems).

38 These so-called Mechanical models (MM) will be compared with their “Poisson” equivalent
39 models (same fracture density, same length and orientation distributions, but different
40 organization) to test the importance of fracture organization. We will pay a special attention to
41 flow localization/channeling, which is shown to be a characteristic of fractured aquifer (Tsang
42 and Neretnieks 1998, Martinez-Landa and Carrera 2005). The capacity of DFN models to
43 reproduce flow channeling is therefore essential for accurate estimates of the hydraulic
44 properties (Ronayne and Gorelick 2006, Kerrou, Renard et al. 2008, Trincherro, Sánchez-Vila
45 et al. 2008), but it is hardly reproduced by Poisson models (Follin, Hartley et al. 2013).

46 The study will be performed for 3D fracture networks, which is not so frequent in the literature
47 due to computational limitations (see however (Margolin, Berkowitz et al. 1998, Erhel, De
48 Dreuzy et al. 2009, de Dreuzy, Méheust et al. 2012)).

49 Hydraulic properties of fracture networks are also constrained by the hydraulic properties of
50 fractures, and in particular their transmissivities. Many experimental and numerical studies
51 have described the impact of transmissivity of fracture on the permeability (Neuzil and Tracy
52 1981, Tsang and Tsang 1989, Tsang and Neretnieks 1998, Drazer and Kopolik 2000, Méheust
53 and Schmittbuhl 2000, Watanabe, Hirano et al. 2009). The main conclusions are that
54 permeability slightly increases with transmissivity variability while channeling is increased.
55 Many other studies take into account the effect of the transmissivity on the structure and
56 characterize of the organization of the flow {Desbarats, 1992 #189;de Dreuzy, 2010
57 #190;Knudby, 2005 #1444;Scheibe, 1998 #2;Ronayne, 2006 #192} by the power average
58 exponent ω . From this, we propose to investigate the impact of the transmissivity distribution
59 on the flow regime and on the channelization. Thus, we compare the effect of the geometrical
60 structure with the effect of the transmissivity distribution, and we will conclude which
61 characteristic plays the major role in the flow organization.

62 **2 DFN models**

63 **2.1 Definition**

64 The DFN method is a discrete approach that considers that the geological medium can be
65 approximated by a network of fractures, on which flow and mechanical properties are calculated
66 (Long, Remer et al. 1982). Considering the difficulty to get an exhaustive description of
67 fractures, DFN are built from a statistical description of fracture properties (size, orientations,
68 aperture, etc.); and generally within the Poisson hypothesis, which assumes that fractures are
69 independent of each other (Long, Gilmour et al. 1985, Long and Billaux 1987, Cacas, Ledoux
70 et al. 1990a, Cacas, Ledoux et al. 1990b, Berkowitz 1995, Berkowitz 2002, Jing and
71 Stephansson 2007, McClure and Horne 2014). In the Poisson models, fracture centers are drawn
72 at random in a volume up to the matching bulk density (i.e. number of fractures per unit volume
73 p_{30} , or total fracture surface per unit volume p_{32}). These models have been theoretically studied
74 with lognormal fracture size distribution (Andersson and Dverstorp 1987, Long and Billaux
75 1987, Cacas, Ledoux et al. 1990a), or power laws (Segall and Pollard 1983, Gudmundsson
76 1987, Davy, Sornette et al. 1990, Scholz and Cowie 1990, Davy 1993, Odling 1997, Bour, Davy
77 et al. 2002).

78 Although convenient, the Poisson hypothesis is clearly inconsistent with some basic
79 characteristics of fracture networks, such as the large number of T-intersections, and it is not
80 yet clear if this affects the ability of Poisson models (called PM thereafter) to predict flow in
81 fracture networks. To challenge this question, we use a recent DFN methodology developed by
82 Davy, Le Goc et al. (2010) and Davy, Le Goc et al. (2013), which both mimics geological
83 fracturing processes, and allows for fast and simple stochastic simulations. In these
84 “mechanically oriented models” (called thereafter MM), fracture networks are generated in a
85 3-stage process: nucleation of initial cracks, fracture growth and arrest. This “life cycle”
86 involves processes at the fracture scale (e.g. stress enhancement and damaging at the fracture
87 tips), as well as interactions between concurrently growing fractures that eventually lead to
88 arresting fracture growth with “T” configurations. The MM models naturally produces, from
89 very few rules, the widely observed power-law length distributions for both fault and joint
90 networks (Bonnet, Bour et al. 2001).

91 We refer to both original papers for a complete description of the model, and of its capacity to
92 generate networks with realistic properties. We only give below a short summary.

93 The first stage of MM models is nucleation, which is assumed to be a random process defined
 94 by a distribution of nuclei orientation and length and a nucleation rate $\dot{n}_N = \frac{dn_N}{dt}$, where n_N is
 95 the number of nuclei. Once created, a fracture grows at a rate defined by Charles' law (Charles
 96 1958, Atkinson 1987):

$$\frac{dl}{dt} = Cl^a, \quad 1$$

97 where l is the fracture length, C the growth rate and a the growth exponent. Without a limit to
 98 this growth process, the growth regime eventually leads to a power-law density distribution of
 99 fracture sizes such that:

$$n(l) = \frac{\dot{n}_N}{C} \cdot l^{-a}, \quad 2$$

100 where $n(l)dl$ is the number of fracture of size in the range $[l, l + dl]$.

101 Davy, Le Goc et al. (2010) demonstrate that, although complex, the arrest process is dominated
 102 by a hierarchical rule, where the large fractures can stop smaller ones, while the reverse is
 103 unlikely. Such rule obviously simplifies the mechanical reasons for stopping fracture growth,
 104 but it roughly describes the main mechanical interactions between fractures, and it is
 105 statistically consistent with the large number of commonly observed T-like fracture
 106 intersections. The fracture arrest rule potentially occurs after hitting the first larger fracture
 107 (mode A with one "T" termination maximum per fracture), or it continues in the opposite
 108 direction of the first intersection until it intersects a second larger fracture (mode B with two
 109 "T" terminations maximum per fracture). This arrest rule leads to a quite universal fracture
 110 density distribution:

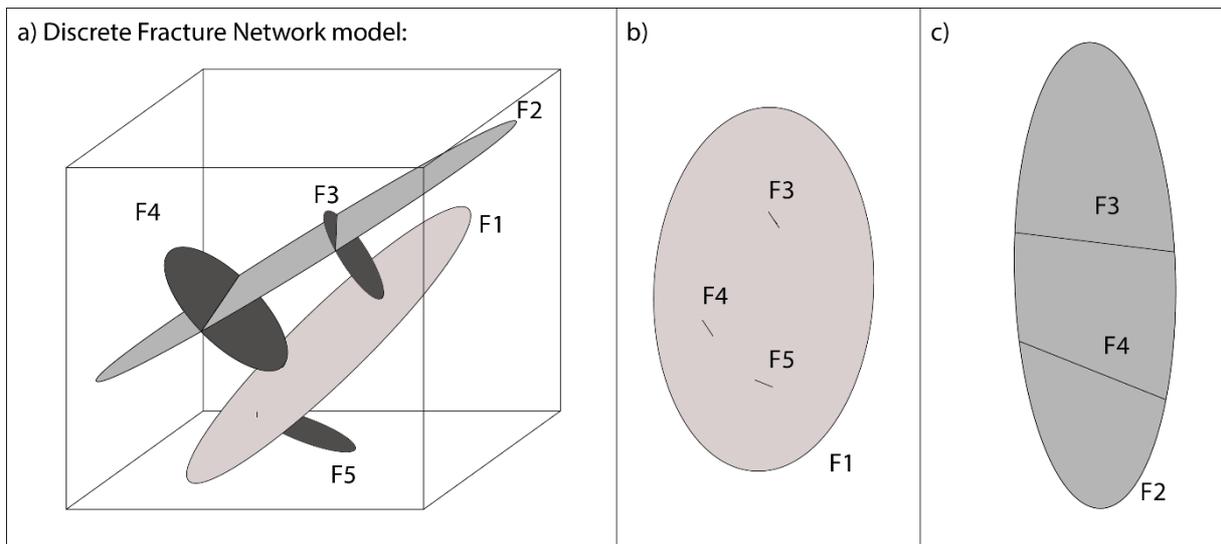
$$n(l) = \alpha \cdot l^{-(D+1)}, \quad 3$$

111 where D is the dimension of the DFN (here $D=3$) and α a density term that depends on the
 112 fracture orientation distribution and the details of the arrest rule (mode A or B, see above)
 113 (Davy, Le Goc et al. 2013)).

114 A fracture is in a growing state (eq.1, and eventual distribution described by eq. 2) when its size
 115 remains smaller than the distance to others. Thus equation 2 statistically characterizes a *dilute*
 116 network of small unconnected fractures. In contrast, arrested fractures form a network of
 117 connected fractures, whose density given by eq. 3 is the largest one that can be obtained with
 118 MM modeling. The eventual length distribution depends on the generation time, and thus on
 119 the total number of generated fractures. Equation 3 is the eventual length distribution if the

120 process is continued up to the point where when all fractures are arrested. Before this limit,
 121 there exists a transition between the *dilute* and *dense* regime, which statistically correspond to
 122 a critical length scale l_c . This transition scale is also a connectivity scale, which decreases
 123 during the network growth. In the following, we assume that the *dilute* regime has a little effect
 124 on permeability, and we restrict MM DFN to the *dense* regime.

125 In addition to the arrest mode (A or B), the nature of the growth regime (ratio C/\dot{n}_N) is critical
 126 to the eventual dense regime structure. If C is much larger than \dot{n}_N the time for a fracture to
 127 grow is short compared to the time between the appearance of successive nuclei. Thus fractures
 128 grow one by one in a sequential mode, and most of the intersections are of “T” type. In contrast,
 129 if C is smaller than \dot{n}_N , a large number of fractures grow concomitantly, which produces a large
 130 number of “X” intersections when a larger fracture intersects a smaller one. The former growth
 131 mode will be called thereafter sequential (S), the latter competitive (C). The possibility to
 132 contain both “T” and “X” intersections is one main characteristic of mechanical model. Unlike
 133 mechanical models (MM), Poisson models (PM) have only “X” intersections. When large
 134 fractures grow through smaller ones “X” intersections are created while “T” intersections are
 135 created when small fractures are arrested by larger ones. A representation of both types of
 136 intersections is given in Figure 1. Variations of the MM models, will therefore lead to different
 137 geometrical structure, depending on the stop mode (A and B) and the competition between
 138 nucleation and propagation (sequential S or competitive C modes).



139
 140 Figure 1. 3D representation of DFN (a). Figure 1.b) is a representation in plane of fracture F1, and shows
 141 intersections between F1 and F3, F4 and F5. Each of these intersections have a smaller size and are called “T-
 142 intersections”. F1 is a bigger fracture and the smaller fractures cannot cross her. Figure 1.c) is a representation in
 143 plane of fracture F2, and shows intersections between F2 and F3 and F4. These intersections are called “X-
 144 intersections” and are bigger.

145 In the following, we analyze the MM *dense* regime (above l_c) for the 4 MM above defined –
146 MMAS, MMAC, MMBS, and MMBC. Each time the density distribution of fracture sizes is
147 fully defined by eq. 3 from a minimal size l_{min} and up to the domain size L . In addition to the
148 fracture size distribution, the fracture orientation distributions are simply isotropic. In order to
149 better emphasize the role of MM structures, we compute the equivalent Poisson model with the
150 same density, and size and orientation distributions..

151 **2.2 Numerical method**

152 All simulations including DFN structure and flow are calculated with the 3D DFN flow code
153 (Erhel, De Dreuzy et al. 2009, Pichot, Poirriez et al. 2013) of the H2OLAB software platform
154 (Erhel, De Dreuzy et al. 2009, Pichot, de Dreuzy et al. 2012).

155 For all models, fractures are generated in a cubic volume of edge size $L_G = 30$ (volume $V =$
156 30^3), according to the generations rules (PM or MM), and the geometrical and hydraulic
157 analysis is performed in a cubic subdomain of size $L = 20$ to avoid boundary effects. For the
158 same reasons, MM models are built from nuclei of size 1, but the analysis are performed by
159 removing fractures smaller than $l_{min} = 2$ (i.e. whose length is close to nuclei sizes). For all
160 models, the fracture size range between $l_{min} = 2$ and $L = 20$, i.e. covering one order of
161 magnitude.

162 MM DFN are generated according to the growth law parameters $C = 1$ and $a = 3$ (Eq. 2) and
163 the T-intersection size is taken constant at $l_T = 0.1$ (i.e. 20 times smaller than the smaller
164 fracture). The difference between sequential and competitive models is obtained by changing
165 the nucleation rate.

166 The calculation of flow is based on a meshing of fracture planes by triangular elements, on
167 which a constant transmissivity value is assigned. In contrast with (de Dreuzy, Méheust et al.
168 2012), we assume that all elements in a fracture have the same transmissivity value (T_f). In
169 sections 3 and 4, all fractures have a transmissivity $T_f = 1$; in section 3, we take a lognormal
170 distribution for the T_f values. The rock matrix between fractures is supposed to be fully
171 impervious.

172 The flow is calculated with permeameter-like boundary conditions: hydraulic heads are fixed
173 at $h = 1$ and $h = 0$ on the two opposite faces x^+ and x^- , others faces being set impervious. Flow
174 is calculated using a mixed-hybrid finite-element scheme with efficient solvers that can manage

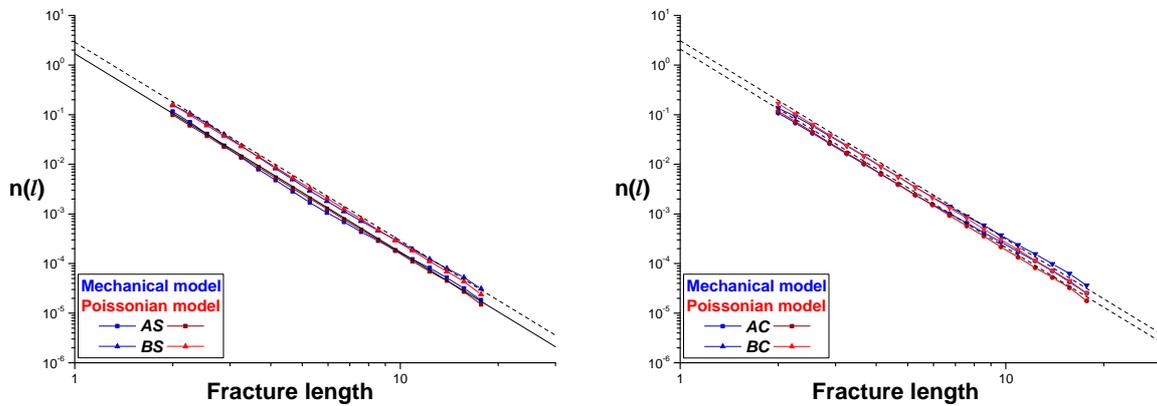
175 thousands of fractures on PC-computers with large RAM memory (De Dreuzy, Pichot et al.
 176 2013).

177 For each of the 8 DFN (4 MM and 4 PM), the statistics is obtained with 1000 realizations.

178 3 Geometrical properties of the Discrete Fracture Network

179 3.1 Geometrical analysis

180 Figure 2 present the length distribution of both mechanical and Poisson DFN models. All MM
 181 models are well fitted by a power law with an exponent -4 as predicted by eq. 3 (formally
 182 $-(D + 1)$ in a space of dimension $D = 3$). The dimensionless density term α is given in Table
 183 Table 1). It varies from 1.6 to 3.1 according to the arrest rule (mode B with potentially 2 T-
 184 terminations per fracture have a higher density than mode A with 1-T per fracture), and to the
 185 growing mode (density of sequential growth is smaller than of competitive one). The equivalent
 186 Poisson models are generated with the parameters of the power-law fit. This explains very small
 187 differences observed between red and blue points.



188
 189 Figure 2. Density distribution of fracture sizes (i.e. number of fractures per unit volume). The 4 mechanical models
 190 and their equivalent Poisson models are drawn with different symbols (see legend). Fits are indicated for each
 191 models: $n(l, L)_{AS} = 1.7 \cdot l^{-4}$; $n(l, L)_{AC} = 2.1 \cdot l^{-4}$; $n(l, L)_{BS} = 2.9 \cdot l^{-4}$; $n(l, L)_{BC} = 3.1 \cdot l^{-4}$;

192 For characterizing fracture density, we use two classical metrics: the total fracture surface per
 193 unit volume p_{32} (Dershowitz and Herda 1992) and the percolation parameter p , proportional to
 194 the cube of fracture sizes (Bour and Davy 1998, de Dreuzy, Davy et al. 2000).

$$p_{32} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i}{V_\Omega}$$

4

195 p_{32} is known to be the density term that controls permeability for dense networks where
 196 effective medium theory applies (Kirkpatrick 1973, de Dreuzy, Davy et al. 2000), while p
 197 describes the connectivity degree of the DFN (Bour and Davy 1997, Bour and Davy 1998).

198 The total number of fractures varies between 700 and about 1200 depending on models. The
 199 average of the main properties of DFNs are presented in the Table 1. The differences in p_{32}
 200 reflects the differences in α discussed above with a mode B 40-60 % higher than mode A, and
 201 a difference of about 13%, between sequential (S) and competitive (C) modes. For all DFN, the
 202 percolation parameter p is far above the percolation threshold. The total number of intersections
 203 is also controlled by the arrest mode, with 2-3 times more intersections in mode B than in mode
 204 A, while it increases of 5-50% for type C compared to type S. An important difference between
 205 modes C and S is the nature of intersections. S models produces significantly more T
 206 intersections (> 90% of T) than C models (66-72% of T).

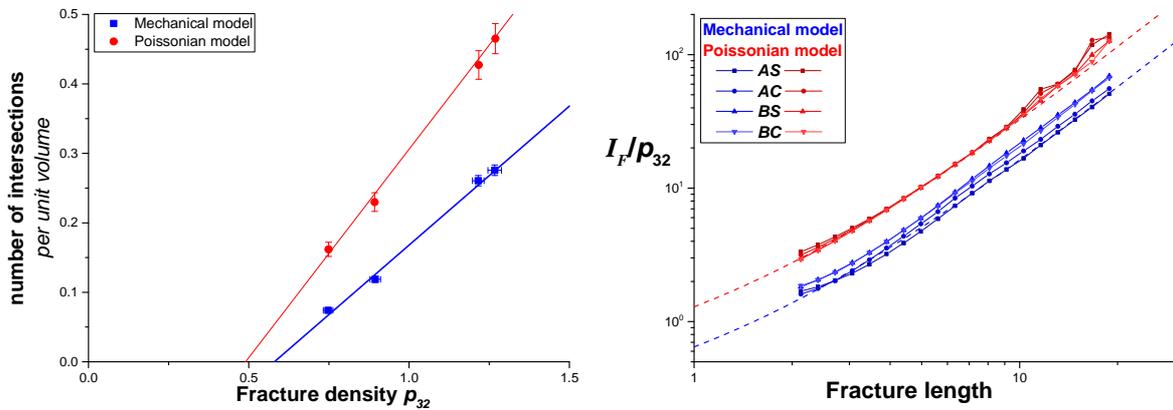
207 Table 1. Main geometrical characteristics of mechanical (MM) and equivalent Poisson (PM) models. Mode A (B,
 208 resp.) correspond to mechanical models where growth is defined by one (two resp.) degree(s) of freedom. C (S,
 209 resp.) designs competitive (sequential, resp.) model.

| Mechanical Models | MMAS | MMAC | MMBS | MMBC |
|---|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| \dot{n}_N (nucleation rate during growth) | Competitive model: 81000 Sequential model: 810 | | | |
| α | 1.71 | 2.1 | 2.9 | 3.1 |
| p_{32} | 0.747 (± 0.015) | 0.89 (± 0.016) | 1.21 (± 0.018) | 1.27 (± 0.022) |
| p (percolation parameter) | 5.86 (± 0.57) | 7.55 (± 0.62) | 10.02 (± 0.62) | 11.2 (± 0.8) |
| n_F (number of fractures) | 724 (± 20) | 754 (± 20) | 1102 (± 24) | 1026 (± 24) |
| n_I (number of intersection) | 592 (± 23) | 949 (± 35) | 2085 (± 59) | 2206 (± 60) |
| T (% of T intersections) | 95% | 66% | 90% | 72% |
| Equivalent Poisson models | PMAS | PMAC | PMBS | PMBC |
| All other parameters are identical to mechanical models | | | | |
| n_I (number of intersections) | 1219.7 (± 85) | 1756 (± 113) | 3328 (± 180) | 3662 (± 195) |
| T (% of T intersections) | 0% | | | |

210 Although fracture characteristics (length, orientation, density and number) are similar between
 211 Poisson and mechanical models, connectivity is very different with 1.6-3 times more
 212 intersections in Poisson than in Mechanical DFN. This is further investigated in the next section
 213 (Table 1).

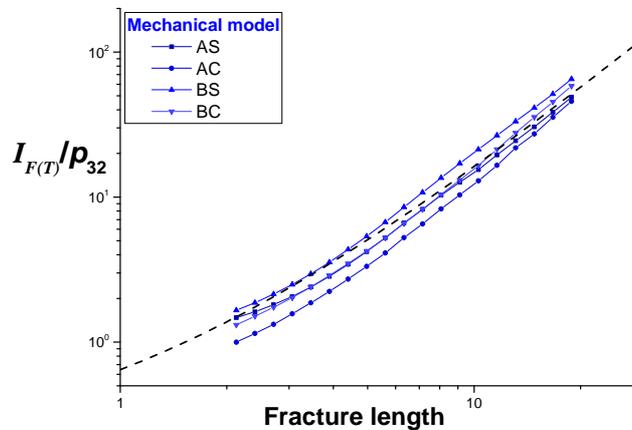
214 For MM models, the number of intersections is controlled by linear relations of the form $N_i =$
 215 $k(p_{32} - d_c)$ (Figure 3a), where $d_c = 0.6$ is likely the density at connectivity threshold. A
 216 similar linear relationship is observed for Poisson models, but with a larger slope k (0.52 instead
 217 of 0.4) and a smaller threshold $d_c = 0.45$ (Figure 3a). As a consequence, the difference between
 218 both models increases with fracture density.

219 The number of intersection per fracture I_F is another proxy for connectivity l is basic to
 220 calculate excluded volumes (Balberg, Anderson et al. 1984, Balberg 1985). For non-correlated
 221 models, $I_F(l)$ is supposed to be an increasing function of l proportional to the bulk fracture
 222 density p_{32} (see Appendix). This is verified in the Figure 3b, with all Poissonian models
 223 matching the expected theoretical relationship when normalized by p_{32} . The MM models show
 224 the same trend as PM, with two main differences: (1) whatever the fracture length, the ratio $\frac{I_F(l)}{p_{32}}$
 225 is about 2 times lower for MM than for PM, and (2) all MM models cannot be described by a
 226 single curve although the differences are quite small.



227
 228 Figure 3. a) Number of intersection normalized by the volume of the domain, function of the fracture density p_{32}
 229 b) Number of intersections per fracture (I_F) normalized by the mass density p_{32} . The Poisson models are
 230 symbolized in red and the mechanical models in blue. The dashed lines represent the theoretical equation
 231 developed in the Appendix with $\beta = 0.85$ (red curve, PM models), or $\beta = 0.45$ (blue curve, MM models).

232 Lastly, we analyze the number of T intersections, which is a typical characteristics of MM
 233 models. In Figure 4, we show that it follows the same trend as the total number of intersections
 234 but with significant differences between the different MM models up to a factor of 1.7.



235
 236 Figure 4. Number of T-intersections per fracture ($I_A(T)$), normalized by the network mass density p_{32} . By
 237 definition, only mechanical models generate the T-intersections. The black line represents the theoretical equation
 238 developed in the Appendix with $\beta = 0.45$.

239 4 Hydraulic properties at constant fracture transmissivity

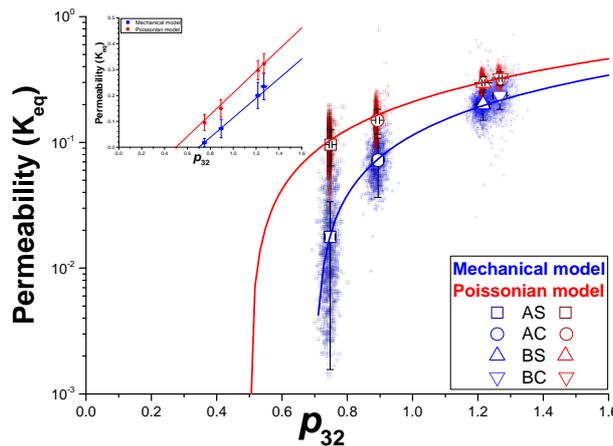
240 4.1 Equivalent permeability.

241 We first calculate the effective connectivity, which is the permeability of fracture networks
 242 when all fractures have the same transmissivity $T_f = 1$ (Renshaw 1999, de Dreuzy, Davy et al.
 243 2001, de Dreuzy, Davy et al. 2001).

244 Since networks are well above percolation threshold, the permeability of Poisson models is well
 245 described by effective-medium theories (Kirkpatrick 1973), which predict a linear increase of
 246 K_{eq} with p_{32} :

$$K_{eq} = kT_f (p_{32} - p_c), \quad 5$$

247 where k is a constant that depends on the boundary conditions and fracture orientations, and
 248 $k p_c$ is the density of non-active fractures. As shown by Figure 5, equation 5 applies also on
 249 mechanical models. For PM, the fit on average values give $k = 0.42$ and $p_c = 0.55$; for MM,
 250 $k = 0.38$ and $p_c = 0.7$. Both models diverge at large density, which seems to indicate that the
 251 Poisson models are always more permeable than mechanical models. The largest difference are
 252 obtained for models close to the threshold with differences up to a ratio of 4 for the average
 253 permeability (and even 10 for some realizations). At large density, the ratio between PM and
 254 MM about 1.4.



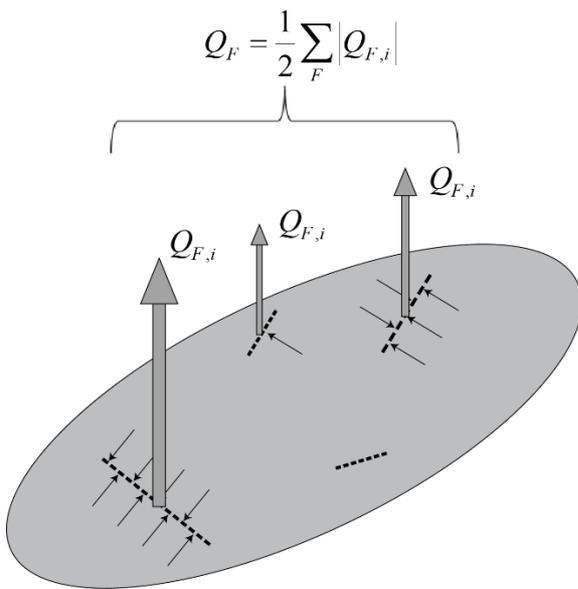
255
 256 Figure 5. K_{eq} vs. p_{32} for all studied models. The mechanical models are in blue and their equivalent Poisson models
 257 in red. Straight lines are the fits are indicated (see legend). The transparency symbols stand for the single
 258 simulations of each DFN and the empty symbols represent the average of properties. The sketch is another
 259 representation of K_{eq} vs. p_{32} with a linear y axis, where both fits show the linear relation between K_{eq} and p_{32} .

260 4.2 Flow distribution within the fracture network

261 We now analyze the consequences of DFN models in the flow structure, i.e. in the spatial
 262 distribution of flow. We focus especially on flow channeling, which is commonly observed in
 263 natural systems (Abelin, Neretnieks et al. 1985), and obviously an important characteristics of
 264 flow for safety assessment. Flow channeling has been mostly studied at the fracture scale
 265 (Tsang and Neretnieks 1998), and barely at the network scale. Considering the simplicity of
 266 models at the fracture scale (fractures are assumed hydrologically homogeneous), we do not
 267 enter into the detail of flow in the fracture plane. We rather perform a network-scale analysis,
 268 where each fracture F is characterized by a single flow value, Q_F , which is the total flow
 269 exchanged by F with its neighbors. Q_F is the half the sum of the absolute values of the flow
 270 $Q_{F,i}$ exchanged through intersections i (equation 6).

$$Q_f = \frac{1}{2} \sum_i |Q_{F,i}|,$$

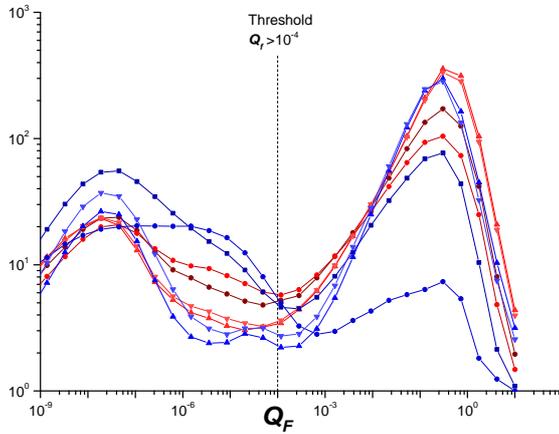
6



271
 272 Figure 6: concept of flow exchanged in a fracture (Q_F). The dash-line symbolizes intersection and thickness of
 273 arrow symbolize intensity of flow exchanged (q_f) at the intersection scale.

274 The distribution of Q_F is shown in Figure 7. The main flow structure is characterized by values
 275 above 10^{-4} . The distribution peak for values in the range $10^{-10} - 10^{-5}$ corresponds to
 276 fractures that are connected by a single intersection to the main flowing structure. In 2D, these
 277 fractures would correspond to dead ends with no flow. In 3D, a residual flow may exist due to
 278 gradient along the intersection line. The contribution of these “dead-end” fractures is negligible,
 279 so we assume that they do not belong to the backbone structure. For sake of simplification, the
 280 fractures with $Q_F < 10^{-4}$ is considered as negligible and $Q_F = 0$.

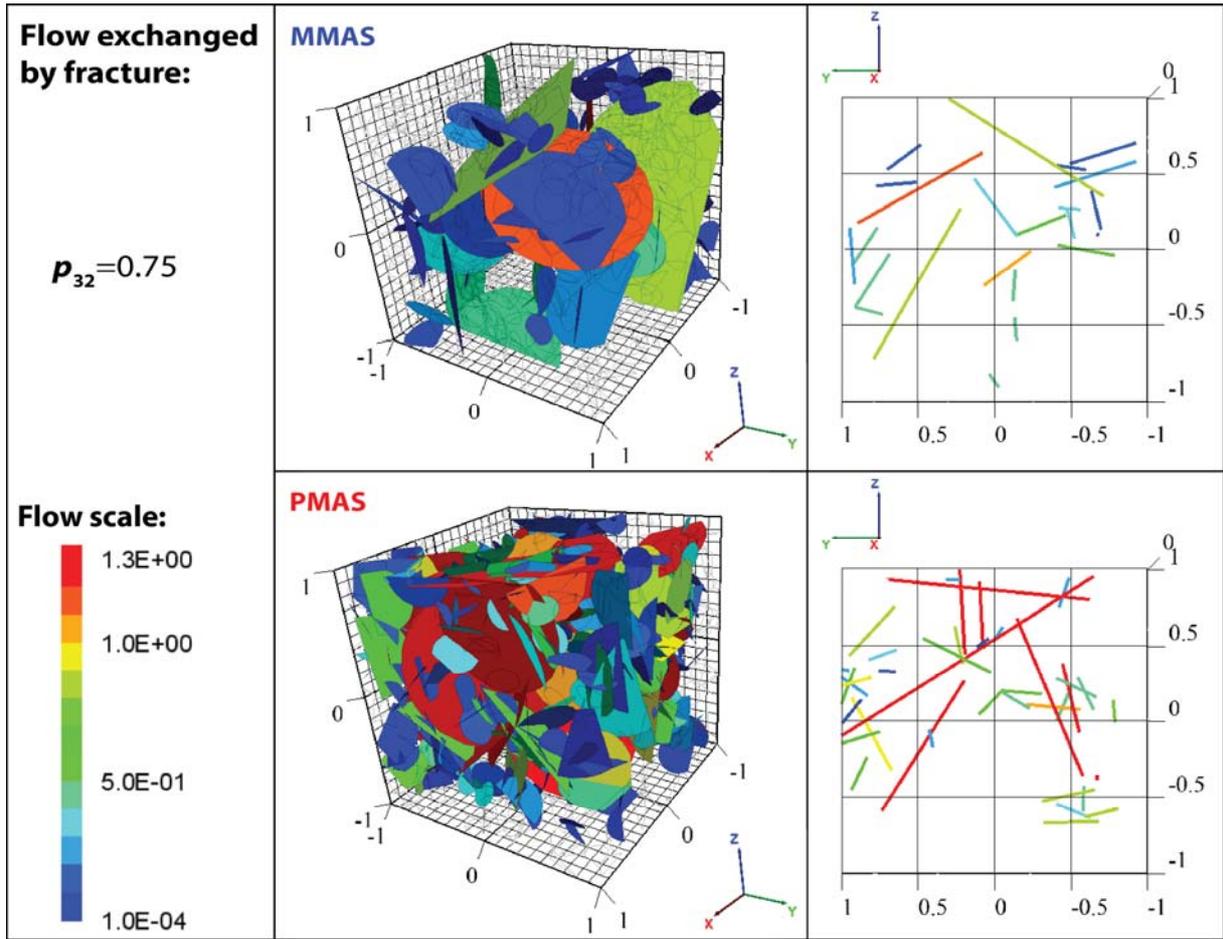
281 In accordance with permeability results, the fractures in PM logically have higher values of Q_F
 282 than MM. The classification shown in Figure 7 is a representation of the general relation
 283 between MM and their PM equivalents, where the difference between both DFN is maximum
 284 for the smallest density of fractures and tend to be similar for the highest density.



285
 286 Figure 7. *Left.* Distribution of Q_F for both mechanical and Poisson models. Each DFN are symbolized by a symbol,
 287 the Poisson DFN are in red and mechanical models in blue.

288 Figure 8 shows the flow in a DFN realization of the MMAS model, and one with the equivalent
 289 Poisson PMAS. Only fractures in the backbone ($Q_f > 10^{-4}$) are shown. Even if both DFN
 290 have the same density ($p_{32} = 0.75$), the total surface of flowing fractures is significantly
 291 smaller in MMAS than in PMAS, indicating a stronger flow channeling in MM models than in
 292 PM. The main differences between models are (i) in the number of main-flow structures (one
 293 dominant fracture in MMAS, several in PMAS), as well as (ii) in the flow intensity, which is
 294 smaller in MMAS than in PMAS (a significant number of fractures in PMAS carry a flow larger
 295 than the largest value of MMAS). Both effects contribute to a smaller permeability of
 296 mechanical models than of Poisson ones.

297 Note that the analysis presented in Figure 8 on one particular realization is representative of the
 298 average behavior of MMAS models. In other mechanical models much more connected, such
 299 as MMBS, MMBC and even MMAC, the flow intensity in the fractures that carry flow is
 300 generally more important than the one observed in the equivalent Poisson model.

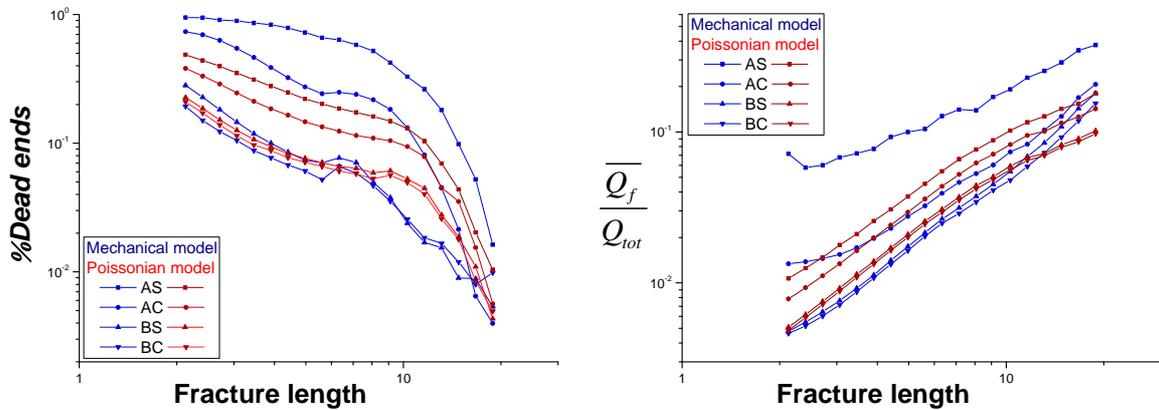


301
 302 Figure 8. 3D picture (left) and vertical cross section (right) of flow in the sequential mechanical model MMAS
 303 (top) and its equivalent Poisson model (bottom). Fractures with $Q_f < 10^{-4}$ are symbolized by an empty disk and
 304 other fractures are colored according to their Q_f value.

305 Figure 9 shows the percentage of dead-ends (left) and average flow $\overline{Q}_F(l)$ (right) for the
 306 different classes of fractures sizes. For all the models, the percentage of dead-ends is slightly
 307 decreasing with l up to fractures of size ~ 10 , whose length is comparable with system size,
 308 where fractures are all included in the backbone. Unsurprisingly, the largest percentage of dead-
 309 ends is for both mechanical model A, with up to 3 times more dead-ends than the equivalent
 310 Poisson mode, and up to 10 times more than the high-density models (model B and equivalent
 311 Poisson). For these latter model, the percentage of dead-ends is rather similar.

312 Figure 9b shows the average flow per fracture normalized by total flow, $\theta(l) = \frac{\overline{Q}_F(l)}{Q_t}$, as a
 313 function of the fracture length l . The analysis is made on all fractures in the backbone (i.e.
 314 without dead-ends). The ratio between the total and average flow, i.e. θ^{-1} , is an indicator of
 315 the number of independent paths in the system. The largest flow (and thus smallest paths) are
 316 obtained for model AS, which behaves quite differently from all other models. Except for model
 317 MMAS, the general feature is a power-law increase of the mean flow with size: $\overline{Q}_F(l) \sim l^{1.5}$,

318 which emphasizes that small fractures contribute to introduce new paths in the system. The
 319 number of paths depends on the model structure (mechanical or Poisson), and on density as
 320 expected; For small fractures, the average flow per fracture is generally smaller for mechanical
 321 models than for their equivalent Poisson ones, which indicate that small fractures build more
 322 paths in mechanical models than in Poisson. For the largest fractures, the behavior is the
 323 reverse: for mechanical models, the average flow $\overline{Q_F}(l)$ increases faster with length than
 324 observed for small fractures, while for Poisson models, it increases slower entailing that for the
 325 same length $\overline{Q_F}(l)$ is now larger for mechanical models than for Poisson. This emphasizes the
 326 extremely important role of the largest fractures to flow in mechanical model, while this effect
 327 is not so strong in Poisson model.



328
 329 Figure 9. Average percentage of dead-ends in terms of fracture numbers (*left*) and average flow in the backbone
 330 normalized by total flow (*right*) for different classes of fracture lengths, i.e. length between $[l, l + dl]$. For both
 331 figures, the averages are calculated for 1000 realization for each models. The MM models are in blue and PM in
 332 red with symbols indicated in the text box within figure.

333 4.3 Flow backbone

334 The backbone is the part of fracture network, which carries flow, and its density d_b is a basic
 335 measure of the flow structure that is worth analyzing when comparing DFN models. Here, we
 336 define the backbone as the dual of dead-ends defined in section 4.2. The backbone is thus the
 337 sum of all fractures whose flow Q_F is larger than 10^{-4} . Note that this is not a very restrictive
 338 definition since a fracture is considered as a whole and the criteria of belonging to backbone is
 339 binary (to be or not to be); this gives an upper bound of the backbone structure. The backbone
 340 density, d_b , is the sum of the fracture surfaces in backbone divided by the total volume, a
 341 definition that makes it directly comparable with p_{32} (see Table 2 and Figure 10).

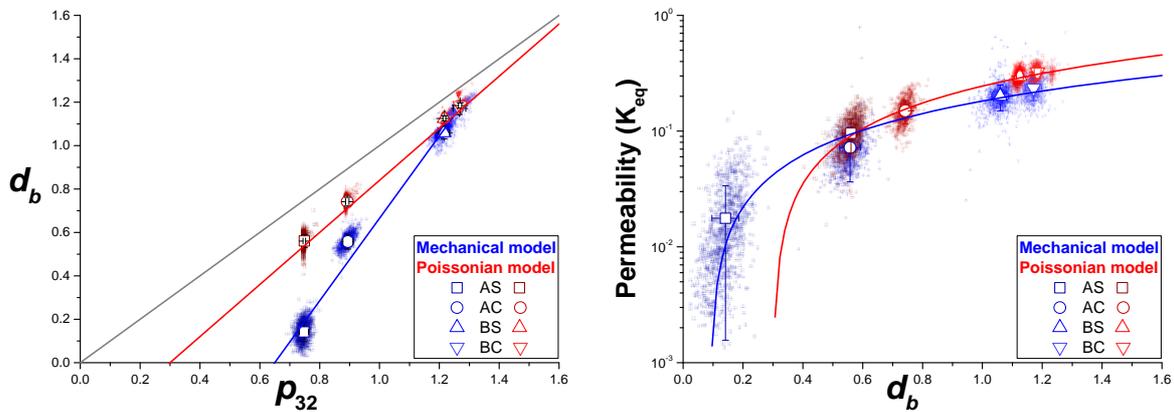
342 Table 2. Fracture densities of the total DFN (p_{32}) and of the backbone (d_b) for MM and PM DFN.

| characteristic | AS | AC | BS | BC |
|----------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| p_{32} | 0.747 (± 0.015) | 0.89 (± 0.016) | 1.21 (± 0.018) | 1.27 (± 0.022) |
| $d_b(MM)$ | 0.14 (± 0.045) | 0.56 (± 0.034) | 1.06 (± 0.028) | 1.17 (± 0.027) |
| $d_b(PM)$ | 0.56 (± 0.029) | 0.74 (± 0.02) | 1.13 (± 0.011) | 1.18 (± 0.011) |

343 For a Poisson model, the backbone with this definition represents 73-93% of the total fracture
344 density. Similar values are obtained for the mechanical models B (90-95%), but not for model
345 A. The smallest value is for the mechanical model AS, with only 30% of the fracture density
346 that belongs to backbone.

347 Figure 10a shows that d_b is approximatively a linear function of p_{32} , but the slope and intercept
348 of the fitting functions are different for mechanical and Poisson models. At large p_{32} , both
349 models converge to 100% of p_{32} , but large differences are observed for p_{32} between 0.7 and
350 1.0. Except for the mechanical model with the largest density (BC), with 95% fractures in the
351 backbone, d_b is smaller in mechanical than in Poisson models.

352 In the Figure 10b, we explore the possibility for d_b to be a first-order control of the bulk
353 permeability. The blue and red curves are linear model with threshold for mechanical and
354 Poisson models, respectively. Although quite close, they are not identical and the differences
355 in backbone density are not sufficient by themselves to explain the differences in permeability.



356
357 Figure 10. a) Density of fracture, which carry the flow, per unit of volume (d_b) is compared to the complete density
358 of fracture (p_{32}).

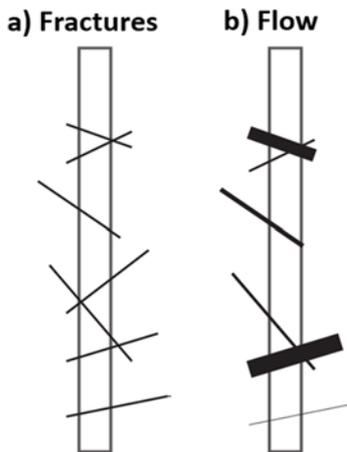
359 4.4 Flow channeling

360 Flow channeling is observed in field experiments (Abelin, Birgersson et al. 1990, Olsson 1992,
361 Abelin, Birgersson et al. 1994, Follin, Hartley et al. 2013), rather difficult to replicate with
362 classical Poisson models, and difficult to estimate in 3D. To characterize it, we use a channeling

363 factor $[p_{32}]_Q$, whose definition is inspired from (Davy, Hansen et al. 1995, Davy, Le Goc et al.
 364 2010) and from the participation ratio in the physics literature:

$$[p_{32}]_Q = \frac{1}{V} \cdot \frac{(\sum_f S_f \cdot Q_f)^2}{(\sum_f S_f \cdot Q_f^2)}, \quad 7$$

365 S_f is the surface of fracture included in the studied volume, and the ratio in the right side of
 366 equation 7 represents the portion of fracture surface, where flow is significant. $[p_{32}]_Q$ can be
 367 directly compared to the fracture density p_{32} . Its inverse, $[p_{32}]_Q^{-1}$, defines the average distance
 368 between the main flow paths, and can be related to the distance between two flowing fractures
 369 in a borehole (Figure 11). A small $[p_{32}]_Q$ corresponds to highly channeled flow at the network
 370 scale. Note that $[p_{32}]_Q$ does not depends on the flow intensity, but only on the relative
 371 distribution. In other words, increasing the flow in all fractures by the same factor does not
 372 change this channeling factor.



373
 374 Figure 11. a) Illustration of fracture in the borehole. The dark line symbolizes fracture. b) Illustration of fracture
 375 with flow in the borehole. The thickness of the line correspond to the intensity of the flow which is supported by
 376 the fracture. A big thickness correspond to a maximum of intensity of the flow through the fracture.

377 Figure 12a shows the relation between $[p_{32}]_Q$ and p_{32} for all DFN models. In all cases, $[p_{32}]_Q$
 378 increases linearly with p_{32} according to a relation:

$$[p_{32}]_Q = \frac{1}{3} \cdot (p_{32} - p_{Qc}), \quad 8$$

379 where p_{Qc} defines the density of fractures that do not contribute significantly to flow. Equation
 380 8 describe all Poisson models with a threshold $p_{Qc} = 0.2$ (red curve in Figure 12a). A linear
 381 relationship can also be derived for the four mechanical model (blue curve in Figure 12a) with
 382 a threshold that is more than twice larger ($p_{Qc} = 0.45$). The fit is valid for both model A and B
 383 considering their variability, but the average value are slightly offset from the A-B fit. The

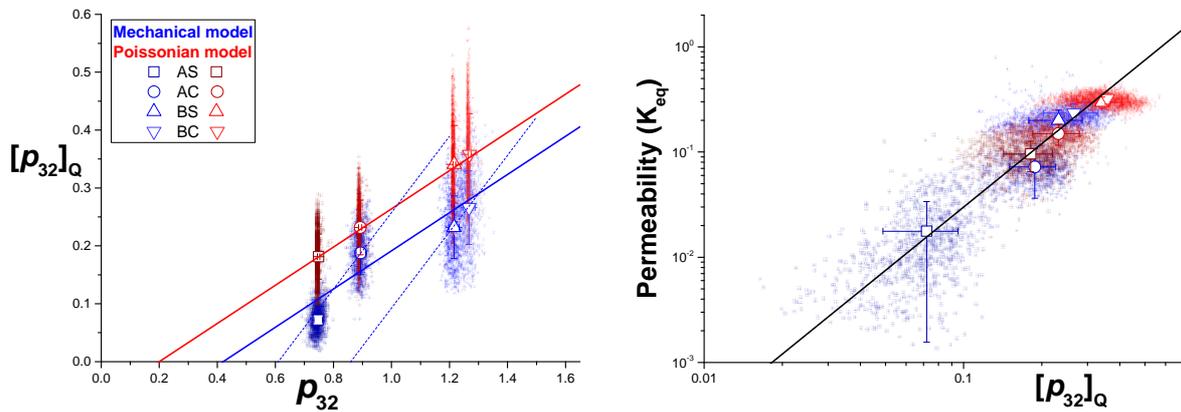
384 indicative blue dashed line shows two other possible fit, one for each mechanical model with a
 385 slope of $\frac{2}{3}$ (instead of $\frac{1}{3}$ for the solid lines) and a threshold (p_{Qc}) for models A and B at = 0.6
 386 and 0.8, respectively. The point here is just to say that it is not clear that all mechanical
 387 behave similarly as Poisson do. In any case, the channeling factor is smaller for mechanical
 388 models than for equivalent Poisson models. The largest ratio is obtained for the MMAS model
 389 with a ratio between models of 2 on average, and even more for some realizations.

390 As for the previous paragraph, we explore the possibility for the channeling indicator $[p_{32}]_Q$ to
 391 control the bulk permeability (Figure 12b). All the models except mechanical models A align
 392 on a simple linear relationship without threshold:

$$K_{eq} = 3 \cdot [p_{32}]_Q^2, \quad 9$$

393 The nonlinear relation between equivalent permeability and the channeling indicator shows the
 394 critical role played by the flow organization. Thus, if the natural permeability is to lower than
 395 DFN, it will mean that the DFN is not sufficiently channelized.

396 The mechanical models A are slightly but significantly lower than this fit, still emphasizing
 397 their particular behavior compared to others. The blue dashed line show (linear relationship
 398 with the same slope of $\frac{2}{3}$ and a small threshold of 0.07) seems to demonstrate that a small part
 399 of the flow surface in model A does not contribute to permeability.



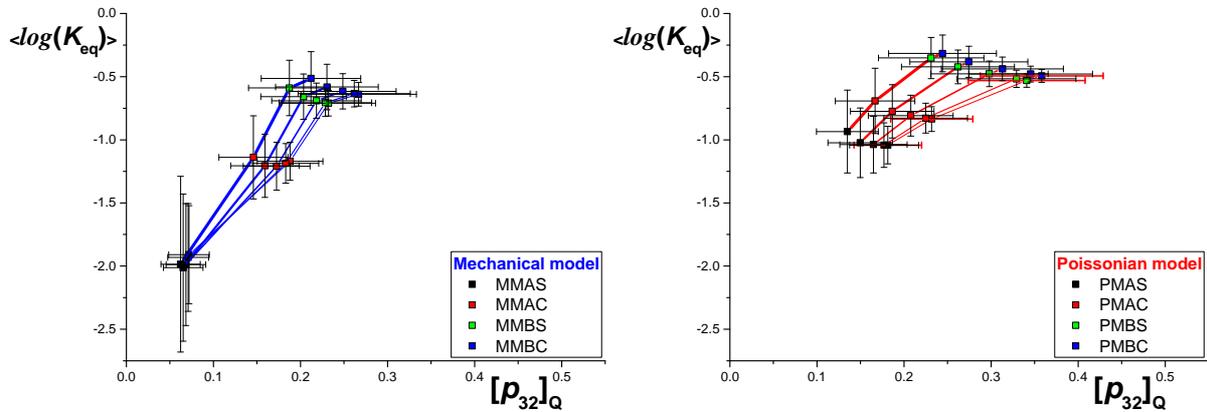
400
 401 Figure 12. Channeling factor ($[p_{32}]_Q$) versus a) the density of fracture (p_{32}) and b) the equivalent permeability per
 402 unit fracture area. See legend in graph for symbols.

403 5 Hydraulic properties for variable transmissivity

404 To complete the comparison between models, we introduce a distribution of fracture
 405 transmissivity in models as it is in real systems (Olsson 1992, Öhberg and Rouhiainen 2000,
 406 Gustafson and Fransson 2006, Follin, Hartley et al. 2013). We limit this study to 1) an

407 homogenous permeability in each fracture, and 2) a lognormal transmissivity uncorrelated to
 408 other fracture properties (i.e. fracture length and orientations). As for similar studies (de
 409 Dreuzy, Davy et al. 2001), the parameter of the log-transmissivity distribution is 0 for the
 410 average (transmissivity of 1) and σ for the standard deviation that we vary from 0 to 2.

411 We plot in Figure 13 both K_{eq} and $[p_{32}]_Q$ for different values of σ (mechanical models in Figure
 412 13a, and Poisson models in Figure 13b). For all models, increasing σ leads to an increase of
 413 permeability with a decrease of the channeling indicator $[p_{32}]_Q$. In other words, systems with
 414 a distribution of transmissivity tend to be more efficient and also more channeled than without.
 415 However, although the range of σ between 0 and 2 is quite large, the permeability does not
 416 change that much for all models. Channeling is expected to be a consequence of increasing
 417 transmissivity variability {Charlaix, 1987 #1120}(de Dreuzy, Davy et al. 2001). This effect is
 418 observed for all models, but more pronounced for Poisson models than for mechanical ones. It
 419 is striking to note that the DFN structure is quite insensitive to the transmissivity variability.
 420 Moreover, the effects due the DFN structure (Poisson vs mechanical models) remain much
 421 larger than those of increasing the variability of transmissivity.



422
 423 Figure 13. Plot of the equivalent permeability transmissivity with respect to the channeling factor for five values
 424 of σ , the standard deviation of the log-transmissivity distribution: 0, 0.5, 1, 1.5, and 2. The mechanical models are
 425 presented on the left graph a) and the Poisson models on the right b). The thickness of lines symbolizes the value
 426 of σ , from the thickest ($\sigma = 2$) to the thinnest ($\sigma = 0$).

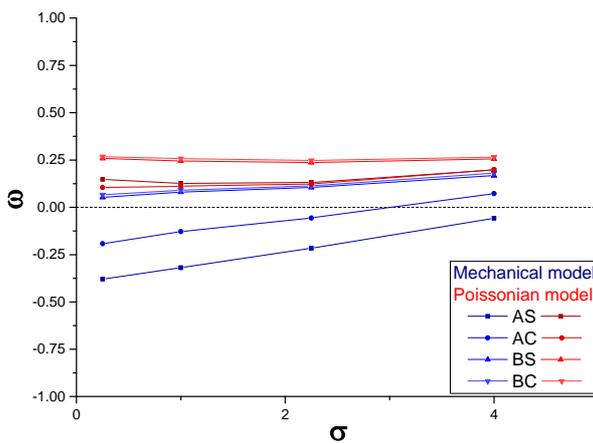
427 The dependency of flow with σ allows for analyzing the organization properties of the flow
 428 structure. The power average exponent ω , defined by $K_{eq}(\sigma) = K_{eq}(0) \cdot \exp\left(\omega \cdot \frac{\sigma^2}{2}\right)$,
 429 quantifies the flow organization (Desbarats 1992) range from 0 to 1, with remarkable values of
 430 -1, 0, and 1, for the harmonic (fractures in series), geometric and arithmetic means (fractures in
 431 parallel), respectively. Practically, ω is calculated from the following expression (de Dreuzy,
 432 de Boiry et al. 2010):

$$\omega = 2 \cdot \left\langle \left(\frac{\ln\left(\frac{K(\sigma, type)}{K(0, type)}\right)}{\ln\left(\frac{T_A}{T_H}\right)} \right)_r \right\rangle,$$

433 where K_A and K_H are the arithmetic and harmonic averages of the fracture transmissivities of
 434 the realization r . ω is then obtained by averaging over all realizations (de Dreuzuy, de Boiry et
 435 al. 2010) (Figure 14). For the two denser Poisson models, ω is independent of σ , and about
 436 equal to 0.25, consistent with dense 3D on-lattice networks studied by (de Dreuzuy, de Boiry et
 437 al. 2010). For all other ω values are less than 0.25, increase with σ , decreases with network
 438 density (already observed in {de Dreuzuy, 2010 #4930}), and are smaller for mechanical model
 439 than for their Poisson equivalent. All ω values are positive except for both mechanical models
 440 A when $\sigma < 1.5 - 2$.

441 The decrease of ω for the mechanical models shows an organization with less independent
 442 paths, and more fractures in series than for the Poisson models. These configurations are
 443 conducive to the existence of bottlenecks for flow as encountered in networks close or slightly
 444 above the percolation threshold (de Dreuzuy, de Boiry et al. 2010). Model MMAS is particularly
 445 sensitive to this critical effect, with ω values down to -0.45.

446 The fact that ω increases with σ can be due to the importance of large structures on flow.
 447 Whether they have or not a transmissivity larger or smaller than the average should affect the
 448 general flow organization. This effect is hidden by the averaging over all configurations. We
 449 plan to address it in a future work.



450
 451 Figure 14. Plot of the power average exponent ω as a function of σ^2 , with σ the standard deviation of the lognormal
 452 distribution of fracture transmissivity. The same symbols are used for the different models as in previous figures.
 453 Illustration of flow regime is proposed for MMAS (in blue) and PMBC (in red) for $\sigma = 0$ and $\sigma = 2$.

454 **6 Discussions**

455 This study is a first attempt to replace the random (Poisson) hypothesis currently used to
456 generate DFN by a fracture organization that is closer to generic fracture processes. Both basic
457 characteristics of the model developed by (Davy, Le Goc et al. 2010, Davy, Le Goc et al. 2013)
458 is to generate T-intersections, as ubiquitously observed in natural fracture networks (Dahi-
459 Taleghani and Olson 2011, Keshavarzi and Mohammadi 2012, Bonneau, Henrion et al. 2013),,
460 and to propose a hierarchical organization (small fractures abutting large ones) that is
461 responsible of the power-law length distributions commonly observed in fracture systems. In
462 this paper, we do not discuss whether the latter or the former characteristics have the largest
463 control on the eventual result. This will be done in a further work. The comparison with the
464 equivalent Poisson models (same density, length and orientation distribution, but fractures
465 randomly positioned) have been made in the self-similar regime, where the fracture length
466 distribution is a power law with an exponent of 4 and different dimensionless density constant
467 that varies with model parameters. A more complete exploration of the fracture range will be
468 done later.

469 Flow channeling is a striking characteristic feature of geological systems (Tsang and Neretnieks
470 1998, Berkowitz 2002, Neuman 2005) that is hardly reproduced by PM, except by decreasing
471 fracture density down to the percolation threshold. T-intersections are also widely observed in
472 fracture networks. Both these observations should push researchers to question the ability of
473 PM to give sound prediction of flow. In this article, we propose a geometrical and a hydraulics
474 description of a new DFN model developed by Davy, Le Goc et al. (2013), which take into
475 account the rules that produce fractures, although in a very simplified form, and we have shown
476 that this DFN can generate that yield more realistic flow properties than their equivalent Poisson
477 model. This work is an investigation to understand which parameters have a significant impact
478 on the flow, among the network structure or the hydraulic properties of fracture (fracture
479 transmissivity distribution).

480 We generate mechanically-oriented DFN and obtain networks that present large differences
481 with their Poisson equivalent models (i.e. models generated with the same size and orientation
482 statistics, but with fractures randomly positioned in the volume). The number of intersections
483 of PM is much larger (1.6 to 3 times) than mechanical models. Then, although X intersections
484 are present in both models, the mechanical model is composed almost exclusively of the T

485 intersection (60% to 90%) as we can see in the natural case (Dahi-Taleghani and Olson 2011,
486 Keshavarzi and Mohammadi 2012, Bonneau, Henrion et al. 2013).

487 By definition, Q_F is calculated from the flow on the intersections for each fracture, and this
488 point is to reliable of the number of intersections per fracture, where $\frac{l_F}{p_{32}}$ is more significant in
489 the PM model. Thus, we assume that, the flow exchanged by fracture is, in part, control by the
490 number of intersections. However, if the number of intersections is important and the flow
491 exchanged is weak, then the studied model have an important component of disconnected
492 fractures to the rest of the system, and by extension, without any flow. And, we generalize this
493 point by the fact that the permeability is controlled by the number of intersections, and in the
494 second order by the mass density term. This results is strongly supported by the conclusion of
495 Hsieh, Neuman et al. (1985), who states that the hydraulic conductivity of geological network
496 can be represented by a 3D ellipsoid composed by the intersection of the dominant fractures.

497 From this complete analysis of DFN, we suppose MM is susceptible to the large fracture, and
498 focus the flow on the large structure. Moreover, the MM generation rules do not take into
499 account a complete interaction between fractures, and for a better prediction of the hydraulics
500 properties, it will good think to upgrade the MM generation rules and adding more realistic
501 rules to mimic the fractures interactions. However, this new approach of the DFN, show a better
502 prediction of the flow regime, specifically of the channeling, never attained in the old analysis
503 of the DFN.

504 For the future work, it is important issue to understand exactly the role play by the T intersection
505 size in the flow regime and see if T intersection will still control the flow structure when their
506 size is increased (Ji, Nicholl et al. 2004, Huang, Meakin et al. 2005).

507

508 **7 Conclusions**

509 The hydraulic analysis resumes the impact of the network structure on the flow
510 localization/channeling. The hydraulic behavior of the both DFN is significantly different, with
511 an important channeling in MM, which is shown by all of the indicators of this study. Its
512 concluded and specify few definitions of the hydraulic indicator, where the permeability of the
513 DFN is controlled by the number of intersections, the flow exchanged by fracture is controlled
514 by the fracture length in MM, unlike PM, and the channeling factor is an important control of

515 the permeability, whatever the mass density. Beyond the geometrical properties and the
516 generation's rules, the localization factor define the permeability of the system.

517 The geometrical properties of both DFN is resumed in following:

- 518 • PM have more intersection than MM, around 1.7 to 2.1 times more greater;
- 519 • MM have between 72% and 95% of T intersection which compose the DFN.
- 520 • The number of dead ends is more important for MM than PM, and maximum for the critical
521 model MMAS.

522 All of this conclusions explain why the flow is more focused in MM. PM Permeability is around
523 5 to 1.4 times greater than MM. The channelization is between 2.5 to 1.5 greater in MM than
524 PM. The structural effect of MM is significant.

525 The hydraulic behavior of the mechanical models is less impacted by the hydraulic properties
526 of the fracture, thus σ of the lognormal normal distributed fracture transmissivity play a
527 significant role in PM, unlike in MM, where the network structure have more impact on the
528 flow regime.

529 Thus, we assume that the most of the difference in the hydraulic behaviors between the both
530 DFN MM and PM arises from the generation rules processes where, in the mechanical model,
531 the simplified mechanical rules mimic the mechanical interaction between fractures during the
532 growth step.

534 **REFERENCES**

- 535 Abelin, H., L. Birgersson and T. Ågren (1990). The channeling experiment-instrumentation and
536 site preparation, Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- 537 Abelin, H., L. Birgersson, H. Widén, T. Ågren, L. Moreno and I. Neretnieks (1994).
538 "Channeling experiments in crystalline fractured rocks." Journal of Contaminant Hydrology
539 **15**(3): 129-158.
- 540 Abelin, H., I. Neretnieks, S. Tunbrant and L. Moreno (1985). Final report of the migration in a
541 single fracture-Experimental results and evaluation, Swedish Nuclear Fuel and Waste
542 Management Co., Stockholm.
- 543 Andersson, J. and B. Dverstorp (1987). "Conditional simulations of fluid flow in three-
544 dimensional networks of discrete fractures." Water Resources Research **23**(10): 1876-1886.
- 545 Atkinson, B. K. (1987). "Introduction to fracture mechanics and its geophysical applications."
546 Fracture mechanics of rock: 1-26.
- 547 Balberg, I. (1985). "Universal percolation-threshold limits in the continuum." Physical review
548 **B 31**(6): 4053.
- 549 Balberg, I., C. H. Anderson, S. Alexander and N. Wagner (1984). "Excluded volume and its
550 relation to the onset of percolation." Physical Review B **30**(7): 3933-3943.
- 551 Berkowitz, B. (1995). "Analysis of fracture network connectivity using percolation theory."
552 Mathematical Geology **27**(4): 467-483.
- 553 Berkowitz, B. (2002). "Characterizing flow and transport in fractured geological media: A
554 review." Advances in water resources **25**(8): 861-884.
- 555 Birgersson, L., L. Moreno, I. Neretnieks, H. Widén and T. Ågren (1993). "A tracer migration
556 experiment in a small fracture zone in granite." Water resources research **29**(12): 3867-3878.
- 557 Bonneau, F., V. Henrion, G. Caumon, P. Renard and J. Sausse (2013). "A methodology for
558 pseudo-genetic stochastic modeling of discrete fracture networks." Computers & Geosciences
559 **56**: 12-22.
- 560 Bonnet, E., O. Bour, N. E. Odling, P. Davy, I. Main, P. Cowie and B. Berkowitz (2001).
561 "Scaling of fracture systems in geological media." Reviews of geophysics **39**(3): 347-383.
- 562 Bour, O. and P. Davy (1997). "Connectivity of random fault networks following a power law
563 fault length distribution." Water Resources Research **33**(7): 1567-1583.
- 564 Bour, O. and P. Davy (1998). "On the connectivity of three-dimensional fault networks." Water
565 Resources Research **34**(10): 2611-2622.
- 566 Bour, O., P. Davy, C. Darcel and N. Odling (2002). "A statistical scaling model for fracture
567 network geometry, with validation on a multiscale mapping of a joint network (Hornelen Basin,
568 Norway)." Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012) **107**(B6): ETG 4-1-ETG
569 4-12.
- 570 Brown, S. R. and C. H. Scholz (1985). "Broad bandwidth study of the topography of natural
571 rock surfaces." Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012) **90**(B14): 12575-
572 12582.

573 Cacas, M. C., E. Ledoux, G. de Marsily, A. Barbreau, P. Calmels, B. Gaillard and R. Margritta
574 (1990a). "Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: Calibration and
575 validation: 1. The flow model." Water Resources Research **26**(3): 491-500.

576 Cacas, M. C., E. Ledoux, G. de Marsily, A. Barbreau, P. Calmels, B. Gaillard and R. Margritta
577 (1990b). "Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: Calibration and
578 validation: 2. The transport model." Water Resources Research **26**(3): 491-500.

579 Charles, R. (1958). "Dynamic fatigue of glass." Journal of Applied Physics **29**(12): 1657-1662.

580 Crampin, S. (1999). "Implications of rock criticality for reservoir characterization." Journal of
581 Petroleum Science and Engineering **24**(1): 29-48.

582 Dahi-Taleghani, A. and J. E. Olson (2011). "Numerical modeling of multistranded-hydraulic-
583 fracture propagation: Accounting for the interaction between induced and natural fractures."
584 SPE J **16**(3): 575-581.

585 Darcel, C., O. Bour, P. Davy and J. R. de Dreuzy (2003). "Connectivity properties of two-
586 dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation." Water Resources Research
587 **39**(10): 1272.

588 Davy, P. (1993). "On the frequency-length distribution of the San Andreas Fault System."
589 Journal of Geophysical Research: Solid Earth **98**(B7): 12141-12151.

590 Davy, P., O. Bour, J.-R. De Dreuzy and C. Darcel (2006). "Flow in multiscale fractal fracture
591 networks." Geological Society, London, Special Publications **261**(1): 31-45.

592 Davy, P., A. Hansen, E. Bonnet and S. Z. Zhang (1995). "Localization and fault growth in
593 layered brittle-ductile systems: Implications for deformations of the continental lithosphere."
594 Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012) **100**(B4): 6281-6294.

595 Davy, P., R. Le Goc and C. Darcel (2013). "A model of fracture nucleation, growth and arrest,
596 and consequences for fracture density and scaling." Journal of Geophysical Research: Solid
597 Earth **118**(4): 1393-1407.

598 Davy, P., R. Le Goc, C. Darcel, O. Bour, J.-R. de Dreuzy and R. Munier (2010). "A likely
599 universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics." Journal
600 of Geophysical Research: Solid Earth **115**(B10): B10411.

601 Davy, P., A. Sornette and D. Sornette (1990). "Some consequences of a proposed fractal nature
602 of continental faulting." Nature **348**(6296): 56-58.

603 de Dreuzy, J.-R., P. Davy and O. Bour (2000). "Percolation parameter and percolation-threshold
604 estimates for three-dimensional random ellipses with widely scattered distributions of
605 eccentricity and size." Physical review E **62**(5): 5948.

606 de Dreuzy, J.-R., P. de Boiry, G. Pichot and P. Davy (2010). "Use of power averaging for
607 quantifying the influence of structure organization on permeability upscaling in on-lattice
608 networks under mean parallel flow." Water Resources Research **46**(8): W08519.

609 de Dreuzy, J.-R., Y. Méheust and G. Pichot (2012). "Influence of fracture scale heterogeneity
610 on the flow properties of three-dimensional discrete fracture networks (DFN)." Journal of
611 Geophysical Research **117**: B11207.

612 De Dreuzy, J.-R., G. Pichot, B. Poirriez and J. Erhel (2013). "Synthetic benchmark for modeling
613 flow in 3D fractured media." Computers & Geosciences **50**: 59-71.

614 de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2001). "Hydraulic properties of two-dimensional
615 random fracture networks following a power law length distribution: 1-Effective connectivity."
616 Water Resources Research **37**(8).

617 de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2001). "Hydraulic properties of two-dimensional
618 random fracture networks following a power law length distribution: 2-Permeability of
619 networks based on log-normal distribution of apertures." Water Resources Research **37**(8):
620 2079-2095.

621 de Dreuzy, J. R., P. Davy and O. Bour (2002). "Hydraulic properties of two-dimensional
622 random fracture networks following power law distributions of length and aperture." Water
623 Resources Research **38**(12): 12-11-12-19.

624 Dershowitz, W. S. and H. H. Herda (1992). "Interpretation of fracture spacing and intensity."
625 Rock mechanics: 757-766.

626 Desbarats, A. (1992). "Spatial averaging of hydraulic conductivity in three-dimensional
627 heterogeneous porous media." Mathematical Geology **24**(3): 249-267.

628 Drazer, G. and J. Koplik (2000). "Permeability of self-affine rough fractures." Physical Review
629 E **62**(6): 8076.

630 Erhel, J., J.-R. De Dreuzy and B. Poirriez (2009). "Flow simulation in three-dimensional
631 discrete fracture networks." SIAM Journal on Scientific Computing **31**(4): 2688-2705.

632 Follin, S., L. Hartley, I. Rhén, P. Jackson, S. Joyce and D. Roberts (2013). "A methodology to
633 constrain the parameters of a hydrogeological discrete fracture network model for sparsely
634 fractured crystalline rock , exempli fi ed by data from the proposed high-level nuclear waste
635 repository site at Forsmark , Sweden." Hydrogeology Journal.

636 Gudmundsson, A. (1987). "Geometry, formation and development of tectonic fractures on the
637 Reykjanes Peninsula, southwest Iceland." Tectonophysics **139**(3-4): 295-308.

638 Gustafson, G. and Å. Fransson (2006). "The use of the Pareto distribution for fracture
639 transmissivity assessment." Hydrogeology journal **14**(1-2): 15-20.

640 Hsieh, P. A. (1998). "Scale effects in fluid flow through fractured geologic media." Scale
641 dependence and scale invariance in hydrology: 335-353.

642 Hsieh, P. A., S. P. Neuman, G. K. Stiles and E. S. Simpson (1985). "Field Determination of the
643 Three-Dimensional Hydraulic Conductivity Tensor of Anisotropic Media: 2. Methodology and
644 Application to Fractured Rocks." Water Resources Research **21**(11): 1667-1676.

645 Huang, H., P. Meakin, M. Liu and G. E. McCreery (2005). "Modeling of multiphase fluid
646 motion in fracture intersections and fracture networks." Geophysical Research Letters **32**(19):
647 L19402.

648 Ishibashi, T., N. Watanabe, N. Hirano, A. Okamoto and N. Tsuchiya (2012). "GeoFlow: A
649 novel model simulator for prediction of the 3-D channeling flow in a rock fracture network."
650 Water Resources Research **48**: 6.

651 Ji, S. H., M. J. Nicholl, R. J. Glass and K. K. Lee (2004). "Influence of a simple fracture
652 intersection on density-driven immiscible flow: Wetting vs. nonwetting flows." Geophysical
653 Research Letters **31**(14).

654 Jing, L. and O. Stephansson (2007). Fundamentals of Discrete Element Methods for Rock
655 Engineering: Theory and Applications: Theory and Applications, Elsevier.

656 Kerrou, J., P. Renard, H.-J. H. Franssen and I. Lunati (2008). "Issues in characterizing
657 heterogeneity and connectivity in non-multiGaussian media." Advances in water resources
658 **31**(1): 147-159.

659 Keshavarzi, R. and S. Mohammadi (2012). A new approach for numerical modeling of
660 hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs. SPE/EAGE European
661 Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production.

662 Kirkpatrick, S. (1973). "Percolation and conduction." Reviews of modern physics **45**(4): 574.

663 Klimczak, C., R. A. Schultz, R. Parashar and D. M. Reeves (2010). "Cubic law with aperture-
664 length correlation: implications for network scale fluid flow." Hydrogeology Journal **18**(4):
665 851-862.

666 Long, J. C. S. and D. M. Billaux (1987). "From field data to fracture network modeling: An
667 example incorporating spatial structure." Water Resources Research **23**(7): 1201-1216.

668 Long, J. C. S., P. Gilmour and P. A. Witherspoon (1985). "A Model for Steady Fluid Flow in
669 Random Three-Dimensional Networks of Disc-Shaped Fractures." Water Resources Research
670 **21**(8): 1105-1115.

671 Long, J. C. S., J. S. Remer, C. R. Wilson and P. A. Witherspoon (1982). "Porous Media
672 Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures." Water Resources Research **18**(3): 645-
673 658.

674 Margolin, G., B. Berkowitz and H. Scher (1998). "Structure, flow, and generalized conductivity
675 scaling in fracture networks." Water Resources Research **34**(9): 2103-2121.

676 Martinez-Landa, L. and J. Carrera (2005). "An analysis of hydraulic conductivity scale effects
677 in granite (Full-scale Engineered Barrier Experiment (FEBEX), Grimsel, Switzerland)." Water
678 Resources Research **41**(3).

679 McClure, M. W. and R. N. Horne (2014). Discrete Fracture Network modeling of hydraulic
680 stimulation, coupling flow and geomechanics, Springer.

681 Méheust, Y. and J. Schmittbuhl (2000). "Flow enhancement of a rough fracture." Geophysical
682 Research Letters **27**(18).

683 Neretnieks, I. (1990). Solute transport in fractured rock - Applications to radionuclide waste
684 repositories, Royal Institute of Technology, Stockholm.

685 Neuman, S. P. (2005). "Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport
686 through fractured rocks." Hydrogeology Journal **13**: 124-147.

687 Neuzil, C. E. and J. V. Tracy (1981). "Flow through fractures." Water Resources Research
688 **17**(1): 191-199.

689 Odling, N. E. (1997). "Scaling and connectivity of joint systems in sandstones from western
690 Norway." Journal of Structural Geology **19**(10): 1257-1271.

691 Oehman, J. and S. Follin (2010). Site investigation SFR. Hydrogeological modelling of SFR.
692 Model version 0.2, Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).

693 Öhberg, A. and P. Rouhiainen (2000). Posiva groundwater flow measuring techniques, Posiva
694 Oy, Helsinki (Finland).

695 Olsson, O. (1992). Site characterization and validation project - Final Report -. S. P. 92-22,
696 Conterra AB, Uppsala, Sweden.

697 Park, Y.-J., J.-R. de Dreuzy, K.-K. Lee and B. Berkowitz (2001). "Transport and intersection
698 mixing in random fracture networks with power law length distributions." Water Resources
699 Research **37**(10): 2493-2501.

700 Pichot, G., J. de Dreuzy and J. Erhel (2012). "Flow simulation in 3D multi-scale fractured
701 networks using non-matching meshes." SIAM J. Sci. Comput **34**(1): B86-B105.

702 Pichot, G., B. Poirriez, J. Erhel and J.-R. De Dreuzy (2013). A domain decomposition method
703 for solving flow in stochastic Discrete Fracture Networks (DFN) on non conforming mesh.
704 Domain Decomposition Methods in Science and Engineering XXII (DD22).

705 Renshaw, C. E. (1999). "Connectivity of joint networks with power law length distributions."
706 Water Resources Research **35**(9): 2661-2670.

707 Ronayne, M. J. and S. M. Gorelick (2006). "Effective permeability of porous media containing
708 branching channel networks." Physical Review E **73**(2): 026305.

709 Scholz, C. H. and P. A. Cowie (1990). "Determination of total strain from faulting using slip
710 measurements." Nature **346**(6287): 837-839.

711 Segall, P. and D. D. Pollard (1983). "Joint formation in granitic rock of the Sierra Nevada."
712 Geological Society of America Bulletin **94**(5): 563-575.

713 Trincherro, P., X. Sánchez-Vila and D. Fernández-García (2008). "Point-to-point connectivity,
714 an abstract concept or a key issue for risk assessment studies?" Advances in water resources
715 **31**(12): 1742-1753.

716 Tsang, C.-F. and I. Neretnieks (1998). "Flow Channeling in Heterogeneous Fractured Rocks."
717 Reviews of Geophysics **36**(2): 257-298.

718 Tsang, Y. W. and C. Tsang (1987). "Channel model of flow through fractured media." Water
719 Resources Research **23**(3): 467-479.

720 Tsang, Y. W. and C. F. Tsang (1989). "Flow channeling in a single fracture as a two-
721 dimensional strongly heterogeneous permeable medium." Water Resources Research **25**(9):
722 2076-2080.

723 Turcotte, D. (1986). "A fractal model for crustal deformation." Tectonophysics **132**(1): 261-
724 269.

725 Watanabe, N., N. Hirano and N. Tsuchiya (2009). "Diversity of channeling flow in
726 heterogeneous aperture distribution inferred from integrated experimental-numerical analysis
727 on flow through shear fracture in granite." Journal of Geophysical Research **114**: B04208.

728 Wei, Z. Q., P. Egger and F. Descoeurdes (1995). "Permeability predictions for jointed rock
729 masses." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics
730 Abstracts **32**(3): 251-261.

731

732 **Appendix 1. Number of intersection per fractures.**

733 In this appendix, we derive an analytical expression of the number of intersections per fracture
734 $I_F(l)$. We first calculate the number of fracture F' of size l' that intersect a fracture F of size l .
735 This amounts to calculate the volume surrounding F into which the center of F' must lie to

736 intersect it. This volume can be approximated by a cylinder of radius $l + l'/2$, and height $\beta l'$,
 737 where β is a coefficient that takes account of the differential orientation of F' vs F :

738
$$V_I = \beta (l + l'/2)^2 \cdot l'$$

739 The number of fractures in this volume is given by the density of fractures: $n(l', V) = V * \alpha l'^{-4}$,
 740 as in eq.3, and the total number of intersection is obtained by summing the contribution of all
 741 fractures size l' :

742
$$n_I(l) = \int_{l'=l_{min}}^{l'=L} V_{ex} \cdot n(l', L) dl'$$

743 By using p_{32} instead of α ($p_{32} = \frac{\alpha\pi}{4} l_{min}^{-1}$), we derive an analytical expression for this integral :

$$n_I(l) = \beta(p_{32} \cdot l_{min}) \cdot \left(\frac{1}{4} \cdot \log\left(\frac{L}{l_{min}}\right) + \left(\frac{l}{l_{min}} - \frac{l}{L}\right) + \frac{1}{2} \left(\frac{l}{l_{min}}\right)^2 \right) \quad 11$$

744

745

4.2 Discussion et conclusion.

Dans cette partie, nous proposons d'étudier l'effet de la structure géométrique des modèles mécaniques (MM) sur l'organisation spatiale de l'écoulement. Pour cela, nous avons comparé MM à des modèles poissonniens (PM), où l'organisation spatiale du réseau n'est pas contrainte. Excepté les conditions de génération, les MM et PM sont identiques d'un point de vue de la densité, de la distribution des orientations considérée comme aléatoire, la distribution des longueurs de fractures. Cette étude comparative est rendue possible par l'étude des propriétés géométriques des DFN, à partir d'indicateur statistique connu, mais aussi par les développements de nouveaux indicateurs hydrauliques. Ces nouveaux indicateurs permettent de caractériser l'organisation spatiale de l'écoulement à travers le réseau (d_b), et de quantifier la chenalisation du DFN ($[p_{32}]_Q$). Une limite importante à indiquer et le calcul de d_b qui ne prend pas en compte la superficie réelle occupée par l'écoulement, mais la surface totale de la fracture qui porte le flux. Ces deux cas de figure sont présentés dans la Fig. 4-1 où le flux est localisé sur le maillage et la Fig. 4-2 et

Fig. 4-3, où la localisation précise de l'écoulement n'est pas représentée.

A propriétés géométriques identiques :

- PM a entre 2.1 et 1.7 fois plus d'intersections que les modèles MM;
- MM a entre 72% et 95% d'intersections de type T;
- La perméabilité PM est entre 1.4 et 5 fois supérieure à celle des MM ;
- Un nombre de bras plus important dans les modèles MM ;
- La chenalisation est plus marquée dans MM que dans PM ;
- La densité du backbone des MM-A, est très faible comparé à leur équivalent PM ;
- L'effet de structure est plus important que l'effet de distribution des transmissivités ;

Ces conclusions peuvent être illustrées en comparant, toujours à propriétés géométriques équivalentes, les images résultant de la modélisation 3D des DFN (Fig. 4-1) :

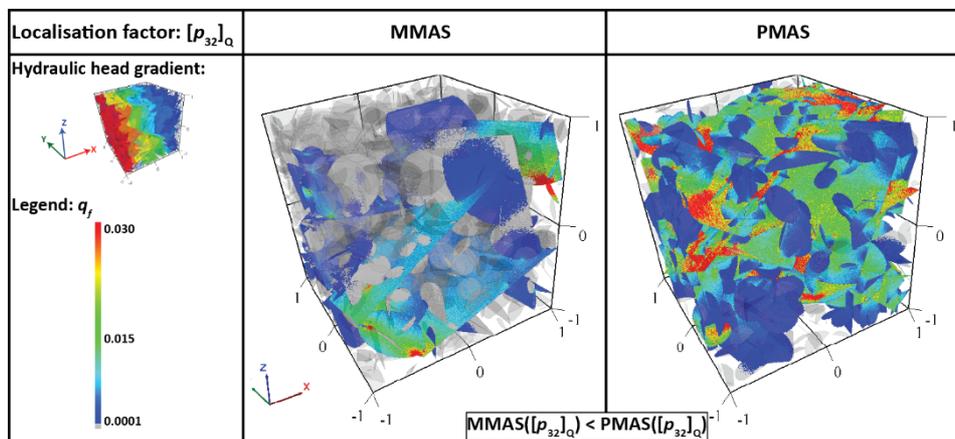


Fig. 4-1. Illustration de l'écoulement à travers deux DFN AS, MM et PM. Le flux est mesuré sur chacune des mailles du réseau. Les fractures qui ne portent pas le flux sont en transparent.

La Fig. 4-1 présente le flux sur chaque maille du réseau, pour PM et MM –AS, ainsi que le sens de l'écoulement et le gradient de charge. Nous avons choisi de comparer ces deux modèles, car les effets de structures y sont extrêmes, et plus faciles à visualiser. En première approche, nous pouvons constater que le nombre de fractures qui portent un flux (couleur bleue à rouge) est plus grand pour le PMAS. Ce qui se traduit par $MMAS([p_{32}]_Q) < PMAS([p_{32}]_Q)$. En deuxième approche, nous pouvons regarder uniquement les flux échangés sur les fractures, ce qui illustrera l'effet de la structure sur le backbone (Fig. 4-2).

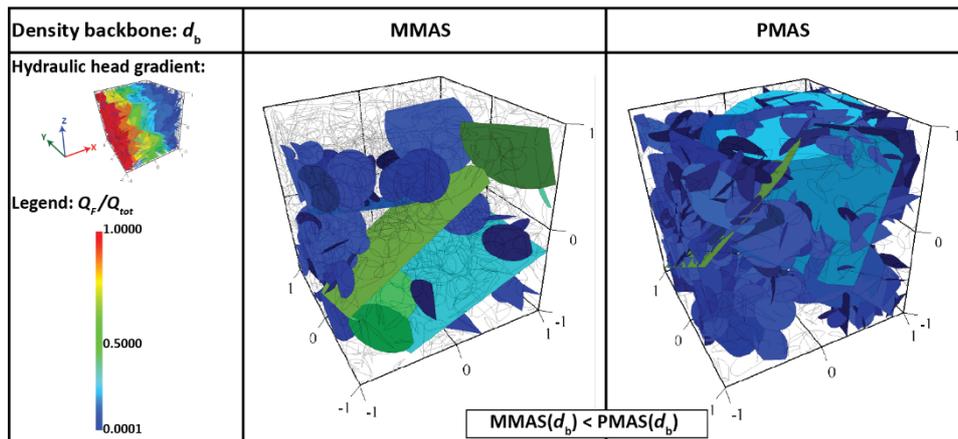


Fig. 4-2. Illustration du flux échangés entre une fracture et le reste du réseau. Les DFN présentés sont de type AS. L'échelle de couleur correspond à la valeur du flux échangé Q_F divisé par le flux total à travers le réseau Q_{tot} .

Cette manière de visualiser les flux à travers les réseaux permet de montrer deux phénomènes. Le premier, la densité du backbone de MMAS est plus faible que le backbone de PM. Cela se traduit par un faible nombre de fractures qui ont $Q_F < 0.0001$ dans MMAS. La deuxième information est de visualiser exactement les fractures qui portent la majeure partie du flux. Dans le cas de MMAS, nous constatons que ce sont les deux grandes fractures qui portent le flux (~60% et ~10% du flux total).

L'effet de la structure comparé à l'effet de transmissivité est tout aussi visible en comparant les MM et PM entre eux pour différentes valeurs de distribution de transmissivité (Fig. 4-3).

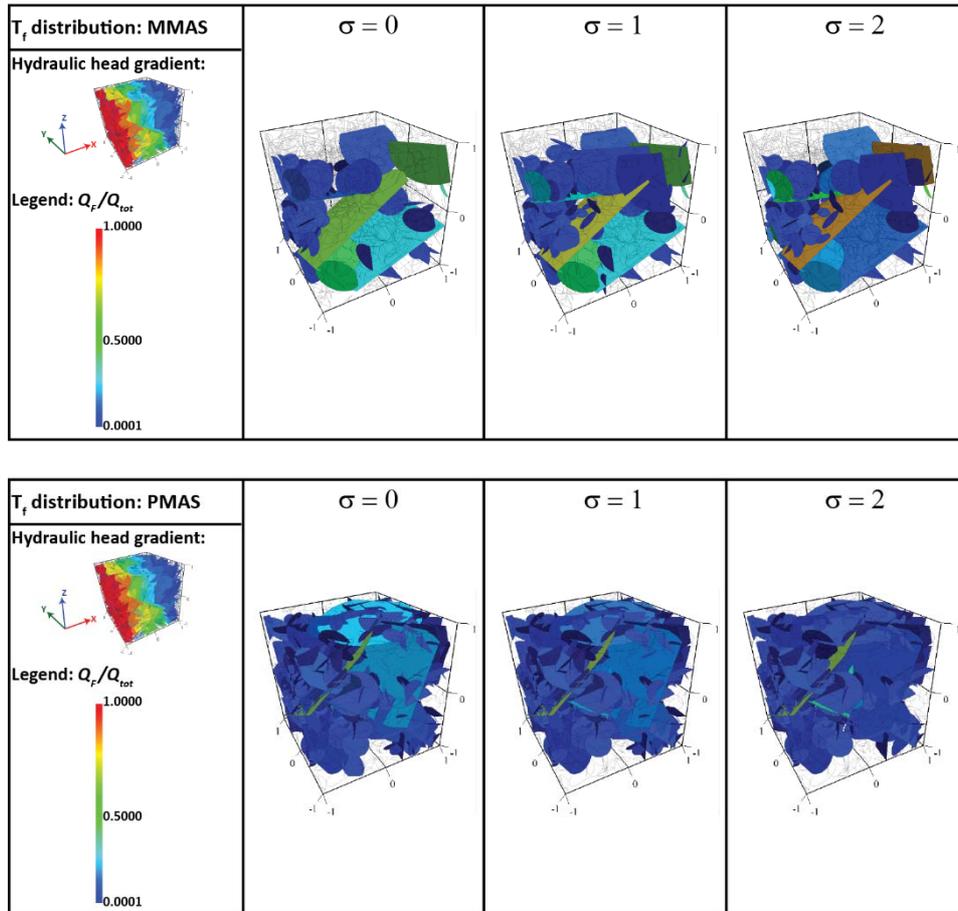


Fig. 4-3. Illustration de l'effet de la structure sur les DFN. En haut, la figure présente les effets de T_f sur la structure de MMAS. En bas, ces mêmes effets sont présentés pour PMAS. σ correspond à l'écart type de la distribution de transmissivité sous-jacente.

La

Fig. 4-3 présente 3 simulations à différentes valeurs de σ pour un MM et son équivalent PM. Pour MMAS et lorsque σ augmente, cette figure illustre la concentration de la chenalisation le long d'une structure principale composée de deux fractures. Ce qui traduit une diminution de $[p_{32}]_Q$. Cependant, le nombre de petites fractures échangeant un flux, autour du chemin principal, semble augmenter. Cette augmentation du nombre de fractures avec $Q_F \neq 0$ vient quelque peu limiter la diminution de $[p_{32}]_Q$. Cette conclusion est moins évidente pour l'illustration de PMAS, d'où la nécessité de moyenner les indicateurs statistiques sur un grand nombre de simulations. Cette étude apporte un nouveau regard sur les propriétés hydrauliques des réseaux. Pour la structure géométrique organisée selon des lois simples (MM), la chenalisation est plus importante. Ce qui suppose que si l'on veut prédire des flux de plus en plus chenaliser, nous devons prendre en compte la structure géométrique comme un ensemble de paramètres intercorrélés et non plus résultant de différents paramètres sans lien entre eux. Nous pouvons supposer que si la génération des modèles était contrainte par des lois physiques plus complexes, la structure géométrique du DFN se rapprocherait de la structure du milieu naturel. Nous pouvons aussi ajouter une distribution de transmissivité corrélée à la longueur de fracture et de vérifier qu'elle en sera l'impact sur la chenalisation. Les premiers résultats démontrent que la chenalisation des réseaux s'accroît pour les deux PM et MM, ainsi que la perméabilité, jusqu'à atteindre des valeurs similaires de $[p_{32}]_Q$ entre les deux modèles PM et MM.

Chapitre 5. Dimensional analysis, permeability scaling.

Pendant la durée de cette thèse, les projets de recherche et de développement ont continué afin d'améliorer les connaissances sur les réseaux fracturés (Darcel et al., 2014a, Darcel et al., 2014b, Hope et al., 2015). Actuellement, l'équipe encadrante travaille sur la génération d'un modèle mécanique (UFM) comme une alternative au DFN disponible sur le site de Forsmark (Darcel et al., In prep). Cette partie présente un extrait de ce travail mené actuellement par ITASCA et le CNRS.

5.1 Résumé.

Une des principales problématiques des réseaux numériques est la définition de l'échelle de mesure. Un DFN est généré sur une gamme de longueurs de fractures, généralement bornée, et donne des résultats qui ne sont pas directement comparables avec le même modèle défini sur une autre échelle. L'originalité de ce rapport est de proposer une analyse adimensionnelle, qui permet de ré exprimer les propriétés de densités des fractures pour toutes les échelles, en fonction de la plus petite des fractures l_{min} et de la taille du domaine L .

A partir du modèle mécanique AC, développé et étudié dans le cadre de ce rapport de thèse, la densité est exprimée par une valeur adimensionnelle (p_{32}^*). p_{32}^* est alors indépendant de la gamme de longueurs étudiées (l_{min} à L). Sur toutes les gammes de longueurs testées, les perméabilités (K^*), exprimées à partir de p_{32}^* , ont tendance à se concentrer sur un seul point. Cette étude montre que la perméabilité est contrôlée par la densité adimensionnelle et la taille de la plus petite fracture l_{min} . Ainsi, avec les paramètres actuels, la seule façon d'augmenter la perméabilité est d'augmenter le terme de densité. Une augmentation de la taille L du réseau n'est donc pas suffisante pour changer la perméabilité, à l_{min} constant. Bien que la gamme de tailles de fractures n'est pas critique pour évaluer la perméabilité, il faut malgré tout se situer au-dessus du seuil de percolation afin d'exprimer K^* .

Ces résultats peuvent être utilisés pour prédire la perméabilité pour des DFN à transmissivité constante, et pour toutes les gammes de tailles de fractures dès que la gamme considérée est suffisante pour être dominée par les effets de densité et non par des effets de connectivité.

5.2 Extrait du rapport (Darcel et al., In prep).

C. Darcel, P. Davy, R. Le Goc, J. Maillot^{1,2}

The objective of the task is to assess the potential flow properties of the UFM DFN model. For that purpose, three aspects are investigated: i) flow scaling in the arrest regime and for constant transmissivities, ii) potential role of the growth regime and iii) consideration of transmissivity distributions (lognormal, non or semi correlated). The flow indicators used to analyse these three aspects are first recalled.

5.2.1 Dimensionnal analysis

This is quite a basic text that intends to show how permeability scales with model parameters. This analysis is based on a scaling analysis, which rewrites all equations with dimensionless variables¹. Two systems of different sizes and permeability are said “scale identical” (i.e. the properties of the first can be deduced from the second by a scaling analysis) if all the dimensionless variables are equal.

For permeability modeling, the target variable is the system permeability, and it is defined from a set of fracture transmissivity $\{T_i\}$, length $\{l_i\}$, and position coordinates $\{x_i\}$ ($3N$ parameters, if N is the total number of fractures in the system). For the scaling analysis, we need only two basic parameters: a characteristic transmissivity of fracture T_o , and a characteristic length scale l_o ; the characteristic permeability is deduced from the two others ($K_o = T_o/l_o$). The main dimensionless variables writes as K^* , $T^* = T/T_o$, $l^* = l/l_o$, $x^* = x/l_o$, $p_{32}^* = p_{32}l_o$, etc.

Two systems will have the dimensionless permeability K^* (with $K^* = K/K_o$) if the fractures characteristics $\{T_i^*\}$, $\{l_i^*\}$, and $\{x_i^*\}$ are identical. In a statistical analysis, we replace these three distributions by the distribution parameters. In this study, the distribution parameters are:

- $\{T_i\}$ is assumed to be a lognormal distribution of transmissivity defined by both parameters T_f and σ_f , with T_f the log average of transmissivity and σ_f the (dimensionless) logvariability;
- $\{l_i\}$ is a power-law length distribution defined by l_m and l_M the smallest and largest fracture lengths, resp., a the exponent of the power-law distribution, and α the density term. Note that if l_M is much larger than the system size L , l_M has almost no influence on the system permeability.
- $\{x_i\}$ are a set of position coordinates that are distributed between 0 and the system size L , according to a position model (randomly distributed for the Poisson model, and distributed differently for the mechanical models).

The natural choice for T_o and l_o are the log-average fracture transmissivity T_f and the smallest fracture l_m , respectively. From a statistical point of view, the system is thus fully defined by 4 independent parameters $\sigma_f^* = \sigma_f$, a , $\alpha^* = \alpha l_m^{4-a}$, and $L^* = L/l_m$, plus the distribution model for fracture position.

Let take the example of a large systems ($L^* \gg 1$) with given permeability variation σ_f and power-law length exponent a . We find that the permeability depends on the fracture density p_{32} such as:

$$K = k T_f (p_{32} - p_c) \quad \text{Équation 5-1}$$

Written in dimensionless variables K^* and p_{32}^* , the above equation writes as:

¹ A parameter is a characteristic, feature, or measurable factor that can help in defining a particular system.

$$K^* = K \frac{l_m}{T_f} = k l_m (p_{32} - p_c) = k(p_{32}^* - p_c^*) \quad \text{Équation 5-2}$$

Where l_m is the minimum fracture size, T_f the transmissivity, k and p_{32}^* are two constants and the adimensional density p_{32}^* simply is:

$$\begin{aligned} p_{32}^* &= p_{32} \cdot l_m \\ p_{32c}^* &= p_c^* = p_{32c} \cdot l_m \end{aligned} \quad \text{Equation 5-1}$$

And, the permeability is rewritten as :

$$K^* = K \frac{l_m}{T_f} = k l_m (p_{32} - p_c) = k(p_{32}^* - p_c^*) \quad \text{Équation 5-3}$$

with $p_c^* = p_c \cdot l_m$. This scaling relationship is independent of the transmissivity and length scales; its intrinsic parameters are both dimensionless parameters k and p_c^* . Équation 5-1 should thus be rewritten as

$$K^* = k T_f \left(p_{32} - \frac{p_c^*}{l_m} \right) \quad \text{Équation 5-4}$$

which predicts that increasing l_m leads to a decrease of the permeability threshold.

For smaller systems, there exists a dependency on the system size L^* that is not described by equation

$$K^* = K \frac{l_m}{T_f} = k l_m (p_{32} - p_c) = k(p_{32}^* - p_c^*) \quad \text{Équation 5-2}$$

Where l_m is the minimum fracture size, T_f the transmissivity, k and p_{32c}^* are two constants and the adimensional density p_{32}^* simply is:

$$\begin{aligned} p_{32}^* &= p_{32} \cdot l_m \\ p_{32c}^* &= p_c^* = p_{32c} \cdot l_m \end{aligned} \quad \text{Equation 5-1}$$

And, the permeability is rewritten as :

$$K^* = K \frac{l_m}{T_f} = k l_m (p_{32} - p_c) = k(p_{32}^* - p_c^*) \quad \text{Équation 5-3}$$

As a first approximation, we assume that k and p_c^* can depend on L^* , and calculate this dependency from numerical simulation.

Once T_f , k and P_{32c} are known, the relation can be used to predict the permeability for constant transmissivities and for any range of fracture sizes as soon as the considered range is sufficient

to be dominated by density effects and not by connectivity effects (in practice here with $p \cong 3 \cdot p_c$).

5.2.2 Scale effects on permeability

Direct flow simulations are performed in order to validate the Équation 5-4. Their extent is constrained by numerical capacities, the limiting factor being in practice the total number of zones used to discretize the DFN. In practice the selected mesh size is fixed by the smallest fracture size as 1/10 of smallest fracture. Hence, a typical UFM DFN generated over a range $l_{max} / l_m = 10$, contains roughly $5 \cdot 10^6$ zones. Solving the flow on one processor with 2.20Ghz then takes approximately 5 min (realizations can be in parallel).

Former simulations (Maillot et al., in prep, Maillot, 2015) have shown that flow indicators, from one realization to the other, are quite important. A significant number of runs is then required to get well defined mean trends. At least 100 runs are performed for each set of tested parameters. The maximum time necessary to perform each simulation is also limited to reasonable values. The set of tested parameters are recalled in Table 5. The maximum tested range has a ratio l_{max} / l_m equal to 20.

Table 5: Summary parameters of the DFN flow simulations (constant transmissivities). l_N is the nuclei size, L_G is the generation size, L is the model size for flow simulation and l_m is the minimum fracture size considered for the flow simulation.

| Generation parameters | | | Selected range for flow | | | | T | |
|-----------------------|--------------------|----------------|-------------------------|----------|-----------------|----------------|------------|----------------------|
| l_N | Type | L_G | L | l_m | L/l_m | Nb runs | | |
| 1 | AC, AS, BC, BS, PM | 30 | 20 | 2 | 10 | 1000 | cte | <i>Maillot et al</i> |
| 1 | AC | 30 | 10 - 25 | 2 | 5 - 12.5 | >100 | cte | |
| 1 | AC | L | 5 - 30 | 2 | 2.5 - 15 | >100 | cte | |
| 1 | AC | 1.5 · L | 10 - 25 | 2 | 5 - 12.5 | >200 | cte | |
| 1 | AC | $2 \cdot L$ | 10 - 25 | 2 | 5 - 12.5 | >100 | cte | |
| 1 | AC | 30 | 20 | 2 - 6 | 10 - 3.3 | >100 | cte | |
| 0.5 | AC | 30 | 20 | 1 | | >100 | cte | |

Raw results from several simulations (Table 5) are first plotted in Figure 5-1 as variations of K with the DFN density P_{32} . Increasing L at fixed l_m only marginally affects the results, especially when L is small and finite size effects arise from the limited amount of fracture in the tested DFN (on the graph, increased value to K when $L = 5$ and $l_m = 2$ leading to very few fractures). However, once the ratio L/l_m is sufficiently large, no variation of K and P_{32} are observed. On the other side, decreasing l_m leads to increase the fracture density P_{32} and to increase the permeability.

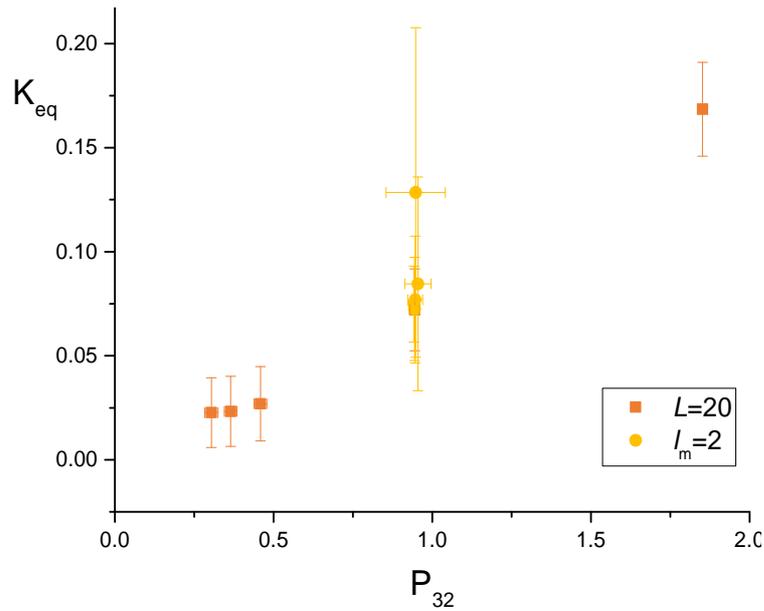


Figure 5-1: K_{eq} vs P_{32} for the UFM dense regime.

The same simulation results are normalized to define the adimensional quantities K^* and P_{32}^* (Figure 5-2). For a given UFM model, P_{32}^* is a constant that reflects the fracture size distribution density term α_u and thus is independent from the size range (but varies according to A/B rules, growth mode and nuclei orientations). Hence, over all the tested ranges, permeabilities tend to concentrate on a single point in the adimensional plot (Figure 5-2), in accordance with Equation 5-4.

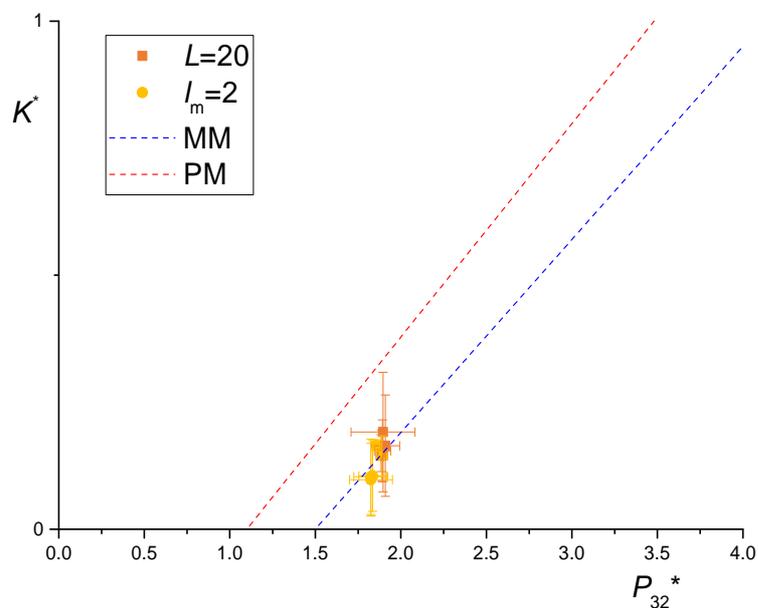


Figure 5-2: K^* vs P_{32}^* for the UFM dense regime.

These results imply that, if fracture transmissivities are constant and if the amount of fractures in the DFN is sufficient, the PM and MM models equivalent permeability is controlled by the DFN adimensional density and by the smallest fracture range l_m . In such conditions, no increase of permeability with model dimension can be observed. Also, beyond a minimum

connectivity level, the only way to get a higher permeability is to increase the density term (for a classical PM model more values of P_{32}^* could be used to delineate the relation outlined as a dashed red line in the figure). But increasing the range of fracture sizes does not produce an increase of permeability (at constant l_m).

Although the range of fracture sizes is not critical to evaluate the permeability, it is still partly controlling the minimum conditions necessary to get the adimensional permeability regime established. Indeed, this regime is relevant only when DFN are sufficiently connected (above the percolation threshold). When the fracture size density distribution has a power-law exponent equal to $k_r = 3$ (i.e. the UFM dense regime), the percolation parameter, which define the DFN connectivity state, is written like:

$$p(l_{min}, l_{max}) = \frac{\pi^2}{8} \alpha \ln\left(\frac{l_{max}}{l_{min}}\right)$$

The largest is the density term α , the smallest is the minimum ratio l_{max}/l_{min} necessary to be above threshold. In case of a uniformly oriented DFN model, about one half to one order of magnitude is required for the ratio l_{max}/l_{min} to reach the UFM regime defined by Équation 5-2 (i.e. controlled by p_{32}).

5.3 Conclusions

From the mechanical model AC, developed and studied in this thesis, density is expressed by a dimensionless value (p_{32}^*). p_{32}^* is considered as independent of the range of fracture length. On all tested models, permeability (K^*), expressed from p_{32}^* , tends to concentrate on a single point in a adimensionnel plot. This study shows that the permeability is controlled by the dimensionless density and size of the smallest fracture l_{min} . Thus, with the current settings, the only way to get a higher permeability is to increase the density term. Although the range of fracture size is not critical for evaluating the permeability, it must still be located above the percolation threshold to express K^* . From the mechanical model AC, developed and studied in this thesis, density is expressed by a dimensionless value (p_{32}^*). p_{32}^* is considered as independent of the range of fracture length. On all tested models, permeability (K^*), expressed from p_{32}^* , tends to concentrate on a single point in a adimensionnel plot. This study shows that the permeability is controlled by the dimensionless density and size of the smallest fracture l_{min} . Thus, with the current settings, the only way to get a higher permeability is to increase the density term. Although the range of fracture size is not critical for evaluating the permeability, it must still be located above the percolation threshold to express K^* .

Chapitre 6. Analyses statistiques et hydrauliques du site de Forsmark, Suède.

Depuis les années 1980, la Suède travaille sur la faisabilité du stockage de déchets nucléaires dans les milieux géologiques profonds. Le site de Forsmark a été choisi par SKB (Svensk Kärnbränskehantering AB) comme l'une des cibles potentielles pour le stockage final. Avant d'arriver à terme, il aura fallu décrire précisément la géologie du site, en surface et en profondeur. Pour cela, d'intenses investigations ont été menées, afin de définir un ensemble de modèles géologiques et structurales (Olofsson et al., 2007, Andersson et al., 2013, Stephens et al., 2007), ainsi que des modèles statistiques de la fracturation et de l'hydrogéologie (Stephens et al., 2015, Follin et al., 2007, Follin, 2008b, Stephens et al., 2008).

Le but de ce chapitre est de vérifier qu'il existe une adéquation entre les propriétés hydrauliques et structurales des modèles numériques et les propriétés mesurées in-situ. Pour cela, nous allons décrire précisément les propriétés hydrauliques et structurales de chacun des forages en adaptant les indicateurs numériques 3D au milieu naturel 1D. Une partie de notre approche se base sur l'hypothèse que le réseau fracturé naturel est composé des deux régimes dilué et dense. A partir de ce point, nous utiliserons une nouvelle approche afin de définir le p_{32} du régime dense et ainsi proposer une nouvelle interprétation des données par forage. En se basant sur l'hypothèse que l'écoulement est porté principalement par le régime dense, nous pouvons ainsi apporter un nouvel indicateur qui peut, potentiellement, donner un modèle numérique plus performant. Cette dernière partie prétend définir le modèle numérique capable de générer les propriétés géométriques du site et produire des propriétés hydrauliques cohérentes avec les mesures in-situ. Rappelons toutefois que les modèles calculés au précédent chapitre utilisent des hypothèses qui ne sont pas toutes vérifiées sur les données, en particulier le caractère aléatoire des orientations de fractures et les modèles simplistes de transmissivité qui, par exemple, ne prennent pas en compte des corrélations transmissivité-longueur.

L'approche développée est une étude préliminaire qui vise à définir une démarche d'analyse des données et de comparaison données/modèles. Elle pose la question du choix des modèles (géométriques ou hydrauliques) pertinents et de la détermination de leurs paramètres.

6.1 Contexte géologique

A 150km au nord de Stockholm, le site de Forsmark est situé sur le bouclier scandinave formé entre $-1.9Ga$ et $-1.85Ga$, pendant le Protozoïque, et principalement composé de roches granitiques (du granite au granodiorite). Le site d'accueil des déchets nucléaires se situe entre trois zones de déformation majeures à l'échelle du pays : la zone de déformation Forsmark ; la zone de déformation Eckarfjärden ; la zone de déformations Singö (Stephens et al., 2007, Stephens et al., 2008, Follin, 2008b) (Fig. 6-1).

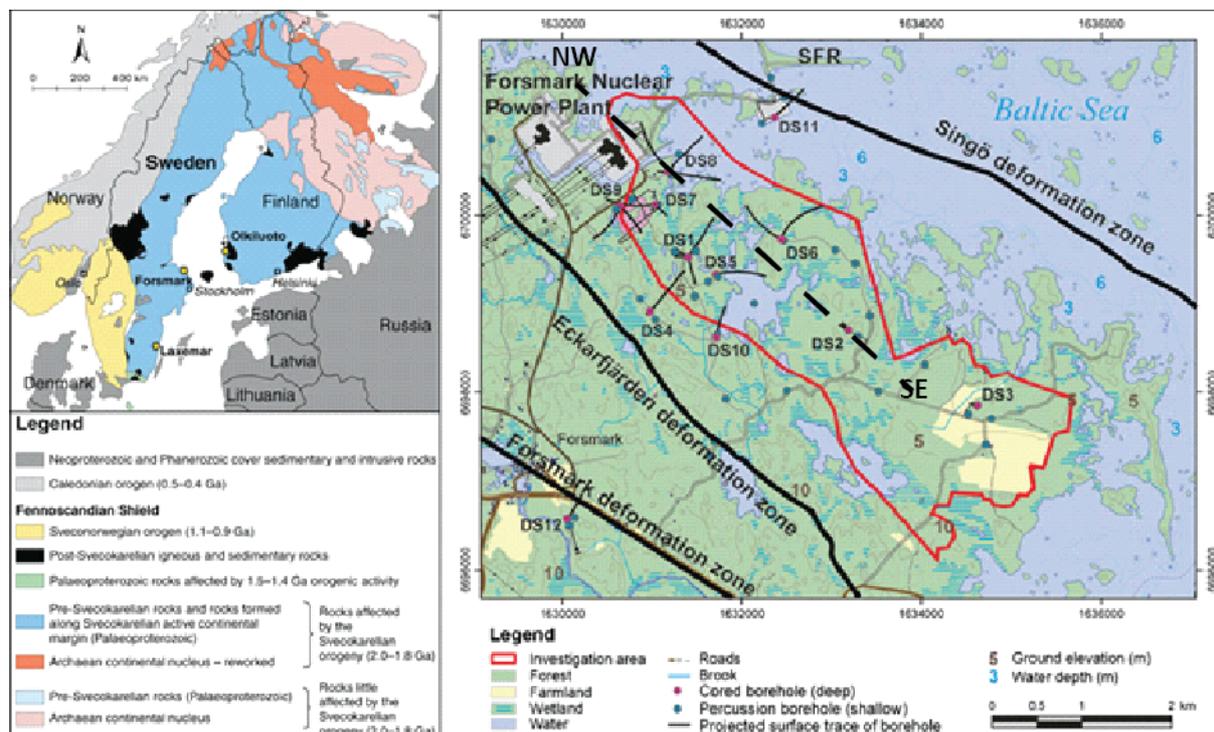


Fig. 6-1. Carte géologique de la Suède, localisation du site de Forsmark (gauche). Localisation des zones de déformations majeures et localisation du site de stockage (droite). La zone d'investigation est définie par la zone délimitée en rouge.

Les roches granitiques qui composent le sous-sol sont très peu perméables, avec des valeurs de l'ordre $10^{-20}m^2$ à $10^{-19}m^2$ et des valeurs de conductivité hydraulique qui varient entre $10^{-15}m/s$ et $10^{-12}m/s$ (Table 6). La roche est alors considérée comme quasiment imperméable, alors que la transmissivité d'une fracture, sur KFM01D, est par exemple de $10^{-7}m/s$. La perméabilité du sous-sol dépend alors du réseau de fractures qui le compose.

Table 6 ; Moyenne des perméabilités et des conductivités hydrauliques avec une pression de confinement supérieure à 14 MPa.. Les positions des mesures le long du forage sont indiquées entre les parenthèses. A : mesure parallèle à l'axe du forage ; B : mesure perpendiculaire à l'axe du forage. Tiré de (Follin, 2008a) et d'après (Vilks, 2007).

| Sample | Permeability (m^2) | Hydraulic conductivity (m/s) |
|------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| KFM01D-3A (254.93-255.03) | $(6.8 \pm 1.6) \cdot 10^{-20}$ | $(5.9 \pm 1.4) \cdot 10^{-13}$ |
| KFM01D-3B (254.93-255.03) | $(1.3 \pm 0.9) \cdot 10^{-20}$ | $(1.1 \pm 0.8) \cdot 10^{-13}$ |
| KFM01D-8A (499.90-500.00) | $7.4 \cdot 10^{-22}$ | $6.4 \cdot 10^{-15}$ |
| KFM01D-12A (700.07-700.17) | $(2.5 \pm 0.7) \cdot 10^{-19}$ | $(2.2 \pm 0.6) \cdot 10^{-12}$ |
| KFM01D-13A (747.09-747.19) | $(2.9 \pm 1.8) \cdot 10^{-21}$ | $(2.5 \pm 1.3) \cdot 10^{-14}$ |
| KFM01D-14A* (790.38-790.48s) | $(4 \pm 5) \cdot 10^{-21}$ | $(4 \pm 4) \cdot 10^{-14}$ |

Le sous-sol est composé par des domaines rocheux (RFM) et des zones de déformations (ZFM/DZ). Un domaine rocheux est défini selon sa lithologie, par exemple la taille des grains, et aussi en fonction du types de déformation subie. Une zone de déformation (Stephens et al., 2007) réfère à une structure 2D le long de laquelle la roche est très fracturée. Cette fracturation est le résultat d'une ou d'un ensemble de déformations ductiles et cassantes. Si il existe des indices montrant une zone de cisaillement, la zone de déformation est dénommée DZ. Si aucun sens du mouvement n'est visible, la zone de déformation est notée ZFM (Olofsson et al., 2007).

A l'intérieur des domaines rocheux, des domaines fracturés (FFM) sont définis comme un volume dans lequel la fréquence des fractures est similaire. Le domaine fracturé 1, FFM01, est situé à l'intérieur du domaine rocheux RFM029, et est pressenti pour accueillir le site de stockage, à environ 470m de profondeur (zone cible). Le domaine fracturé 2, FFM02, est situé proche de la surface au-dessus de la zone cible. Le domaine fracturé 3, FFM03, est situé dans l'unité rocheuse RFM017 et RFM029, à l'extérieur du volume cible. Chacun des objets géologiques du site a été étudié et discuté dans les rapports suivants : (Follin, 2008a, Levén et al., 2006, Olofsson et al., 2007, Stephens et al., 2007, Stephens et al., 2008). La Fig. 6-2 présente deux coupes géologiques simplifiées, qui décrivent l'organisation spatiale du sous-sol.

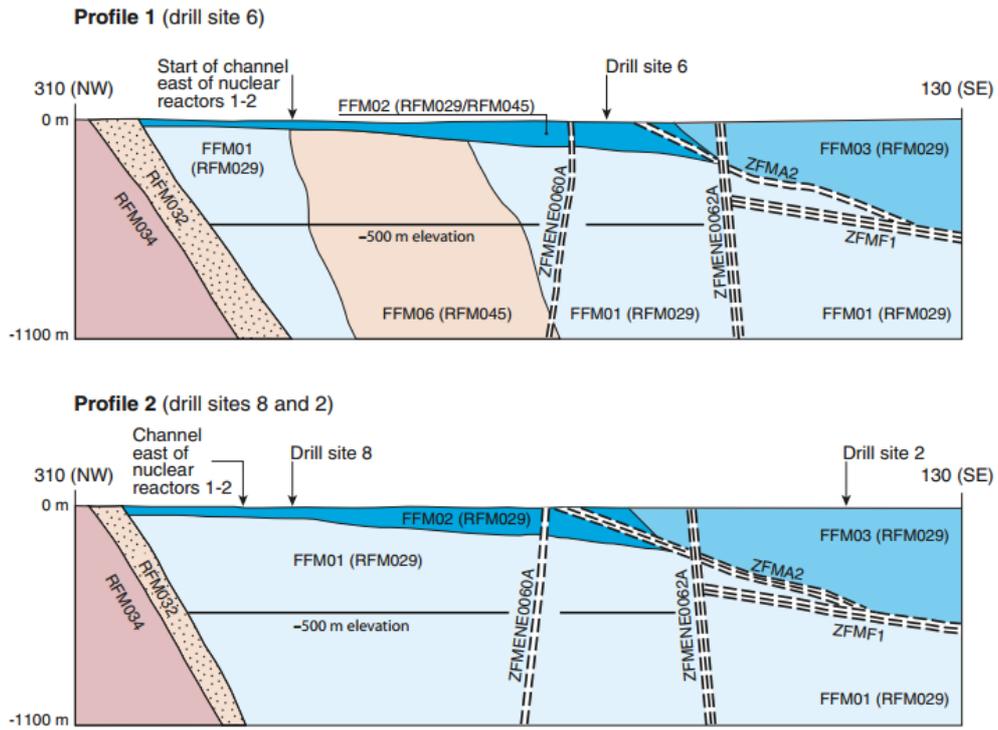


Fig. 6-2. Profil simplifié du site de Forsmark. Les domaines fracturés (FFMxx) sont représentés dans les domaines rocheux RFM029 et RFM045. ZFM représente les différentes zones de déformations.

6.1.1 Caractérisation de la fracturation.

Les réseaux fracturés sont définis selon des indicateurs mesurables en forage et en surface. Les données d'affleurements et des cartes de linéaments renseignent sur la distribution des longueurs du réseau de fractures sur plusieurs échelles de mesures. La Fig. 6-3 présente la distribution des longueurs des fractures, de l'échelle de l'affleurement à l'échelle du pays, la Suède.

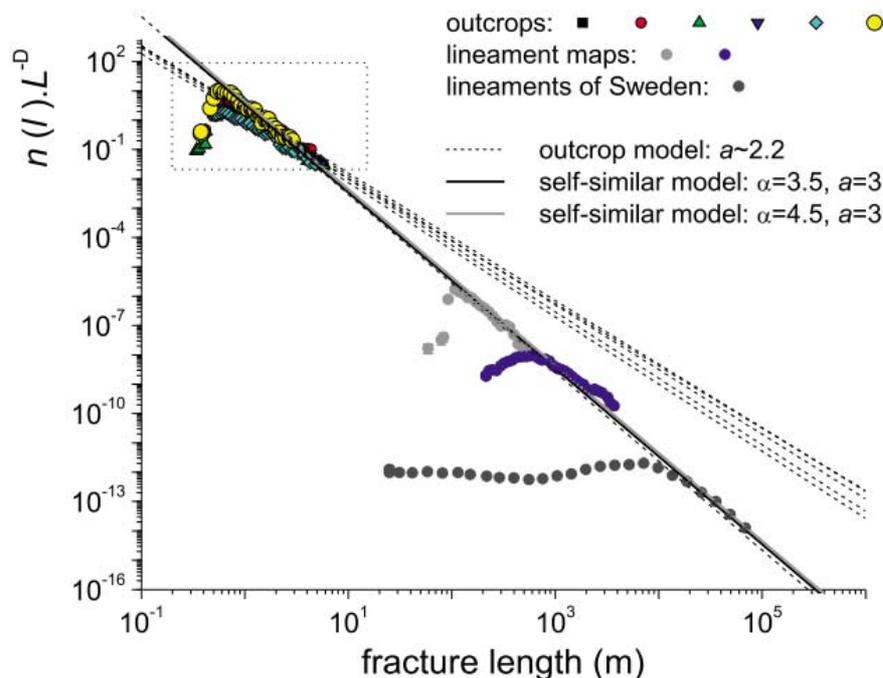


Fig. 6-3. Distribution des longueurs mesurées sur des affleurements et des cartes de linéaments, Suède (Davy et al., 2010a).

D'après la Fig. 6-3, la distribution des longueurs est décomposée en deux parties, définies par deux exposants de la loi de puissance a . La première partie de la distribution, concernant uniquement les données d'affleurement, montre une pente de $a \cong 2.2$. Alors que la deuxième partie de la distribution, mesurée sur les grandes échelles, donne un exposant $a = 3$. Cette différence provient de l'échelle de l'observation, pour les affleurements, le nombre de petites fractures visuellement détectable est plus grand (Davy et al., 2010a).

Les données de forages, fournies par SKB, sont très exhaustives, et nous avons gardé uniquement les données nécessaires à notre analyse : profondeur de la fracture, son angle avec l'axe du forage, son ouverture, le flux naturel lorsque c'est le cas, et enfin le nom de la section analysée, FFMxxx ou ZFMxxx. Les données de forage sont issues de la base de données SICADA (Munier et al., 2003, Munier and Stigsson, 2007). Nous utilisons deux sets de données dont l'un contient les mesures géométriques des fractures ($p_frac_core_eshi$) et le second contient les mesures hydrauliques ($p_freq_1m_eshi$). La résolution des données est hétérogène, de l'ordre du millimètre pour les données structurales ($p_frac_core_eshi$) et de 5m pour $p_freq_1m_eshi$.

La structure géologique en sous-sol est déterminée à partir d'un certain nombre de forages sur l'ensemble de la zone d'étude. Nous avons fait le choix de nous concentrer uniquement sur les KFM01A à KFM10A. Chaque puits a une longueur variant de plusieurs centaines de mètres à un kilomètre de profondeur. Lorsque le puits rencontre une fracture, la position de l'intersection et les orientations de la fracture (inclinaison et pendage), ainsi que les incertitudes liées aux

conditions de mesures, sont relevées (Rouhiainen et al., 2004, Levén et al., 2006). Une deuxième série de mesures permet de quantifier l'écoulement le long du forage selon deux méthodes : flux naturel et pompage. Dans le cadre de ce travail de recherche, nous nous concentrons uniquement sur les flux naturels, qui correspondent à un état minimal de l'écoulement. Les flux sont mesurés par section de 5m où Q_F correspond à la somme des écoulements sur cet intervalle. Une des conclusions majeures de cette étude hydraulique est que la proportion de fractures ayant un flux est en moyenne de 1.9%, ce qui démontre une forte chenalisation des écoulements. La deuxième information est que le pourcentage de fractures ouvertes vari d'un forage à l'autre, et est en moyenne de 25%. La Table 7 est un résumé des mesures réalisées le long des forages.

Table 7. Résumé des observations le long des forages (Follin et al., 2007).

| KFMxxx | Cored length (m) | Total No. of fractures | No. of sealed fractures | No. Of open fractures | No. Of flowing fractures |
|--------------|------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------|
| KFM01A | 890.82 | 1517 | 765 (50.4%) | 752 (49.6%) | 34 (2.2%) |
| KFM01D | 707.95 | 1636 | 1.168 (71.4%) | 468 (28.6%) | 34 (2.1%) |
| KFM02A | 898.82 | 2199 | 1.756 (79.9%) | 443 (20.1%) | 104 (4.7%) |
| KFM03A | 897.22 | 1825 | 1.450 (79.5%) | 375 (20.5%) | 52 (2.8%) |
| KFM04A | 875.97 | 4327 | 2.970(68.9%) | 1357 (31.4%) | 71 (1.6%) |
| KFM05A | 897.35 | 2838 | 2.205 (77.7%) | 633 (22.3%) | 27 (1%) |
| KFM06A | 895.16 | 3680 | 2.864 (77.8%) | 816 (22.2%) | 99 (2.7%) |
| KFM07A | 891.73 | 3183 | 2.566 (80.6%) | 617 (19.4%) | 26 (0.8%) |
| KFM07C | 400.05 | 1765 | 1.480 (83.9%) | 285 (16.1%) | 14 (0.8%) |
| KFM08A | 846.31 | 4268 | 3.555 (83.3%) | 713 (16.7%) | 41 (1%) |
| KFM08C | 846.7 | 4198 | 3.522 (83.9%) | 676 (16.1%) | 21 (0.5%) |
| KFM10A | 437.12 | 2755 | 1.756 (63.7%) | 999 (36.3%) | 54 (2%) |
| Total | 9485.2 | 34191 | 26.057 (76.2%) | 8134 (23.8%) | 577 (1.7%) |

6.1.2 Comparaison entre structure de fracturation et structure d'écoulement.

Pour analyser les données dans l'esprit du travail de modélisation réalisé, nous avons choisi de nous focaliser sur la distribution spatiale des flux qui apparaît comme une prédiction discriminante des différents modèles. Les données ne permettent pas une mesure directe du flux par fracture, paramètre que nous avons utilisé dans les modèles, mais il est possible d'estimer ce paramètre en se basant sur deux hypothèses :

- (i), la somme des flux est localisée sur une seule fracture sur les 5m d'intervalle de mesure ;
- (ii), la somme des flux est distribuée sur chacune des fractures ouvertes qui compose la section de 5m mesurée.

Ces deux hypothèses (i) et (ii) délimitent un intervalle qui encadre la valeur réelle de la chenalisation que nous ne pouvons quantifier précisément de par la méthodologie de mesure. En effet, dans l'hypothèse (i), nous prenons le cas où le nombre de fractures ouvertes avec un flux, est considéré comme minimum, et où le flux est porté par une unique fracture. L'hypothèse (ii) correspond à la borne supérieure où le nombre de fractures ayant un flux est maximal, et où toutes les fractures ouvertes de la section portent une partie du flux mesuré.

Nous avons choisi de représenter les données de forages par une distribution des indicateurs selon la profondeur. Les figures suivantes présentent la distribution des données brutes de l'intensité de fracturation (p_{10}) pour toutes les fractures ou uniquement les fractures ouvertes,

et de la somme des flux le long de l'intervalle considéré. Ainsi, $p_{10} = N(F)_l/L$, où $N(F)$ est le nombre de fractures divisé par la longueur totale du forage L , et Q_F est la somme des flux mesurés sur l'intervalle dl de la distribution.

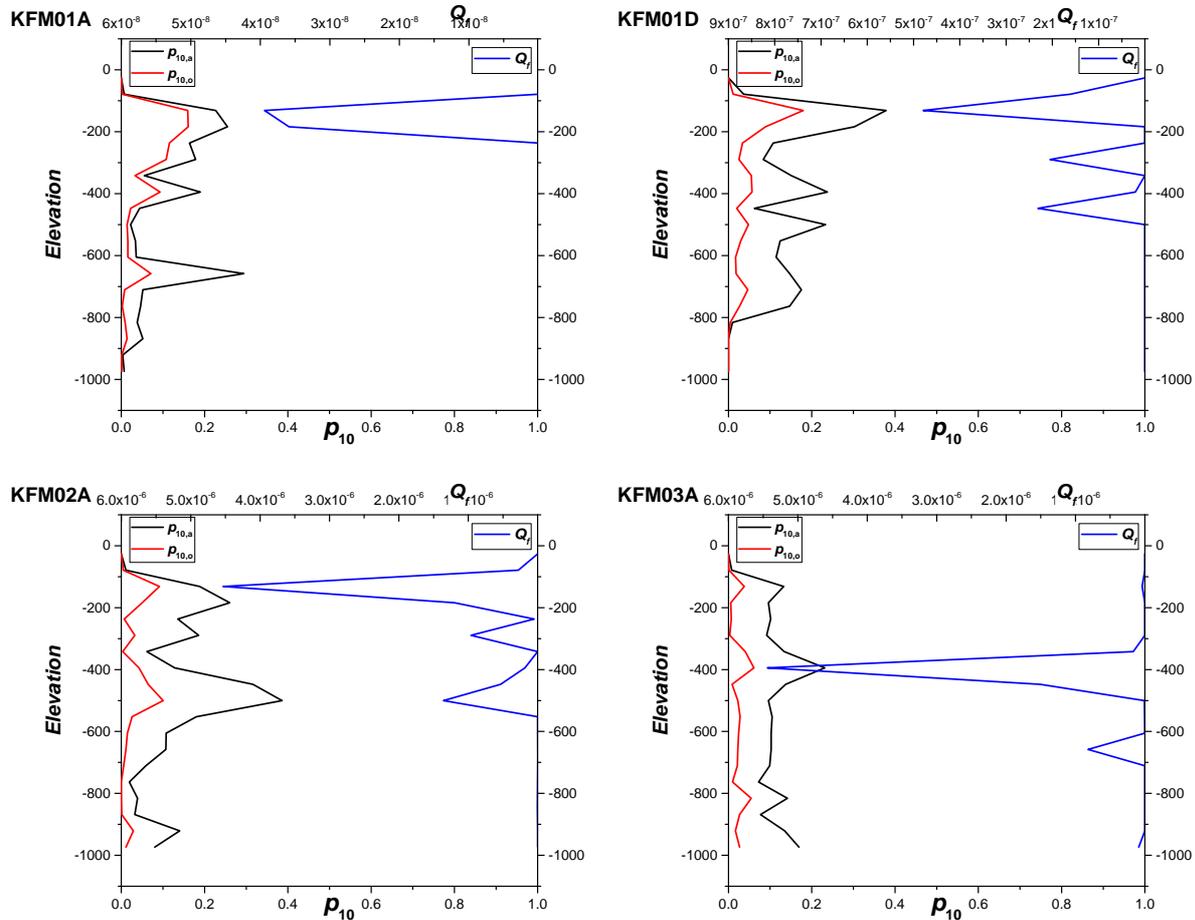


Fig. 6-4. Représentation des données brutes des mesures le long des forages. Les densités de fracturation le long du forage p_{10} et la somme des écoulements sur la section considérée en fonction de la profondeur.

En profondeur, l'écoulement n'est pas uniforme le long du forage et Q_F est concentré à certaines profondeurs bien localisées. Généralement, nous constatons qu'une grande part de l'écoulement se concentre en surface et n'excède que rarement les 600m de profondeur. Les Fig. 6-4 montrent une certaine corrélation entre la valeur de l'écoulement et l'intensité de fracturation. En effet, pour chacun des forages présentés ci-dessus, une forte valeur de Q_F est à mettre en corrélation avec un pic de p_{10} .

La stéréologie nous renseigne sur l'organisation de la fracturation et de la chenalisation le long du forage de longueur L (Fig. 6-5). La densité de fractures p_{32} peut être estimée directement sur le forage à partir de la formule de Terzaghi, tel que $p_{32} = \frac{1}{L} \cdot \sum \frac{1}{\sin(\varphi)}$, avec φ l'angle entre la fracture et le forage (Terzaghi, 1965b). Pour éviter les valeurs anormales quand $\varphi = 0$, nous utilisons les mêmes paramètres de correction que (Follin, 2008b) qui limite la valeur de $\frac{1}{\sin(\varphi)}$ à 7. Nous calculons deux valeurs de p_{32} , la première correspondant à la densité de toutes les fractures qui composent le réseau ($p_{32,a}$) et la seconde la densité des fractures ouvertes uniquement ($p_{32,o}$).

La structure du flux est calculée à partir de l'indice de localisation décrit dans le chapitre précédent : $[p_{10}]_Q = \frac{1}{L} \cdot \frac{(\sum_f Q_f)^2}{(\sum_f Q_f^2)}$. Cet indice est une mesure de la densité de flux (nombre de fractures qui coulent par unité de longueur) ; il est directement comparable à la valeur de p_{10} et forcément inférieur ou égal : $[p_{10}]_Q \leq p_{10}$.

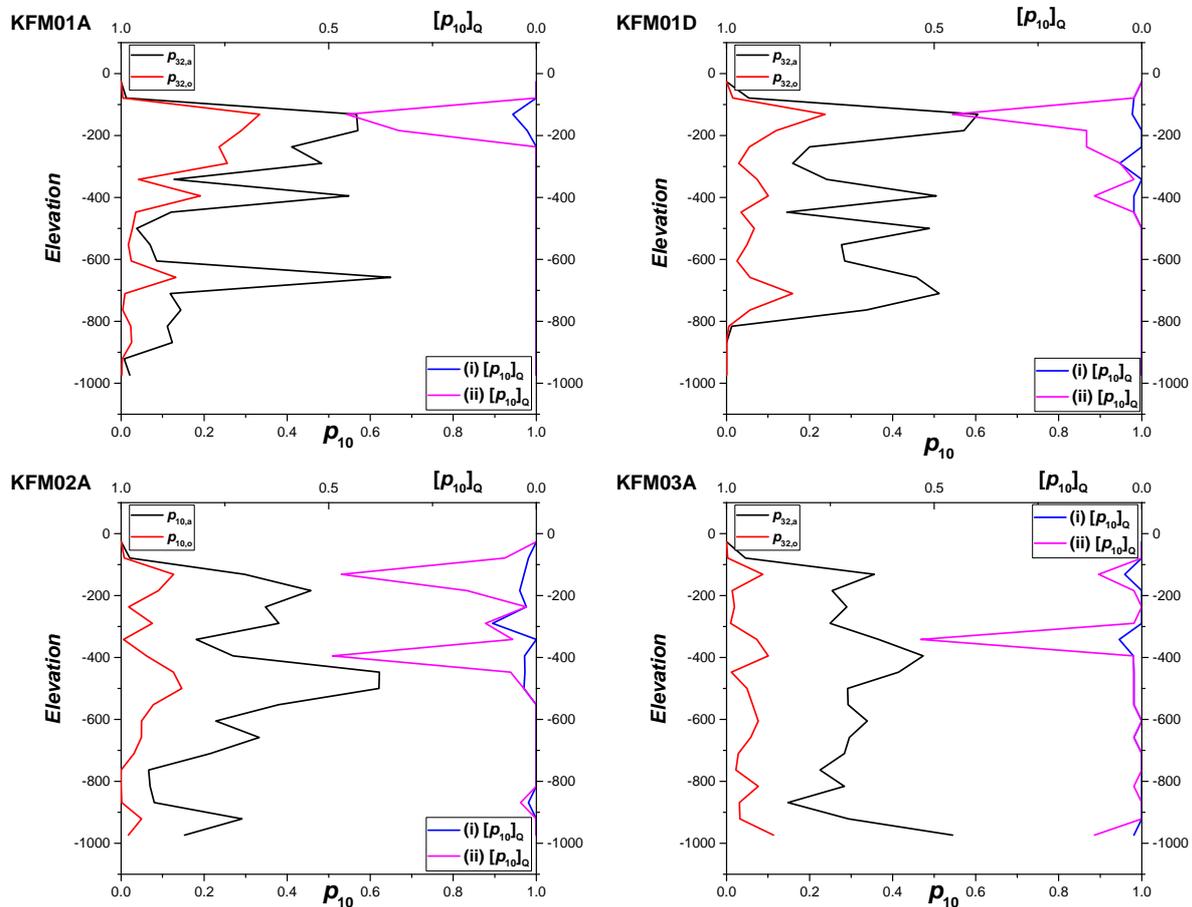


Fig. 6-5. Représentation des données stéréologiques des mesures le long des forages. Les densités de fracturations le long du forage p_{32} et le facteur de localisation $[p_{10}]_Q$ en fonction de la profondeur.

Les Fig. 6-5 présentent la densité des fractures ouvertes et totales le long du forage, ainsi que les valeurs de $[p_{10}]_Q$ minimales (i) et maximales (ii), correspondant à des écoulements fortement localisés (i) et des écoulements plus largement distribués (ii). En effet, en surface le nombre de fractures qui coule significativement est compris entre $[p_{10}]_Q \cong 0.5$ (ii) et $[p_{10}]_Q \cong 0.05$, ce qui correspond respectivement à environ 30 (ii) et 4 (i) fractures ouvertes. En profondeur, la chenalisation s'intensifie et le nombre de fractures ayant un flux significatif est compris entre 4 (ii) et 2 (i) fractures ouvertes.

Les figures précédentes sont une présentation possible de la fracturation et de l'écoulement le long du forage. Cependant, l'indicateur de chenalisation est dépendant de la taille de l'intervalle de mesure et peut apporter des résultats différents. Pour cela, nous faisons le choix de présenter les résultats sur la totalité du forage (Table 8). La Table 8 présente les propriétés statistiques de chacun des forages KFMxxx, pour toutes les fractures et uniquement les fractures ouvertes.

Table 8. Propriétés géométriques des forages. Les densités de fractures (totales ou ouvertes uniquement) $p_{10,a}$, $p_{32,a}$, $p_{10,o}$, $p_{32,o}$ et la longueur des forages L .

| | $p_{10,a}$ | $p_{32,a}$ | $p_{10,o}$ | $p_{32,o}$ | L |
|--------|------------|------------|------------|------------|-------|
| KFM01A | 1.70 | 4.21 | 0.84 | 1.65 | 890.9 |
| KFM01D | 2.31 | 4.86 | 0.66 | 1.086 | 707.9 |
| KFM02A | 2.44 | 4.94 | 0.49 | 0.93 | 898.7 |
| KFM03A | 2.04 | 5.45 | 0.42 | 0.87 | 896.3 |
| KFM04A | 4.94 | 11.91 | 1.55 | 2.81 | 876.1 |
| KFM05A | 3.16 | 7.19 | 0.70 | 1.23 | 897.4 |
| KFM06A | 4.11 | 8.39 | 0.91 | 1.48 | 895.2 |
| KFM07A | 3.56 | 7.53 | 0.69 | 1.28 | 891.9 |
| KFM07C | 4.66 | 11.67 | 0.85 | 1.94 | 413.4 |
| KFM08A | 5.04 | 10.60 | 0.84 | 1.42 | 846.3 |
| KFM08C | 4.96 | 10.81 | 0.80 | 1.54 | 848.2 |
| KFM10A | 6.29 | 13.58 | 2.28 | 3.76 | 437.3 |

Le réseau naturel est composé d'environ 25% de fractures ouvertes et, par réciprocity, de 75% de fractures fermées (Follin, 2008b). Nous avons fait le choix de calculer la proportion de fractures ouvertes par l'intermédiaire de la densité p_{32} . Ainsi, nous montrons que le rapport moyen $\langle \frac{p_{32,o}}{p_{32,a}} \rangle \cong 0.2$ (Fig. 6-6).

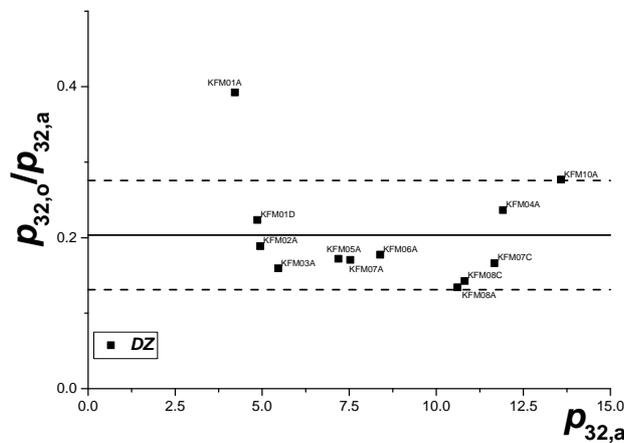


Fig. 6-6. Proportion de fractures ouvertes dans le réseau de fractures naturelles. Le rapport moyen $\langle \frac{p_{32,o}}{p_{32,a}} \rangle$ est représenté par la ligne noire et les pointillés représentent l'écart type de la moyenne.

La

Table 9 présente les propriétés hydrauliques des réseaux de fractures pour l'hypothèse (i) et l'hypothèse (ii). Nous faisons le choix de mettre en avant deux indicateurs d'écoulement $[p_{10}]_Q$ et $p_{10,Q_F>0}$. Ce dernier indicateur, $p_{10,Q_F>0}$, exprime la fréquence des fractures ouvertes qui ont un Q_F . $p_{10,Q_F>0}$ s'exprime alors de la façon suivante :

$$p_{10,Q_F>0} = \frac{1}{L} \cdot N(F_{Q_F>0})$$

Table 9. Propriétés hydrauliques des forages KFMxxx. La fréquence de fracture avec un flux non nul $p_{10,Q_F>0}$ et l'indicateur de chenalisation $[p_{10}]_Q$ sont représentés pour les hypothèses (i) et (ii)

| | Hypothèse (i) | | Hypothèse (ii) | |
|--------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|
| | $p_{10,Q_F>0}$ | $\min([p_{10}]_Q)$ | $p_{10,Q_F>0}$ | $\max([p_{10}]_Q)$ |
| KFM01A | 0.00561 | 0.00391 | 0.06959 | 0.04187 |
| KFM01D | 0.01271 | 0.00824 | 0.08758 | 0.02125 |
| KFM02A | 0.03449 | 0.0059 | 0.23366 | 0.03958 |
| KFM03A | 0.0145 | 0.00233 | 0.09595 | 0.00236 |
| KFM04A | 0.00913 | 0.00407 | 0.15296 | 0.04525 |
| KFM05A | 0.00669 | 0.00455 | 0.05906 | 0.03727 |
| KFM06A | 0.02346 | 0.006 | 0.1564 | 0.03932 |
| KFM07A | 0.01009 | 0.00523 | 0.12445 | 0.05134 |
| KFM07C | 0.00484 | 0.0045 | 0.01693 | 0.00566 |
| KFM08A | 0.00945 | 0.00307 | 0.06262 | 0.0074 |
| KFM08C | 0.00472 | 0.00394 | 0.06484 | 0.02657 |
| KFM10A | 0.03201 | 0.00613 | 0.72262 | 0.09629 |

A partir des hypothèses de travail (i) et (ii), en moyenne sur l'ensemble des forages, la fréquence des fractures ayant un flux est alors comprise sur l'intervalle de $p_{10,Q_F>0} = 0.034$ (ii) et $p_{10,Q_F>0} = 0.00484$ (i). Le pourcentage de fractures qui coule par rapport au nombre total de fractures est compris entre 0.43% (ii) et 4.1% (i). En considérant uniquement les fractures ouvertes, le pourcentage de fractures qui coule est alors compris entre 1.86% (ii) et 16% (i). Ces premiers résultats démontrent que l'écoulement est focalisé sur un petit nombre de fractures, et selon les deux hypothèses (i) et (ii), indiquent une forte chenalisation de l'écoulement. La Fig. 6-7 présente $p_{10,Q_F>0}$ en fonction de la densité de fractures $p_{32,a}$ et $p_{32,o}$.

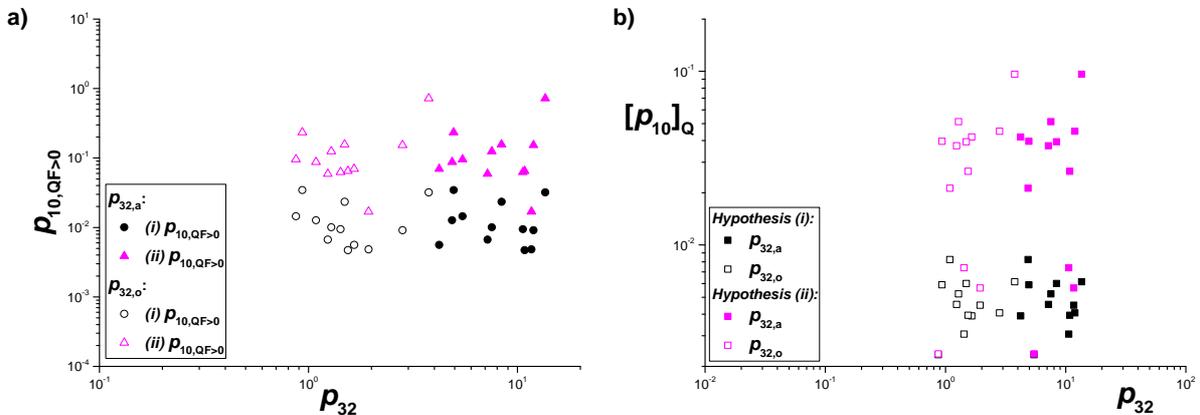


Fig. 6-7. a) Fréquence des fractures ayant un flux en fonction de la densité des fractures totales ($p_{32,a}$, symboles pleins) et ouvertes ($p_{32,o}$, symboles vides). b) Chenalisation $[p_{10}]_Q$ en fonction des

densités $p_{32,a}$ et $p_{32,o}$. (i) la somme de l'écoulement sur une section est localisée sur une seule fracture et (ii) la somme de l'écoulement sur une section est distribuée sur l'ensemble des fractures ouvertes.

En première approche, il n'existe pas de relation évidente entre le nombre de fractures ayant un flux et la densité de fractures, uniquement ouvertes ($p_{32,o}$) ou en totalité ($p_{32,a}$) et la fréquence des fractures ayant un flux non nul. $p_{10,Q_F>0}$ est distribuée sur 2 ordres de grandeurs (Fig. 6-7) et ne semble pas pouvoir définir précisément la chenalisation. A l'image de la relation entre $p_{10,Q_F>0}$ et p_{32} , nous ne constatons pas de relation évidente qui relie la densité de fractures p_{32} et le facteur de chenalisation $[p_{10}]_Q$ (Fig. 6-7), peu importe les fractures ouvertes ou fermées. Cependant, sur ces figures, nous pouvons constater les effets des deux hypothèses (i) et (ii) sur l'interprétation de la fréquence de fractures ayant un flux non nul et l'indicateur de chenalisation. En effet, en moyenne $[p_{10}]_Q$ de l'hypothèse (ii) est environ 7 fois plus importante que les valeurs moyennes de $[p_{10}]_Q$ (i). Et la fréquence de fractures avec un flux non nul $p_{10,Q_F>0}$ (ii) est 11 fois plus grande que $p_{10,Q_F>0}$ (i). Dans le cas où $[p_{10}]_Q$ est faible devant p_{10} , le nombre de fractures qui coulent est alors compris entre 2 et 20% dans chaque intervalle de 5m. L'hypothèse (i) apparaît alors comme la plus raisonnable. Toutefois, ce raisonnement fait implicitement l'hypothèse que les flux ne sont pas corrélés aux petites échelles, qui est d'ailleurs l'hypothèse des modèles numériques étudiés.

A partir des données mesurées in-situ et de la stéréologie, nous constatons que $p_{10,Q_F>0}$ est corrélée avec le facteur de chenalisation de la façon suivante : $p_{10,Q_F>0} \cong 3[p_{10}]_Q$ (Fig. 6-8). Ce constat est important car il permet d'estimer le facteur de chenalisation à partir des données brutes de fréquences de fractures ayant un flux non nul. Ainsi, nous pourrions comparer les données mesurées et traiter dans le cadre de ce travail de recherche et les données discutées dans une précédente étude (Follin et al., 2007).

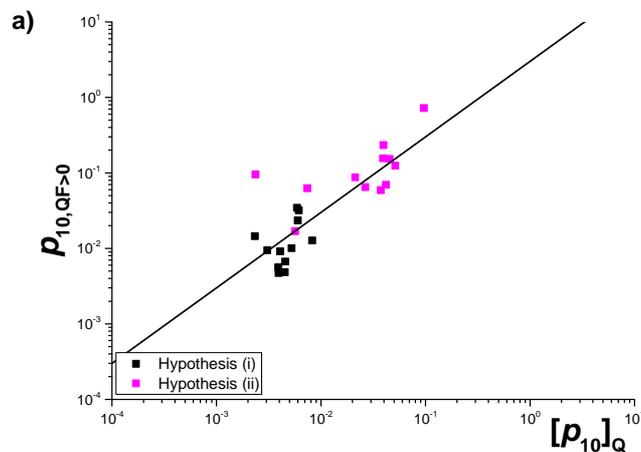


Fig. 6-8. Fréquence des fractures ayant un flux $p_{10,Q_f>0}$ en fonction de la chenalisation $[p_{10}]_Q$. La fonction représentée par la courbe noire correspond à $p_{10,Q_F>0} = 3[p_{10}]_Q$.

(Follin et al., 2013) ont basé une partie de leur étude sur l'indicateur statistique $p_{10,PFL}$, qui correspond à la fréquence des fractures ayant un flux non nul le long du forage et en situation de pompage. Les mesures $p_{10,PFL}$ sont très précises et consistent à localiser les fractures qui sont ouvertes, les isoler du reste du forage, et ensuite le pompage permet de déterminer si la fracture est transmissive et laisse passer un flux ou non. La mesure est limitée par les instruments de mesures de l'écoulement (30 mL/h) et par la résolution de 0.1m qui permet de localiser et d'isoler une fracture du reste du réseau (Öhberg and Rouhiainen, 2000). Par définition, $p_{10,PFL}$ n'est pas mesurée dans les mêmes conditions que $p_{10,Q_F>0}$. Si $p_{10,Q_F>0} < p_{10,PFL}$, cela signifie qu'un certain nombre de fractures participe à l'écoulement uniquement si

une charge hydraulique (h_{PFL}) y est appliquée. Dans ce cas et en supposant que la charge hydraulique est suffisante, le densité de fractures qui portent le flux (d_b) est définie par $p_{10,PFL}$. Si $p_{10,Q_F>0} = p_{10,PFL}$, les fractures qui portent l'écoulement naturel, représentent d_b . La charge hydraulique en écoulement naturel (h_n) est considérée comme faible devant h_{PFL} , $p_{10,Q_F>0}$ ne peut pas être supérieur à $p_{10,PFL}$.

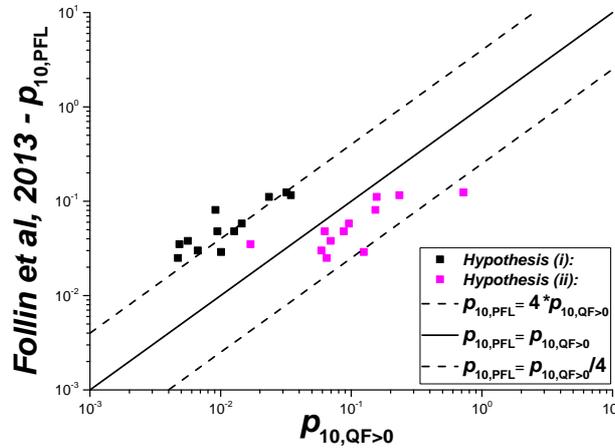


Fig. 6-9. La fréquence de fractures ayant un flux non nul à charge hydraulique forte $p_{10,PFL}$ en fonction de $p_{10,Q_F>0}$, la fréquence de fracture où $Q_F > 0$ pour une charge hydraulique faible h_n . Les lignes en pointillées représentent respectivement $p_{10,PFL} = 4 * p_{10,Q_F>0}$ et $p_{10,PFL} = \frac{p_{10,Q_F>0}}{4}$. La courbe noire représente la fonction $p_{10,PFL} = p_{10,Q_F>0}$.

La Fig. 6-9 présente la relation entre $p_{10,PFL}$ et $p_{10,Q_F>0}$ et montre que pour l'hypothèse (ii), $p_{10,PFL} \cong \frac{p_{10,Q_F>0}}{2}$. Cela signifie que la fréquence de fracture ayant un flux à h_n est plus grand que cette fréquence lorsque la charge hydraulique augmente h_{PFL} . Ce résultat démontre donc que l'hypothèse (ii) surestime fortement la densité de fractures qui portent le flux. Les hypothèses (i) et (ii) étant des bornes (hypothèse (ii) : borne haute) qui encadrent le nombre réel de fractures ayant des flux, ce résultat n'est pas contradictoire avec le reste de l'analyse. La Fig. 6-9 montre aussi que $p_{10,PFL} \cong 4 p_{10,Q_F>0}$, ce qui signifie que le nombre de fractures qui porte un flux, en milieu naturel, est 4 fois moins fort que lors du pompage.

Pour terminer cette étude comparative des propriétés hydrauliques et structurelles des forages KFMxxx, la Fig. 6-10 présente la relation entre le facteur de chenalisation et l'indicateur $p_{10,PFL}$ et montre que pour l'hypothèse (i), $p_{10,PFL}$ est environ 13 fois plus faible que $[p_{10}]_Q$. Et pour l'hypothèse (ii), nous constatons que $[p_{10}]_Q \cong p_{10,PFL}$. Exprimer $[p_{10}]_Q$ en fonction de $p_{10,PFL}$, permet de quantifier une chenalisation uniquement par l'indicateur $p_{10,PFL}$.

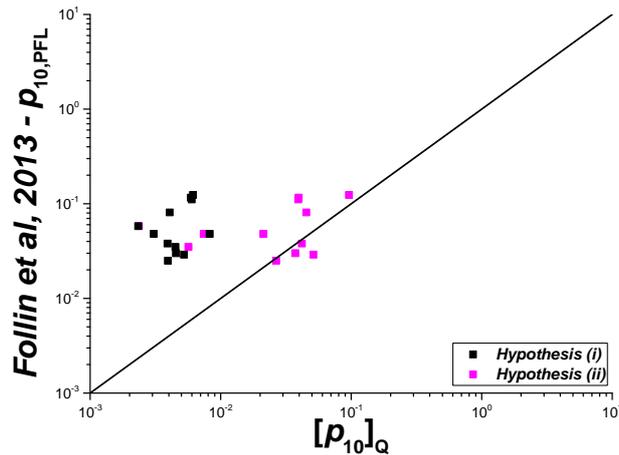


Fig. 6-10. Relation entre le facteur de chenalisation $[p_{10}]_Q$ et l'indicateur de fracture ayant un flux non nul en pompage $p_{10,PFL}$. La courbe noire représente la fonction $p_{10,PFL} = [p_{10}]_Q$.

6.1.3 Modèle numérique développé à partir des données de Forsmark, exemple du modèle numérique de FFM01 (Follin et al., 2013).

Les modèles numériques proposés pour le site de Forsmark, et principalement pour le domaine fracturé FFM01, se basent sur une distribution des longueurs de fractures (Fig. 6-3) et des données structurales et hydrauliques mesurées sur les forages KFMxx. Le modèle est ainsi défini par le rayon r de la fracture, le paramètre de la pente k_r de la distribution des longueurs, et la plus petite taille de fracture r_0 :

$$f(r) = \frac{k_r r_0^{k_r}}{r^{k_r+1}}$$

La distribution des longueurs de fractures est décrite en surface pour toutes les fractures. La Fig. 6-11 présente les distributions de longueurs attendues pour chaque groupe de fractures : toutes les fractures du réseau, les fractures ouvertes et les fractures qui coulent. Cette hypothèse suppose que les petites fractures ne portent pas le flux et seules les grandes fractures ouvertes sont potentiellement capables de porter l'écoulement.

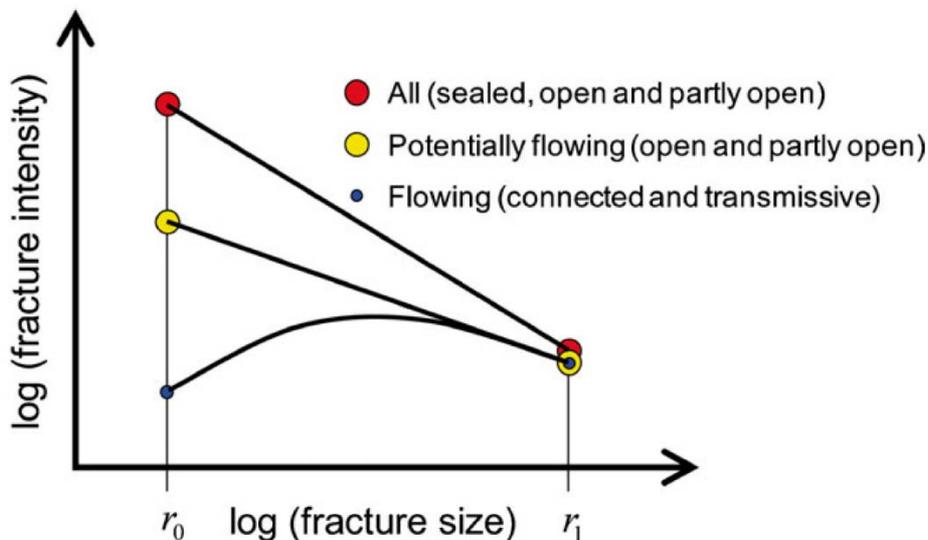


Fig. 6-11. Distribution des longueurs des fractures par types (toutes les fractures du réseau : All ; les fractures ouvertes uniquement : Potentially flowing ; et les fractures qui ont un flux : Flowing) (Follin et al., 2013).

A partir de cette hypothèse, et n'ayant aucune indication sur la distribution réelle des fractures ouvertes et des fractures qui coulent, les auteurs proposent d'étudier 3 modèles avec deux exposants k_r (KRMAX et KRMIN) et deux r_0 (RMAX et RMIN) (Table 10). Chacun des modèles aura des structures géométriques proches des observations de terrain :

Table 10. Paramètres de génération des DFN développés par (Follin et al., 2013).

| | | | |
|------------|-------------|----------------|----------------|
| KRMIN_RMIN | $k_r = 2.6$ | $a_{3D} = 3.6$ | $r_0 = 0.038m$ |
| KRMAX_RMAX | $k_r = 2.9$ | $a_{3D} = 3.6$ | $r_0 = 0.282m$ |
| KRMAX_RMIN | $k_r = 2.9$ | $a_{3D} = 3.9$ | $r_0 = 0.038m$ |
| KRMIN_RMAX | $k_r = 2.6$ | $a_{3D} = 3.6$ | $r_0 = 0.282m$ |

Les modèles sont générés à partir de la densité des fractures ouvertes $p_{32,o}$ (noté $p_{10,o,corr}$ par les auteurs). L'objectif principal de ces modèles est de réussir à avoir une densité de fractures connectée ($p_{10,cof,corr}$) telle que $p_{10,cof,corr} \cong p_{10,PFL}$. A ce stade, aucune distribution de transmissivité n'est intégrée aux modèles. Les propriétés hydrauliques des fractures sont donc homogènes sur l'ensemble du réseau. Ainsi, il a été démontré que pour les modèles KRMIN_RMAX et KRMAX_RMAX, le nombre de fractures ouvertes et connectées est de dix et quatre fois plus grand que $p_{10,PFL}$, alors que le modèle KRMAX_RMIN est complètement déconnecté. Le dernier modèle, KRMIN_RMIN, est considéré comme le seul plausible.

Les auteurs sélectionnent les modèles numériques en fonction de leurs résultats de connectivité. La connectivité des modèles est ici décrite par l'indicateur $p_{10,cof,corr}$ qui correspond à la densité des fractures ouvertes et connectées au reste du réseau. Le choix du modèle le plus pertinent se base sur cette interprétation de la connectivité tel $p_{10,cof,corr} = p_{10,PFL,corr}$. Cette contrainte du modèle est pertinente mais demande d'ajuster a posteriori les résultats numériques afin de coller aux données observées. A partir d'une certaine échelle de longueurs de fractures, 10 à 100m, les trois lois ci-dessus donnent des distributions de transmissivité similaires. Cette échelle de fracture correspond aux tailles des fractures qui connectent le réseau et portent le flux.

Pour compléter les paramètres du DFN, la transmissivité des fractures est calibrée selon 3 lois de distributions des transmissivités (Table 11). La distribution de transmissivité est mesurée le long des forages, et les paramètres des lois, présentés en, en sont déduits. Ainsi, les trois lois ci-dessus ont pour objectif de reproduire le nombre de fractures qui coulent et leur distribution de transmissivité mesurée le long des forages par la méthode PFL.

Table 11. Les modèles de transmissivités à l'échelle du réseau de fractures, tirés de (Follin et al., 2007, Öhberg and Rouhiainen, 2000). r le rayon de la fracture, a et b des paramètres adimensionnels qui caractérisent les écoulements mesurés sur le domaine. Correlated law, correspond à un modèle où la transmissivité est corrélée à la taille de la fracture, contrairement à uncorrelated law (sans corrélation).

| Type | Description | Relationship | Parameters |
|-----------------------------|---|--|-----------------------------------|
| Correlated (FC) | Power-law relationship | $\log(T) = \log(a \cdot r^b)$ | a, b |
| Semi-correlated (SC) | Log-normal distribution about a power-law correlated mean | $\log(T) = \log(a \cdot r^b) + \sigma_{\log(T)} N(0, 1)$ | $a, b, \sigma_{\log(T)} = 1$ |
| Uncorrelated (UC) | Log-normal distribution about a specified mean | $\log(T) = \mu_{\log(T)} + \sigma_{\log(T)} N(0, 1)$ | $\mu_{\log(T)}, \sigma_{\log(T)}$ |

6.2 Approche numérique et théorique, définitions des indicateurs statistiques.

6.2.1 Introduction

L'objectif principal des réseaux numériques est de prédire les écoulements à partir d'informations objectives sur la structure des réseaux et sur quelques propriétés hydrauliques. Cet objectif n'est pas atteint aujourd'hui, et cela vient des difficultés rencontrées pour générer un DFN pertinent :

- Le milieu à modéliser n'est à priori pas connu ;
- Les données critiques et pertinentes sont difficiles à mesurer et estimer ;
- La complexité du milieu difficilement modélisable avec les moyens de calculs actuels.

L'un des enjeux majeurs est de déterminer la structure sur laquelle calculer les flux. Les forages recoupent des fractures fermées (ou scellées) ou ouvertes, certaines qui coulent et d'autres non. Ces différents critères correspondent à deux caractéristiques physiques potentiellement différentes : la perméabilité des fractures (ouvertes/fermées) et leur connectivité à l'amas percolant par où passent les flux (humides/sèches). Une fracture fermée ne portera pas de flux mais l'inverse n'est pas toujours vrai. D'autre part, les mesures en puits ne sont représentatives que de la surface intersectée par le puits. Une fracture classée "fermée" n'a pas forcément une perméabilité nulle en dehors du puits. La question de l'intégration des fractures ouvertes ou fermées reste donc un problème ouvert pour la génération des DFN hydro.

Sur le plan de la connectivité, le modèle UFM a un comportement particulier lié à sa structure. Le régime dense est parfaitement connecté mais le régime dilué, par nature, correspond à des fractures qui ne sont pas, ou peu, connectées à l'amas principal. Nous avons donc fait l'hypothèse, qui reste quand-même à affiner, que le régime dilué participe très peu à l'écoulement à travers le réseau et peut donc être négligé dans le calcul des flux.

Les paramètres qui restent à déterminer pour le modèle UFM sont (i) les échelles caractéristiques du modèle l_{min} principalement et L , et les densités de fracturation qui peuvent varier d'une lithologie à l'autre.

L'objectif de ce paragraphe est de proposer une méthodologie qui permettra de comparer les modèles numériques aux données mesurées sur le terrain. Pour cela, nous nous baserons sur une étude menée en parallèle de ce travail de recherche par l'équipe encadrante, permettant d'exprimer la densité des fractures du régime dense. Ainsi, nous pourrions comparer les densités des fractures ouvertes, de l'ensemble des fractures du réseau, et du régime dense. L'objectif

sera alors d'analyser ces indicateurs en fonction de leur capacité de prédiction. L'analyse se fera à l'échelle de chaque forage et ensuite à l'échelle de chaque domaine de fractures.

La première étape consiste en la modélisation de forages dans chacun des modèles numériques proposés ci-dessus (MMAS, MMAC, MMBS, MMBC et leur équivalent PM). Les modèles numériques étant définis par des indicateurs 3D, nous redéfinissons les indicateurs statistiques 3D en indicateurs 1D, et nous les recalculons le long des forages simulés. Ensuite, ces indicateurs statistiques ainsi redéfinis en 1D, seront recalculés le long des forages réels du site de Forsmark. Enfin, nous proposerons un indicateur qui permettra de comparer les données numériques et les données de forages réels.

6.2.2 Analyse des modèles numériques

La méthode d'analyse est d'abord développée sur les modèles pour faire le lien entre les variables du modèle et les observables. Pour chacune des simulations, nous générons 3 forages à partir de lignes verticales dans le domaine de mesure (Fig. 6-12). La figure suivante présente la position des forages numériques le long d'une ligne perpendiculaire à l'axe de l'écoulement x . Les 3 forages simulés (scanline en anglais) ne souffrent d'aucune limite de résolution et pourront être comparés aux mesures dans les forages naturels.

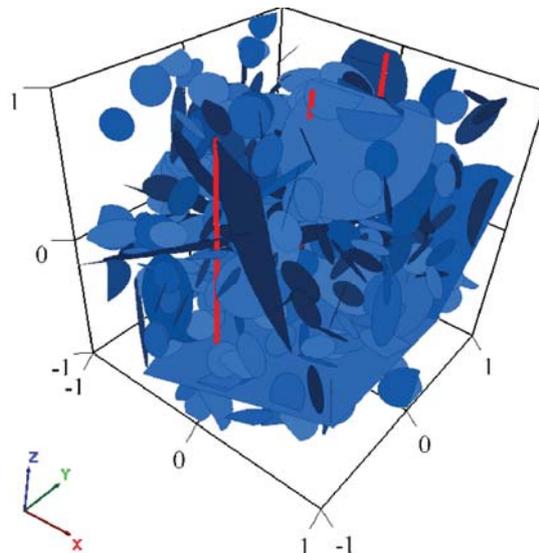


Fig. 6-12. Exemple de position des puits de forages simulés dans un modèle numérique. Les fractures sont symbolisées par des disques bleus et les puits par des lignes rouges. L'écoulement se fait le long de l'axe x .

La Fig. 6-13 présente la relation linéaire entre l'intensité de fracturation p_{10} et la densité de fractures p_{32} . où $p_{32} \cong 2p_{10}$. Cette relation est prédite par les analyses stéréologiques (Davy et al., 2006c, Terzaghi, 1965b).

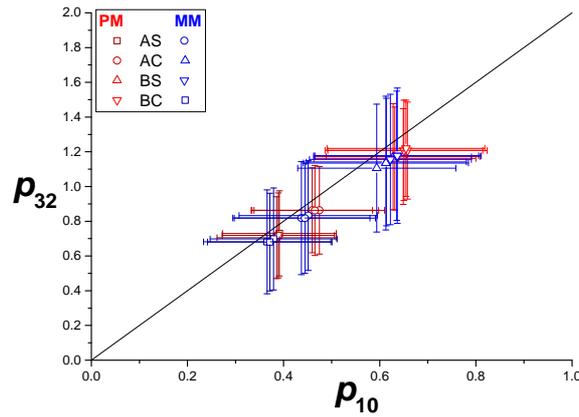


Fig. 6-13. Relation entre l'intensité de fracturation p_{10} et la densité de fractures p_{32} . La courbe noire représente la loi linéaire $p_{32} \cong 2p_{10}$.

Pour chacun des modèles numériques, nous avons calculé le paramètre de localisation $[p_{32}]_Q$ qui nous renseigne sur la chenalisation à travers le réseau. Rappelons que lorsque $[p_{32}]_Q \rightarrow 0$, la chenalisation s'intensifie et le nombre de fractures qui portent un flux significatif décroît. À l'inverse, lorsque $[p_{32}]_Q$ augmente, le nombre de fractures qui portent un flux significatif augmente jusqu'au cas où l'ensemble des fractures participe à l'écoulement. Le long du forage, nous ne disposons pas de la surface de la fracture S_F , nous ne pouvons donc pas calculer $[p_{32}]_Q$. Nous proposons alors de réécrire le facteur de localisation en 1D en fonction de la longueur de la section L et du flux échangé par la fracture f :

$$[p_{10}]_Q = \frac{1}{L} \cdot \frac{(\sum_f Q_f)^2}{(\sum_f Q_f^2)} \quad \text{Équation 6-1}$$

$[p_{10}]_Q$ décrit la chenalisation de la même façon que $[p_{32}]_Q$, c'est-à-dire que lorsque $[p_{10}]_Q \rightarrow 0$ la chenalisation est à une valeur maximale et inversement lorsque $[p_{10}]_Q \rightarrow \infty$. La Fig. 6-14 présente la relation entre le facteur de chenalisation 1D $[p_{10}]_Q$ et le facteur de chenalisation 3D $[p_{32}]_Q$:

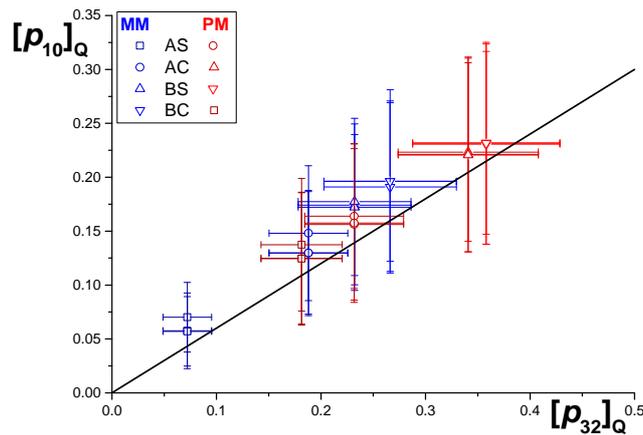


Fig. 6-14. Facteur de chenalisation 1D $[p_{10}]_Q$ en fonction du facteur de chenalisation 3D $[p_{32}]_Q$. La courbe noire représente la loi linéaire $[p_{10}]_Q = 0.6 * [p_{32}]_Q$.

A partir de la Fig. 6-14, nous constatons qu'il existe une relation linéaire qui permet d'exprimer simplement le facteur de chenalisation 1D en fonction du facteur de chenalisation 3D tel que $[p_{10}]_Q = 0.6 * [p_{32}]_Q$. Ainsi exprimé, dans la partie suivante, nous exprimons la chenalisation du forage KFMxx par l'indicateur 3D $[p_{32}]_Q$. D'après la Fig. 6-14, $[p_{10}]_Q$ correspond à environ 60% de la valeur du facteur de chenalisation 3D $[p_{32}]_Q$. A l'image de $[p_{32}]_Q$, $[p_{10}]_Q$ est dépendant du processus de génération du réseau de fractures, car les modèles mécaniques ont un $[p_{10}]_Q$ plus faible que leur équivalent poissonien. Ainsi, nous nous assurons que la fréquence des fractures ayant un flux significatif $[p_{10}]_Q$ le long du forage nous renseigne correctement sur la chenalisation. La Fig. 6-15 résume les propriétés géométriques et hydrauliques des DFN MM et PM. Nous présentons cette figure afin de montrer que la relation linéaire, $y = 2x$, qui lie les fréquences de fractures p_{10} et les densités p_{32} est la même que la relation qui permet d'exprimer $[p_{10}]_Q$ en fonction de $[p_{32}]_Q$.

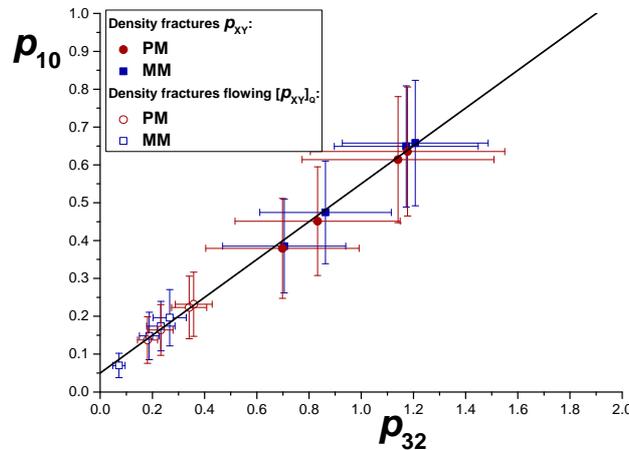


Fig. 6-15. Synthèse des densités des fréquences des fractures avec un flux significatif $[p_{10}]_Q$ et de toutes les fractures p_{10} en fonction des densités $[p_{32}]_Q$ et p_{32} . Les indicateurs de chenalisations sont représentés par des symboles vides et les indicateurs de fracturations par des symboles pleins. Les couleurs correspondent aux modèles MM (bleue) ou PM (rouge).

Les réseaux numériques que nous proposons d'analyser sont définis entre une longueur l_{min} , dont la valeur n'est pas définie et une taille de domaine L . Une simple analyse dimensionnelle montre que tous les termes de densité ($p_{32}, p_{10}, [p_{32}]_Q, [p_{10}]_Q$) ont la dimension de l'inverse d'une longueur ; leur rapport doit donc être indépendant de l_{min} et peut donc servir d'indicateurs pour comparer données et modèles. Comme seuls deux de ces indicateurs sont indépendants (voir le paragraphe ci-dessous), nous avons choisi de montrer les résultats des modèles, ainsi que les données, dans un graphe avec pour ordonnée le rapport $p_Q^* = \frac{[p_{32}]_Q}{p_{32}}$ (indépendant d'échelle) et pour abscisse p_{32} (varie comme l_{min}^{-1}).

Nous rappelons que, dans cette étude préliminaire, les modèles considèrent une distribution uniforme d'orientation et des distributions simples de transmissivité.

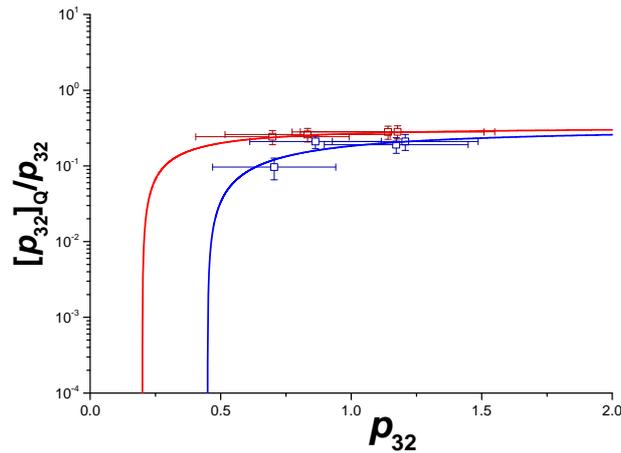


Fig. 6-16. Facteur de chenalisation normalisé par la densité de fractures p_{32} en fonction de la densité p_{32} .

La Fig. 6-16 présente la relation entre l'indicateur de chenalisation normalisée par la densité de fractures $[p_{32}]_Q/p_{32}$. Nous avons démontré que le facteur de chenalisation s'écrit sous la forme :

$$[p_{32}]_Q = k(p_{32} - p_c) \quad \text{Équation 6-2}$$

Nous réécrivons l'indicateur de chenalisation divisé par la densité des fractures, à partir de l'équation ci-dessus (Équation 6-2) :

$$p_Q = \frac{[p_{32}]_Q}{p_{32}} = k \left(1 - \frac{p_c}{p_{32}}\right) \quad \text{Équation 6-3}$$

Cet indicateur s'écrit sans dimension :

$$p_Q^* = \frac{[p_{32}]_Q}{p_{32}} = k \left(1 - \frac{p_c^*}{p_{32} \cdot l_{min}}\right) \quad \text{Équation 6-4}$$

p_c^* est un seuil adimensionnel, calculé pour chacun des modèles MM et PM, et de la taille de la plus petite fracture du réseau l_{min} : $p_c^* = p_c \cdot l_{min}$.

Nous avons montré que pour les deux modèles PM et MM $k = \frac{1}{3}$ et $p_c = 0.2$ pour PM et $p_c = 0.45$ pour MM. Sans dimension, $\frac{[p_{32}]_Q}{p_{32}}$ s'écrit alors :

$$\text{Modèles mécaniques : } p_Q^* = \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{0.9}{p_{32} \cdot l_{min}}\right), \quad \text{Fig. 6-16 courbe bleue}$$

$$\text{Modèles poissoniens : } p_Q^* = \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{0.4}{p_{32} \cdot l_{min}}\right), \quad \text{Fig. 6-16 courbe rouge}$$

Les courbes ci-dessus montrent que, si p_{32} est suffisamment grand par rapport au seuil p_c^*/l_{min} , le facteur de localisation des flux, p_Q^* , ne dépend pas de la densité du réseau mais seulement du processus de génération des fractures. Par contre, près du seuil, le facteur de localisation tend vers 0.

Table 12. Valeurs de p_Q^* des modèles numériques MMAS, MMAC, MMBS et MMBC, ainsi que leur équivalent poissonien (PM).

| DFN | | p_Q^* |
|-----|----|--------------------|
| AS | MM | 0.0962 ±0.0306 |
| | PM | 0.2422 ±0.0519 |
| AC | MM | 0.2101 ±0.0417 |
| | PM | 0.2597 ±0.05295 |
| BS | MM | 0.1909 ±0.0444 |
| | PM | 0.2801 ±0.055 |
| BC | MM | 0.2100 ±0.0499 |
| | PM | 0.2822 ±0.0556 |

6.2.3 Sélection des unités FFMxx et de la partie dense du régime

Sélection des formations géologiques le long du forage.

Nous avons fait le choix d'une double étude de chacun des forages. La première analyse est basée sur la méthode utilisée par Follin et al. (2007). Dans un premier temps, nous étudions les propriétés géométriques et hydrauliques des mesures le long du forage dans leur intégralité. Dans un deuxième temps, nous présenterons une étude de l'intégralité des forages en excluant les zones de déformations, et en considérant chacun des domaines fracturé dans son intégralité (Fig. 6-17, Set data analyzed). Cette double approche aura pour but de proposer différentes pistes afin de modéliser le plus fidèlement possible l'écoulement à travers le réseau fracturé. L'analyse géométrique et hydraulique des forages se fait en 2 étapes :

- Analyse de la colonne de forage dans son intégralité avec ou sans DZ;
- Analyse par fracture domain FFMxx.

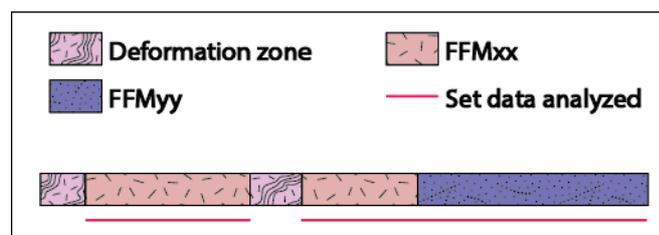


Fig. 6-17. Illustration des sections d'un forage analysées afin de déterminer les propriétés géométriques et hydrauliques. Les lignes rouges représentent les sections qui sont analysées.

Détermination de la longueur caractéristique l_c .

Le site de Forsmark est caractérisé par une distribution des longueurs de fractures composée des deux régimes sparse et dense. Nous supposons que la partie sparse ne participe que très peu à la connectivité et à l'écoulement comparé au régime dense. C'est pourquoi, nous proposons que, dans le cadre de l'hypothèse UFM, la transition entre le régime dense et dilué, l_c , soit représentative de la valeur l_{min} de l'étude théorique. l_c peut être déduit des densités p_{32} mesurées le long du forage. Le calcul est tiré des résultats analytiques développés dans (Davy et al., 2013, Davy et al., 2010b) et explicités dans le rapport (Darcel et al., 2014b). Les équations ci-dessous présentent les contributions au p_{32} total:

- des fractures qui appartiennent au régime de croissance (dilué) (S),
- Des fractures qui composent le régime dense (D),
- de l'ensemble des fractures (SD=D+S).

Nous déterminons la densité de fractures du régime dense uniquement.

$$SD : p_{32} = \alpha_u l_c^{-a_u+a_s} \cdot \left(\frac{d^{3-a_s} - x^{3-a_s}}{a_s - 3} - 2d \cdot d^{2-a_s} - \frac{l_c^{2-a_s}}{a_s - 2} + d^2 \cdot \frac{x^{1-a_s} - d^{1-a_s}}{1 - a_s} \right) + \alpha_u \frac{\pi}{4} l_c^{3-a_u} \cdot \left(\frac{1}{a_u - 3} - 2 \frac{d}{l_c} \cdot \frac{1}{a_u - 2} + \left(\frac{d}{l_c} \right)^2 * \frac{1}{a_u - 1} \right) \quad \text{Équation 6-5}$$

$$S : p_{32, grow} = \alpha_u \cdot l_c^{a_u+a_s} \cdot \left(\frac{d^{3-a_s} - l_c^{3a_s}}{a_s - 3} - 2d \cdot \frac{d^{2-a_s} - l_c^{2-a_s}}{a_s - 2} + d^2 \cdot \frac{x^{1-a_s} - d^{1-a_s}}{1 - a_s} \right) \quad \text{Équation 6-6}$$

$$D : p_{32, UFM} = \alpha_u \cdot \frac{\pi}{4} l_c^{3-a_u} \cdot \left(\frac{1}{a_u - 3} - 2 \frac{d}{l_c} \cdot \frac{1}{a_u - 2} \right) + \left(\left(\frac{d}{l_c} \right)^2 \cdot \frac{1}{a_u - 1} \right) \quad \text{Équation 6-7}$$

Les différentes densités proposées ci-dessus sont obtenues à partir des exposants de la partie diluée (a_s), de la partie dense (a_u), du diamètre du forage (d), du terme de densité de la distribution des longueurs pour le régime dense (α_u) et de la longueur caractéristique (l_c). Nous prenons une large fenêtre de $\alpha_u \in [3.2:4.6]$, du fait de l'incertitude que nous avons sur la détermination précise sur le site de Forsmark, et nous fixons l'exposant du régime dense $a_u = 4$. Le diamètre d du forage est en moyenne de $0.076m$. A partir des paramètres statistiques ci-dessus, la Fig. 6-18 présente les valeurs de l_c pour des densités de fractures p_{32} . Nous estimons un l_c moyen à partir des différentes valeurs de α_u pour les valeurs de p_{32} des forages.

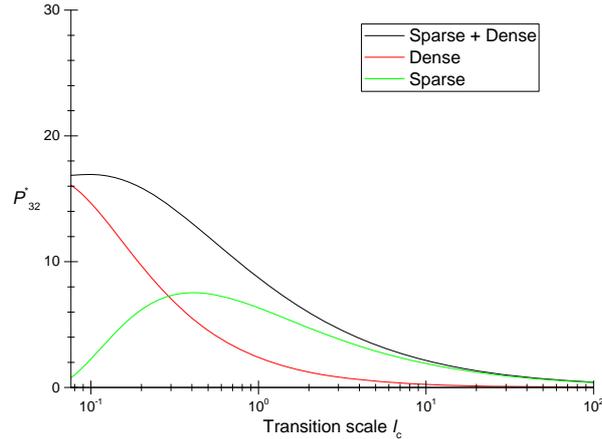


Fig. 6-18. Détermination de la densité de fractures par volume p_{32} , en fonction de la longueur caractéristique l_c .

Les relations entre les différentes définitions de la densité de fracturations s'écrivent sous la forme :

$$p_{32,a} > p_{32,UFM,a} > p_{32,o} > p_{32,UFM,o}$$

6.3 Propriétés géométriques et hydrauliques à l'échelle du puits : site de Forsmark

6.3.1 Propriétés géométriques et hydrauliques sur toute la longueur du puits, sans sélection.

Les propriétés statistiques de densité sont mesurées, par stéréologie, directement le long des forages et sont généralement utilisées afin de générer des modèles numériques. Afin de s'intéresser uniquement à la partie dense du réseau fracturé, nous calculons les densités $p_{32,UFM,a}$ à partir de la longueur caractéristique l_c et la densité $p_{32,a}$ (Équation 6-5).

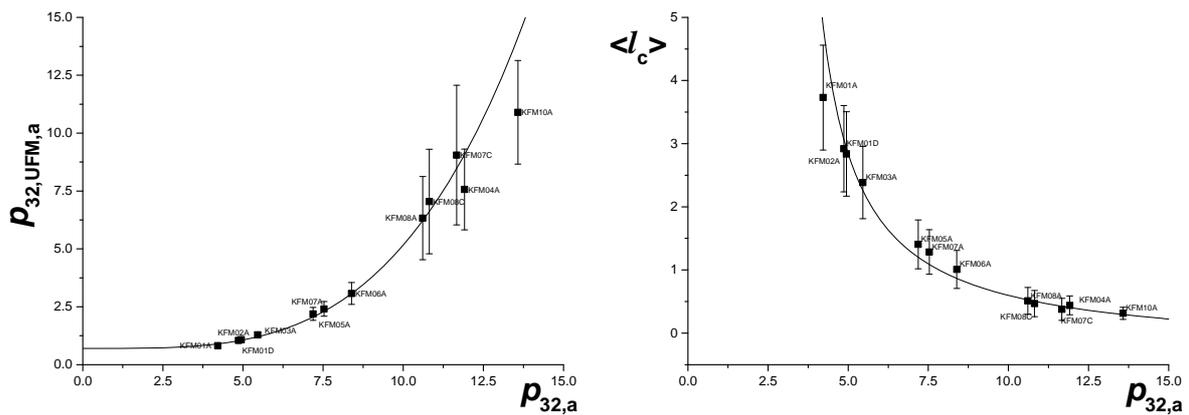


Fig. 6-19. Relation entre la densité du régime dense ($p_{32,UFM,a}$) en fonction de la densité de toutes les fractures du réseau ($p_{32,a}$) (gauche). Moyenne de la longueur caractéristique l_c en fonction de la densité de toutes les fractures du réseau $p_{32,a}$ (droite).

D'après la Fig. 6-19, la relation qui lie la densité du régime dense ($p_{32,UFM,a}$) et la densité totale ($p_{32,a}$) du réseau s'écrit alors sous la forme $p_{32,UFM,a} = \left(\frac{p_{32,a}}{7}\right)^4$.

Nous avançons l'hypothèse que le rapport entre $p_{32,o}$ et p_{32a} est identique au rapport entre $p_{32,UFM,o}$ et $p_{32,UFM,a}$. A partir de cette hypothèse, nous estimons $p_{32,UFM,o}$ tel que $p_{32,UFM,o} = p_{oa} * p_{32,UFM,a}$. Dans notre cas, le rapport moyen $\langle p_{oa} \rangle \cong 0.20$. Ainsi, nous considérons que le régime dense est composé de fractures ouvertes et de fractures fermées dans les mêmes proportions que dans le réseau complet.

Les densités de fractures, pour chacun des forages, sont présentées dans la Table 13 :

Table 13. Propriétés géométriques des réseaux de fractures représentées par chacun des forages KFMxxx. Les densités de fractures sont présentées pour la totalité des fractures du réseau ($p_{YX,a}$) et pour uniquement les fractures ouvertes ($p_{32,o}$).

| | $p_{32,a}$ | $p_{32,o}$ | $p_{32,UFM,a}$ | $p_{32,UFM,o}$ | l_c |
|--------|------------|------------|----------------|----------------|------------|
| KFM01A | 4.21 | 1.65 | 0.82 ±0.067 | 0.32±0.02 | 3.73 ±0.83 |
| KFM01D | 4.86 | 1.086 | 1.05 ±0.094 | 0.23 ±0.02 | 2.92 ±0.68 |
| KFM02A | 4.94 | 0.93 | 1.08 ±0.099 | 0.20 ±0.02 | 2.84 ±0.67 |
| KFM03A | 5.45 | 0.87 | 1.29 ±0.13 | 0.21 ±0.02 | 2.38 ±0.57 |
| KFM04A | 11.91 | 2.81 | 7.57 ±1.74 | 1.79 ±0.41 | 0.44 ±0.15 |
| KFM05A | 7.19 | 1.23 | 2.19 ±0.28 | 0.38 ±0.05 | 1.41 ±0.39 |
| KFM06A | 8.39 | 1.48 | 3.07 ±0.47 | 0.55 ±0.08 | 1.01 ±0.30 |
| KFM07A | 7.53 | 1.28 | 2.41 ±0.32 | 0.41 ±0.05 | 1.28 ±0.35 |
| KFM07C | 11.67 | 1.94 | 9.05 ±3.01 | 1.51 ±0.50 | 0.38 ±0.17 |
| KFM08A | 10.60 | 1.42 | 6.33 ±1.80 | 0.85 ±0.24 | 0.51 ±0.22 |
| KFM08C | 10.81 | 1.54 | 7.05 ±2.26 | 1.01 ±0.32 | 0.47 ±0.21 |
| KFM10A | 13.58 | 3.76 | 10.90 ±2.23 | 3.02 ±0.62 | 0.31 ±0.1 |

D'après la Table 13, nous constatons que les valeurs de $\langle l_c \rangle$ sont très hétérogènes et varient sur un ordre de grandeur, d'environ $\langle l_c \geq 0.3 \rangle$ à $\langle l_c \geq 4 \rangle$. Cette évolution de l_c pour chacun des forages est corrélée à la forte hétérogénéité de fracturations d'un puits à l'autre. La Fig. 6-19 (droite) présente l'évolution de la moyenne de l_c en fonction de $p_{32,a}$. Les Fig. 6-19 indiquent autant de réseaux de fractures différents que de p_{32} et l_c différents.

Dans un second temps, nous nous basons sur l'étude de p_Q^* qui est le ratio entre $[p_{32}]_Q$ et p_{32} , qui sont deux distances moyennes entre les fractures le long du forage. En effet, $[p_{32}]_Q^{-1}$ représente la distance moyenne entre les fractures qui ont un flux significatif et p_{32}^{-1} représente la distance moyenne entre les fractures. Les Fig. 6-20 montre le rapport p_Q^* en fonction de la densité des fractures $p_{32,a}$ (a) et $p_{32,o}$ (b).

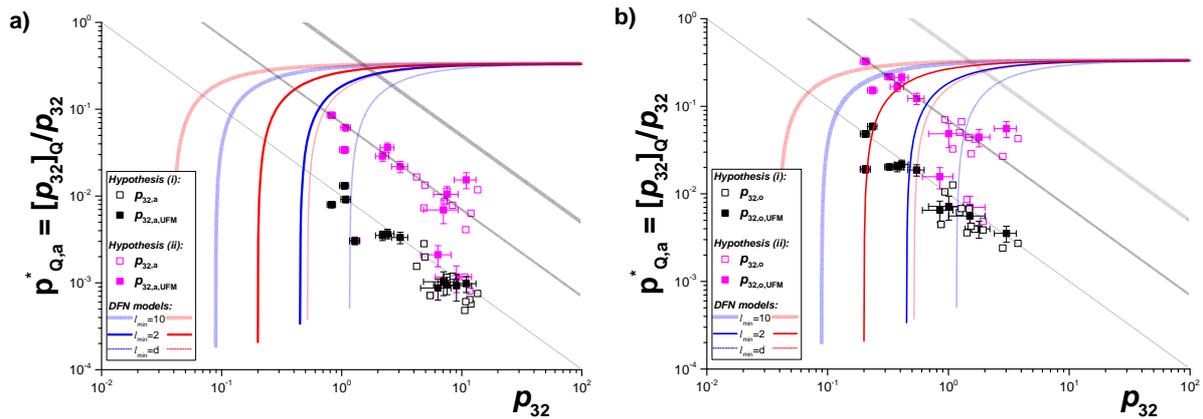


Fig. 6-20. Comparaison entre les modèles numériques et les données naturelles KFMxxx. a) Toutes les fractures du réseaux ($p_{32,a}$). b) Uniquement les fractures ouvertes ($p_{32,o}$). Les données présentées sont issues des forages complets. Les lignes grisées représentent des modèles définis $(p_Q^*)_i = c_i \cdot \frac{1}{p_{32}}$ où l'épaisseur des lignes correspond à un coefficient c_i tel que $c_1 = 0.5$, $c_2 = 0.07$ et $c_3 = 0.01$. Trois couples (PM et MM) de DFN sont proposés pour différentes longueurs l_{min} tel que : $l_{min} = 10$, $l_{min} = 2$, $l_{min} = d$, où d le diamètre du forage.

Les Fig. 6-20 présentent la chenalisation normalisée des données naturelles pour les hypothèses (i) (symboles noirs) et (ii) (symboles roses). Rappelons que l'hypothèse (i), la plus raisonnable, est définie par l'attribution d'une seule et unique fracture qui porte le flux sur la section de 5m mesurée, et l'hypothèse (ii) correspond au cas où l'ensemble des fractures de la section coule, avec un flux distribué de façon homogène sur toutes les fractures ouvertes. Les données sont largement distribuées sur environ 2 ordres de grandeurs pour (i) et (ii), mais surtout avec des valeurs plus faibles que les modèles numériques MM ou PM. Comme attendue, la chenalisation est extrême pour l'hypothèse (i). Dans le détail, les valeurs de $p_{32,UFM,a} < p_{32,a}$, les densités des régimes denses paraissent moins chenalisées que si l'on considère la totalité du réseau. Les deux hypothèses (i) et (ii) s'organisent autour de deux fonctions où $[p_{32}]_Q$ est constant :

- Hypothèse (i) : $p_Q^* = \frac{0.01}{p_{32}}$
- Hypothèse (ii) : $p_Q^* = \frac{0.07}{p_{32}}$

Les coefficients présentés ci-dessus représentent, en moyenne, les valeurs de $[p_{32}]_Q$ observées sur le site. Nous verrons par la suite, que lorsque nous discrétisons les FFMxx, on retrouve une troisième valeur moyenne $[p_{32}]_Q = 0.5$.

Si l'on considère uniquement les fractures ouvertes, les valeurs des densités étant plus faibles, on retrouve une adéquation entre les propriétés hydrauliques et géométriques des modèles numériques aux données de terrain. Cette conclusion est vérifiée uniquement pour l'hypothèse (ii). Ce qui signifie que la densité $p_{32,UFM,o}$ des forages KFM01A, KFM01D, KFM05A, KFM07A seraient en adéquation avec les DFN MM. Alors que $p_{32,UFM,o}$ est similaire aux modèles poissoniens (Table 4).

Table 14. Propriétés hydrauliques normalisées des forages KFMxxx.

| | Hypothèse (i) | | | | Hypothèse (ii) | | | |
|--------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,a}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,o}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,UFM,a}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,UFM,o}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,a}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,o}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,UFM,a}}$ | $\frac{[p_{10}]_Q}{p_{32,UFM,o}}$ |
| KFM01A | 9.26935E-4 | 0.00236 | 4.78E-03 ±3.83E-04 | 1.22E-02 ±9.76E-04 | 9.93E-03 | 2.53E-02 | 5.12E-02 ±4.10E-03 | 1.30E-01 ±1.05E-02 |
| KFM01D | 0.00169 | 0.00758 | 7.89E-03 ±6.95E-04 | 3.53E-02 ±3.11E-03 | 4.37E-03 | 1.96E-02 | 2.04E-02 ±1.79E-03 | 9.11E-02 ±8.02E-03 |
| KFM02A | 0.00119 | 0.00631 | 5.49E-03 ±4.90E-04 | 2.91E-02 ±2.59E-03 | 8.00E-03 | 4.24E-02 | 3.68E-02 ±3.29E-03 | 1.95E-01 ±1.74E-02 |
| KFM03A | 4.27135E-4 | 0.00268 | 1.82E-03 ±1.72E-04 | 1.14E-02 ±1.08E-03 | 4.32E-04 | 2.71E-03 | 1.84E-03 ±1.74E-04 | 1.16E-02 ±1.09E-03 |
| KFM04A | 3.41326E-4 | 0.00144 | 5.65E-04 ±1.26E-04 | 2.39E-03 ±5.32E-04 | 3.80E-03 | 1.61E-02 | 6.29E-03 ±1.40E-03 | 2.66E-02 ±5.92E-03 |
| KFM05A | 6.32922E-4 | 0.00368 | 2.11E-03 ±2.61E-04 | 1.22E-02 ±1.52E-03 | 5.19E-03 | 3.01E-02 | 1.73E-02 ±2.14E-03 | 1.00E-01 ±1.24E-02 |
| KFM06A | 7.14799E-4 | 0.00403 | 1.99E-03 ±2.98E-04 | 1.12E-02 ±1.68E-03 | 4.69E-03 | 2.64E-02 | 1.31E-02 ±1.95E-03 | 7.37E-02 ±1.10E-02 |
| KFM07A | 6.94634E-4 | 0.00407 | 2.21E-03 ±2.80E-04 | 1.29E-02 ±1.64E-03 | 6.82E-03 | 4.00E-02 | 2.17E-02 ±2.75E-03 | 1.27E-01 ±1.61E-02 |
| KFM07C | 3.85616E-4 | 0.00232 | 5.57E-04 ±1.88E-04 | 3.35E-03 ±1.13E-03 | 4.85E-04 | 2.92E-03 | 7.01E-04 ±2.37E-04 | 4.21E-03 ±1.42E-03 |
| KFM08A | 2.89024E-4 | 0.00215 | 5.23E-04 ±1.43E-04 | 3.90E-03 ±1.06E-03 | 6.98E-04 | 5.20E-03 | 1.26E-03 ±3.45E-04 | 9.41E-03 ±2.57E-03 |
| KFM08C | 3.64135E-4 | 0.00255 | 6.16E-04 ±1.88E-04 | 4.32E-03 ±1.32E-03 | 2.46E-03 | 1.72E-02 | 4.16E-03 ±1.27E-03 | 2.91E-02 ±8.88E-03 |
| KFM10A | 4.5176E-4 | 0.00163 | 5.87E-04 ±1.23E-04 | 2.12E-03 ±4.44E-04 | 7.09E-03 | 2.56E-02 | 9.22E-03 ±1.93E-03 | 3.33E-02 ±6.97E-03 |

Afin de discrétiser les unités géologiques le long du forage, nous étudions les propriétés hydrauliques et structurales de chacun des FFMxx identifiés (Fig. 6-21). Les valeurs moyennes de p_Q^* des FFMxx sont plus fortes que p_Q^* sur le forage complet. Ainsi, nous constatons que nous retrouvons des valeurs FFM02 (ii) (FFMxx hypothèse (ii)), pour les forages KFM01A, KFM01D et KFM06A, similaires aux modèles numériques MM et PM pour toutes les fractures du réseau. FFM02 (ii) est défini par la fonction $\left(\frac{0.5}{p_{32}}\right)$. Notons que les valeurs du rapport p_Q^* supérieures aux valeurs limite des deux modèles sont improbables.

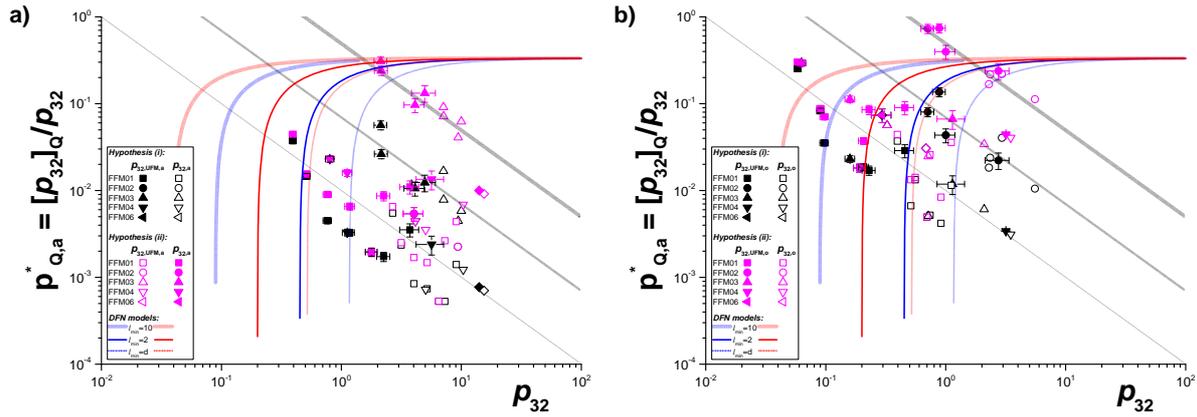


Fig. 6-21. Comparaison entre les modèles numériques et les données naturelles KFMxxx. a) Toutes les fractures du réseau ($p_{32,a}$). b) Uniquement les fractures ouvertes ($p_{32,o}$). Les données présentées sont issues des sélections des fractures domaines FFMxx.

En considérant uniquement les fractures ouvertes, le constat est le même que pour l'étude des forages complet, c'est-à-dire qu'un grand nombre de FFMxx ont des propriétés hydrauliques et structurales similaires aux modèles MM et PM. Certaines FFM02A (ii) denses présentent une localisation du flux plus homogène que les modèles PM, ce qui signifie que $FFM02(p_Q^*) > PM(p_Q^*)$ (Table 15) :

Table 15. Correspondance entre les FFMxx et les données numériques.

| FFMxx | hypothesis | type | Boreholes | adequation |
|-------|------------|----------------|------------------------------|------------|
| FFM02 | (ii) | $p_{32,UFM,o}$ | KFM01A | MM |
| FFM02 | (ii) | $p_{32,o}$ | KFM06A, KFM01D, KFM05A | MM |
| FFM01 | (i) | $p_{32,UFM,o}$ | KFM05A | MM |
| FFM01 | (ii) | $p_{32,UFM,o}$ | KFM05A | PM |
| FFM02 | (ii) | $p_{32,UFM,o}$ | KFM01D, KFM06A, KFM05A | >PM |

Dans les figures ci-dessus (Fig. 6-20 et Fig. 6-21), nous avons présentés les données de Forsmark, sur le forage complet (Fig. 6-20) ou uniquement pour les FFMxx (Fig. 6-21), ainsi que des données issues des modèles numériques PM et MM utilisés dans le cadre de ce travail de recherche. Nous proposons aussi deux autres modèles, calculés et non générés, pour des valeurs de $l_{min} = 10$ et $l_{min} = d$ (diamètre du forage). Ainsi, nous pouvons comparer les données naturelles aux modèles pour différentes tailles de l_{min} afin de proposer les modèles qui reproduisent le plus fidèlement les propriétés géométriques et hydrauliques des réseaux naturels. Le modèle de (Follin et al., 2013) montre que la connectivité des réseaux est assurée par des fractures de gamme de longueurs comprises entre 10m et 100m, ainsi nous faisons le choix de comparer les données observées à deux modèles (MM et PM) pour $l_{min} = 10$. Pour PM et MM $l_{min} = 10$, globalement la densité p_{32} est très faible lorsqu'on la compare aux données naturelles $p_{32,a}$. Concernant la densité des fractures ouvertes $p_{32,o}$, les données issues

de l'hypothèse (ii), sont plus proches de ces deux DFN. Les modèles à $l_{min} = 10$ deviennent pertinents lorsqu'on les compare aux FFMxx, et MM est capable de reproduire la chenalisation observée pour le régime dense de FFM01 ($p_{32,UFM,o}$). Pour les modèles à $l_{min} = d$ et à $p_{32,a}$, MM est plus performant afin de modéliser la chenalisation et la densité de la partie dense du réseau observée le long des forages. Il faut aussi préciser que certains forages (hypothèse (ii)) semblent être en adéquation avec PM. Lorsqu'on compare les résultats des DFN aux densités de fractures ouvertes, nous constatons qu'un plus grand nombre de données (forages) est en adéquation avec MM, et plus précisément a un comportement hydraulique et une structure qui se situe entre les propriétés hydrauliques et structurelles de PM et MM. Enfin, lorsqu'on sélectionne les fractures ouvertes des unités géologiques FFMxx, la distribution des données observées sur le terrain permet de trouver une adéquation avec l'un des DFN proposés.

Rappelons que les DFN sont définis sur une gamme de longueurs, un terme de densité α et sans distribution d'orientation ni de distribution de transmissivité. Malgré cela, trouver une correspondance permettrait de choisir le modèle le plus performant pour l'objet à modéliser et l'adapter afin qu'il représente la géométrie du site. Ainsi paramétrés, nous pouvons supposer que les résultats hydrauliques seront pertinents et cohérents avec les observations sur le terrain.

6.4 Discussions et conclusions

Le constat de l'analyse précédente est que, quel que soit la densité de fractures prise, les flux sont beaucoup plus localisés que les modèles. Le rapport p_Q^* varie de 0.01 à 0.3 pour les modèles, alors que, à quelques exceptions près, il vaut plutôt 0.00005 et 0.7 quand on le calcule à partir des données.

Ce rapport p_Q^* prend en compte une donnée hydrologique ($[p_{32}]_Q$) et une donnée structurale (p_{32}) qu'on suppose pertinentes pour le calcul des écoulements. La question posée est de connaître la structure d'écoulement et d'en déduire, à partir d'information en forages, la densité de cette structure qu'on pourra injecter dans les modèles. Différentes hypothèses peuvent être prises pour sélectionner ce sous-système. On possède une information à l'échelle du puits sur les fractures dites « ouvertes », même si nous ne savons pas si les fractures fermées sont réellement imperméables. Cependant, nous n'avons aucune information concernant la distribution de la longueur des fractures « perméables ».

En passant de la structure géologique (GEODFN) à la structure hydraulique (HYDRODFN), la question posée est de savoir quel sous-réseau faut-il utiliser dans les modèles pour rendre compte de la localisation des écoulements et des valeurs de perméabilité. Les modèles sont censés prendre en compte le réseau de fractures qui est perméable. Pour réconcilier les données et les modèles, plusieurs pistes sont alors envisagées :

- Sélectionner le sous-ensemble des fractures ouvertes uniquement ;
- Sélectionner la partie dense du réseau (fractures UFM) ;
- Sélectionner uniquement certaines unités géologiques ;
- Changer la valeur de l_{min} ;
- Générer des modèles qui seront proches du seuil de percolation p_c .

Enfin, une dernière proposition afin de trouver une adéquation entre les données et les modèles, concerne la définition même de l'indice de localisation $[p_{10}]_Q$, et donc de $[p_{32}]_Q$. Des valeurs élevées de flux pourraient venir d'un biais dans la mesure, provoqué par des effets d'échelle qui ferait décroître la valeur de $[p_{10}]_Q$. Pour les données le long du forage, les propriétés géométriques et hydrauliques des ZFM/DZ sont intégrées aux propriétés moyennes des forages, alors que ces zones présentent des écoulements très localisés et avec un flux très important par rapport aux autres sections du forage. Dans ce cas, les valeurs de p_Q^* calculées sur le forage sont biaisées par cette forte hétérogénéité. Concernant les données sur les domaines fracturés, le biais de mesure de $[p_{10}]_Q$ serait probablement lié à la faible épaisseur des couches étudiées. Avec une épaisseur de plus de 400m en moyenne pour les domaines fracturés les plus importants (FFM01), à quelques dizaines de mètres pour les moins épais (FFM05), à mesure de $[p_{10}]_Q$ devrait, théoriquement, se faire sur une distance suffisante pour éviter ces biais. Enfin, un sous-échantillonnage des écoulements est possible à cause de l'hétérogénéité dans les plans de fractures. L'indicateur de chenalisation ne peut pas prendre en compte ce type de situation.

Conclusions et perspectives.

Les travaux réalisés pendant ce doctorat se placent dans le contexte l'étude de l'écoulement des fluides dans les milieux fracturés. Ce travail porte sur la caractérisation des propriétés géométriques et surtout hydrauliques de deux types de réseaux numériques, le modèle de Poisson et le modèle Mécanique. L'objectif principal de cette thèse est de comprendre l'importance de la structure géométrique du réseau dans l'organisation spatiale de l'écoulement. Autrement dit, de quantifier l'effet d'une structure géométrique contrainte par des règles mécaniques sur la chenalisation.

Le modèle de Poisson (PM), très largement utilisé aujourd'hui, est décrit par un processus de Poisson, qui propose un modèle où chaque caractéristique du terrain est intégrée indépendamment les unes des autres. La structure géométrique de PM est contrôlée par une distribution homogène de la densité de fractures, une distribution d'orientation gardée aléatoire, et une distribution de longueur fixée par l'exposant de la loi puissance (Andersson and Dverstorp, 1987, Darcel et al., 2013, Berkowitz, 2002, Cacas et al., 1990a, Long and Billaux, 1987, Long et al., 1985, McClure and Horne, 2014, Jing and Stephansson, 2007).

Le second modèle, récent et moins connu, est le modèle mécanique développé par (Davy et al., 2010a, Davy et al., 2013). Ce modèle introduit une corrélation entre la position des fractures les unes par rapport aux autres et leur longueur respective. Cette corrélation est le résultat de règles simplifiées qui contrôlent la propagation des fractures dans le milieu. Une des conséquences de ce processus de génération est la forte proportion d'intersections de type T dans le réseau. Ces intersections de type T sont caractérisées par une faible taille, par rapport à la taille de la fracture. Cette caractéristique du modèle mécanique est justifiée par des études antérieures qui démontrent que lors de la propagation de deux cracks suffisamment proches et parallèles, un des deux cracks arrêtera la propagation du deuxième, selon leur taille respective (Segall and Pollard, 1980, Segall and Pollard, 1983). Ce nouveau modèle décrit l'organisation des fractures entre elles, et surtout, les paramètres de densité et de distribution des longueurs ne sont pas des données en entrée du modèle, mais résultant des processus de génération. Ainsi, ce modèle est capable de reproduire les deux régimes de distribution des longueurs observées sur le terrain : le régime dilué et le régime dense.

Présentation des résultats et discussions

Une des propriétés des modèles mécaniques est la taille de l'intersection et surtout un très grand nombre d'intersections en T, considérées comme ayant des petites tailles en comparaison des intersections de type X mais aussi et surtout des longueurs des fractures. La première étape de ce travail était alors de vérifier le rôle que peut jouer la taille de l'intersection dans l'organisation de l'écoulement. La question posée était de savoir comment la taille de l'intersection peut changer les propriétés hydrauliques d'une fracture. Bien que menée en 2D, cette étude a démontré le rôle particulier que joue la taille de l'intersection dans l'écoulement. Sur les cas testés, lorsque la taille de l'intersection diminue, la transmissivité des fractures chute pour les grandes tailles de l'intersection, puis tend rapidement vers un seuil pour des intersections infiniment petites. Le comportement hydraulique ainsi observé démontre que la taille de l'intersection est un facteur limitant de l'écoulement, mais pas critique. C'est-à-dire que diminuer la taille de l'intersection, au-delà d'un certain seuil, ne permet pas d'accentuer significativement la chenalisation des réseaux.

Nous n'avons pas introduit d'hétérogénéité d'ouverture dans les intersections, et cela pourrait être envisagé dans une prochaine étape. Pour des résolutions d'écoulements, sans transport ni mélange, nous pouvons supposer que l'écoulement sera potentiellement plus limité par la chenalisation locale à l'intérieur d'une fracture (à l'image de ce que présente (Watanabe et al., 2009)), qui pourrait contraindre l'écoulement dans un chemin préférentiel au détriment de certaines intersections, que par la taille des intersections elles-mêmes.

Une fois générés, nous avons comparé les réseaux mécaniques et les réseaux poissonniens dans le but de quantifier l'effet de la structure géométrique corrélée des MM dans l'organisation de l'écoulement. Cette comparaison est réalisée pour des transmissivités de fractures constantes. La question sous-jacente était de savoir si la géométrie particulière des MM, résultant des processus de génération, est plus performante dans la prédiction de la chenalisation que les PM. Les résultats nous ont démontré que les MM chenalisent l'écoulement, c'est-à-dire que les flux sont concentrés sur certaines structures. Cette conclusion est tirée de l'étude de la densité du backbone d_b mais aussi et surtout de l'étude du paramètre de chenalisation $[p_{32}]_Q$. Ce dernier paramètre a démontré que les modèles MM sont 1.5 à 2.5 fois plus chenalisés que les modèles Poissonniens. L'effet de la structure du réseau est alors clairement identifier : chenaliser les écoulements sur quelques grandes fractures.

Les réseaux poissonniens sont capables de chenaliser l'écoulement, avec des valeurs similaires aux MM, en y intégrant des propriétés hydrauliques hétérogènes dans le réseau. Ces propriétés hétérogènes sont simulées par une distribution lognormal et non corrélées de la transmissivité de chacune des fractures. La problématique posée est alors de comparer, à même structure mais en y ajoutant des hétérogénéités d'ouverture dans les deux modèles MM et PM, et ainsi vérifier si l'effet de la structure est toujours dominante. Et les résultats ont démontré qu'une distribution de transmissivité dans les MM, accentue légèrement la chenalisation dans les réseaux, mais cela est sans comparaison avec les effets si particuliers de la structure. Les modèles MM étant les seuls modèles où l'ajout de distribution de transmissivité dans le réseau change la forme générale de l'écoulement, observée par l'exposant ω . Pour les MM les plus critiques, l'organisation spatiale de l'écoulement sur des structures montées en séries vers une structure mixte, résultant d'un mélange entre la structure en séries et la structure parallèle. Encore une fois, l'effet de structure domine dans l'organisation spatiale de l'écoulement.

Les limites identifiées à cette étude sont de deux ordres. Le premier ordre, les limites inhérentes aux indicateurs statistiques. Cette limite est clairement identifiée pour la densité du backbone, qui est un des paramètres qui caractérise la chenalisation. Sa limite, déjà expliquée auparavant,

vient de la définition même de cet indicateur, qui porte sur la densité des fractures ayant un écoulement, et cela peut importe l'intensité de cet écoulement. Cette limite est contournée par l'utilisation de l'indicateur de chenalisation $[p_{32}]_Q$, qui prend en compte les valeurs de l'écoulement. Contrairement à d_b , $[p_{32}]_Q$ est limité par l'échelle de génération. En effet, $[p_{32}]_Q$ est la fréquence des fractures ayant un flux significatif. Cette fréquence dépendra des conditions de génération, mais aussi de la taille du domaine d'étude. Plus le domaine sera grand, plus l'espace entre les fractures qui coulent pourrait être grand, dans ce cas $[p_{32}]_Q$ indiquera une chenalisation plus marquée dans le réseau. Cependant, lorsque nous souhaitons comparer deux à deux des DFN ayant les mêmes conditions de génération, cette limite n'est pas un facteur critique de l'étude. Le deuxième ordre, les limites inhérentes à la modélisation des DFN. Dans notre cas, nous avons considéré une distribution d'orientation gardée comme aléatoire. Ce point n'est pas une limite fondamentale car nous nous trouvons dans le cas bien au-dessus du seuil de percolation, où la densité domine la connectivité, mais peut toujours être discutée dans la paramétrisation des DFN.

La dernière partie de ce travail de recherche a montré que la chenalisation des réseaux MM est insuffisante par rapport à la chenalisation observée le long des forages dans le milieu naturel. A partir des données du site de Forsmark, nous avons pu constater que le milieu naturel est extrêmement chenalisé avec des valeurs de $[p_{32}]_Q$ qui varient entre 0.01 à 0.07 pour les forages contre des valeurs de $[p_{32}]_Q$ pour les DFN de 0.1 à 0.3. La problématique est alors de faire diminuer l'indicateur de chenalisation des MM afin de correspondre aux valeurs observées. Les axes possibles à explorer sont présentés ci-dessous.

Une limite fondamentale à cette approche est que $[p_{32}]_Q$ est calculée le long du forage. Cependant, une fracture peut avoir un flux non nul sur la majeure partie de sa surface, mais au contact du forage être présentée comme une fracture ouverte mais qui ne coule pas ou comme une fracture fermée. Cette imprécision est le résultat d'un écoulement contraint par une distribution d'ouverture hétérogène dans la fracture. A un point donné, la fracture peut alors paraître fermée et sans flux.

Il faut nuancer ces conclusions en rappelant que les modèles numériques comparés aux données de sites ne respectent pas les propriétés statistiques observées sur le terrain. Les densités, orientations et propriétés hydrologiques des fractures ne correspondent pas aux observations in-situ. Cependant, cette première approche pourrait délimiter une limite haute, en supposant que si les MM correspondent aux propriétés statistiques du milieu, la chenalisation serait plus marquée que ce qui est montré jusqu'à présent.

Perspectives

Nous avons étudié les propriétés géométriques et hydrauliques des réseaux numériques, et nous les avons comparées aux observations sur le site de Forsmark. Dans la perspective de rechercher un MM qui pourrait reproduire la chenalisation observée sur le site, nous proposons deux axes d'étude. Le premier consiste à sélectionner un sous-réseau (régime dense, fracture ouverte, fracture ouverte du régime dense, unité géologique...) qui permettrait de faire diminuer la densité du milieu pour faire correspondre le milieu naturel au DFN. Cet axe de recherche suppose que le réseau, qui porte effectivement l'écoulement, n'est pas immédiatement représenté par les indicateurs observés et mesurés sur le terrain :

- Sélectionner le sous-ensemble des fractures ouvertes uniquement ;
- Sélectionner la partie dense du réseau (fractures UFM) ;
- Sélectionner uniquement certaines unités géologiques ;

Le deuxième axe de recherche serait de sélectionner la propriété statistique la plus pertinente pour générer les réseaux numériques (fractures ouvertes, toutes les fractures, réseau dense uniquement...), afin de vérifier si MM arrivent à des valeurs de chenalisation proche des observations le long des forages, ou encore générer des modèles qui seront proches du seuil de percolation p_c .

Une précédente étude a déjà démontré le fait que les modèles mécaniques sont plus proches des données observées que les modèles poissonniens. Cette étude portait sur une analyse comparative 3D et 2D de l'organisation spatiale des fractures des modèles PM et MM. L'analyse 2D consistait à comparer la structure géométrique des PM et MM avec un affleurement. PM s'est avéré trop connecté, et MM est le modèle le plus proche de la structure de l'affleurement, bien qu'encore trop connecté (Hope et al., 2015). Cette étude apporte un argument supplémentaire pour essayer de générer des MM plus proches du seuil de percolation.

Enfin, nous pourrions aussi ajouter des distributions de transmissivité corrélées aux longueurs des fractures, ainsi qu'une distribution d'orientation des fractures. Nous supposons que ces deux paramètres supplémentaires pourraient faire chuter l'indicateur de chenalisation et concentrer le flux sur quelques grandes fractures.

Références bibliographiques

- ABELIN, H., NERETNIEKS, I., TUNBRANT, S. & MORENO, L. 1985. Final report of the migration in a single fracture-Experimental results and evaluation. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm.
- ACUNA, J. A. & YORTSOS, Y. C. 1995. Application of Fractal Geometry to the Study of Networks of Fractures and Their Pressure Transient. *Water Resources Research*, 31, 527-540.
- AHOKAS, H., ROUHIAINEN, P., KOMULAINEN, J. & PÖLLÄNEN, J. 2014. Analysis of hydrogeological flow responses in Olkiluoto. Posiva Oy, Helsinki (Finland).
- ALGHALANDIS, Y. F., XU, C. & DOWD, P. A. A general framework for fracture intersection analysis: algorithms and practical applications. Australian Geothermal Energy Conference, 2011. 15-20.
- ANDERSSON, J. & DVERSTORP, B. 1987. Conditional simulations of fluid flow in three-dimensional networks of discrete fractures. *Water Resources Research*, 23, 1876-1886.
- ANDERSSON, J., SKAGIUS, K., WINBERG, A., LINDBORG, T. & STRÖM, A. 2013. Site-descriptive modelling for a final repository for spent nuclear fuel in Sweden. *Environmental Earth Sciences*, 69, 1045-1060.
- BALBERG, I. 1985. Universal percolation-threshold limits in the continuum. *Physical review B*, 31, 4053.
- BARENBLATT, G. I., ZHELTOV, I. P. & KOCHINA, I. N. 1960. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks (Strata). *J. Apply. Math.*, 24, 1286-1303.
- BERKOWITZ, B. 1995. Analysis of fracture network connectivity using percolation theory. *Mathematical Geology*, 27, 467-483.
- BERKOWITZ, B. 2002. Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review. *Advances in water resources*, 25, 861-884.
- BERKOWITZ, B. & BALBERG, I. 1993. Percolation theory and its application to groundwater hydrology. *Water Resources Research*, 29, 775-794.
- BERKOWITZ, B., BOUR, O., DAVY, P. & ODLING, N. 2000. Scaling of fracture connectivity in geological formations. *Geophysical Research Letters*, 27, 2061-2064.
- BERKOWITZ, B. & EWING, R. P. 1998. Percolation theory and network modeling applications in soil physics. *Surveys in Geophysics*, 19, 23-72.
- BILLAUX, D., CHILES, J., HESTIR, K. & LONG, J. Three-dimensional statistical modelling of a fractured rock mass—an example from the Fanay-Augères mine. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1989. Elsevier, 281-299.
- BONNEAU, F., HENRION, V., CAUMON, G., RENARD, P. & SAUSSE, J. 2013. A methodology for pseudo-genetic stochastic modeling of discrete fracture networks. *Computers & Geosciences*, 56, 12-22.

- BONNET, E., BOUR, O., ODLING, N. E., DAVY, P., MAIN, I., COWIE, P. & BERKOWITZ, B. 2001. Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of geophysics*, 39, 347-383.
- BOUR, O. & DAVY, P. 1997. Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution. *Water Resources Research*, 33, 1567-1583.
- BOUR, O. & DAVY, P. 1998. On the connectivity of three-dimensional fault networks. *Water Resources Research*, 34, 2611-2622.
- BOUR, O., DAVY, P., DARCEL, C. & ODLING, N. 2002. A statistical scaling model for fracture network geometry, with validation on a multiscale mapping of a joint network (Hornelen Basin, Norway). *Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)*, 107, ETG 4-1-ETG 4-12.
- BOURKE, P. 1987. Channelling of flow through fractures in rock. UKAEA Atomic Energy Research Establishment, Harwell. Chemistry Div.
- BROWN, S. R. & SCHOLZ, C. H. 1985. Broad bandwidth study of the topography of natural rock surfaces. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)*, 90, 12575-12582.
- CACAS, M. C., DANIEL, J. M. & LETOUZEY, J. 2001. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7, S43-S52.
- CACAS, M. C., LEDOUX, E., DE MARSILY, G., BARBREAU, A., CALMELS, P., GAILLARD, B. & MARGRITTA, R. 1990a. Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: Calibration and validation: 1. The flow model. *Water Resources Research*, 26, 491-500.
- CACAS, M. C., LEDOUX, E., DE MARSILY, G., BARBREAU, A., CALMELS, P., GAILLARD, B. & MARGRITTA, R. 1990b. Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network: Calibration and validation: 2. The transport model. *Water Resources Research*, 26, 491-500.
- CACHILE, M., TALON, L., GOMBA, J. M., HULIN, J.-P. & AURADOU, H. 2012. Stokes flow paths separation and recirculation cells in X-junctions of varying angle. *Physics of Fluids (1994-present)*, 24, 021704.
- CARDWELL JR, W. & PARSONS, R. 1945. Average permeabilities of heterogeneous oil sands. *Transactions of the AIME*, 160, 34-42.
- CHARLES, R. 1958. Dynamic fatigue of glass. *Journal of Applied Physics*, 29, 1657-1662.
- CHINNERY, M. A. & PETRAK, J. A. 1968. The dislocation fault model with a variable discontinuity. *Tectonophysics*, 5, 513-529.
- CLAUSER, C. 1992. Permeability of crystalline rocks. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 73, 233-238.
- CRAMPIN, S. 1994. The fracture criticality of crustal rocks. *Geophysical Journal International*, 118, 428-438.
- CUSHMAN, J. H. 1986. On measurement, scale, and scaling. *Water Resources Research*, 22, 129-134.
- CUSHMAN, J. H., BENNETHUM, L. S. & HU, B. X. 2002. A primer on upscaling tools for porous media. *Advances in Water Resources*, 25, 1043-1067.

- DARCEL, C. 2002. *Corrélations dans les réseaux de fractures : Caractérisation et conséquences sur les propriétés hydrauliques*. Université Rennes 1.
- DARCEL, C., BOUR, O. & DAVY, P. 2003a. Stereological analysis of fractal fracture networks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 108, 2451.
- DARCEL, C., BOUR, O., DAVY, P. & DE DREUZY, J. R. 2003b. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation. *Water Resources Research*, 39, n/a-n/a.
- DARCEL, C., DAVY, P., BOUR, O. & DE DREUZY, J.-R. 2006. Discrete fracture network for the Forsmark site. Svensk Kärnbränslehantering AB, Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co.
- DARCEL, C., DAVY, P., LE GOC, R. & MAILLOT, J. In prep. Definition and analysis of UFM model for the Forsmark site DFN model. Svensk Kärnbränslehantering AB.
- DARCEL, C., LE GOC, R., DAVY, P. & OLOFSSON, I. Including variability into a quantitative DFN modeling approach—application to SKB sites. International Conference on Discrete Fracture Network Engineering, 2014a.
- DARCEL, C., LE GOC, R., DAVY, P. & OLOFSSON, I. Site DFN modeling: assessment of 3D statistical distributions at different scales, and of statistically identical fracture domains. SKB sites examples. 1st International Conference on Discrete Fracture Network Engineering (DFNE 2014), 2014b.
- DARCEL, C., LE GOC, R., SAS, I. C., DAVY, P. & RENNES, G. 2013. Development of the statistical fracture domain methodology—application to the Forsmark site.
- DAVIS, T. A. 2004. Algorithm 832: UMFPACK V4. 3---an unsymmetric-pattern multifrontal method. *ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)*, 30, 196-199.
- DAVY, P. 1993. On the frequency-length distribution of the San Andreas Fault System. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 98, 12141-12151.
- DAVY, P., BOUR, O., DE DREUZY, J.-R. & DARCEL, C. 2006a. Flow in multiscale fractal fracture networks. *Geological Society, London, Special Publications*, 261, 31-45.
- DAVY, P., DARCEL, C., BOUR, O., MUNIER, R. & DE DREUZY, J. R. 2006b. A note on the angular correction applied to fracture intensity profiles along drill core. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 111, B11408.
- DAVY, P., DARCEL, C., BOUR, O., MUNIER, R. & DREUZY, J. R. D. 2006c. A note on the angular correction applied to fracture intensity profiles along drill core. *Journal of Geophysical Research*, 111, 1-7.
- DAVY, P., HANSEN, A., BONNET, E. & ZHANG, S. Z. 1995. Localization and fault growth in layered brittle-ductile systems: Implications for deformations of the continental lithosphere. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)*, 100, 6281-6294.
- DAVY, P., LE GOC, R. & DARCEL, C. 2013. A model of fracture nucleation, growth and arrest, and consequences for fracture density and scaling. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 118, 1393-1407.
- DAVY, P., LE GOC, R. & DARCEL, C. A non-Poissonian, likely-universal, fracture model for hardrock DFN. 1st International Conference on Discrete Fracture Network Engineering (DFNE 2014), 2014.

- DAVY, P., LE GOC, R., DARCEL, C., BOUR, O., DE DREUZY, J.-R. & MUNIER, R. 2010a. A Likely-Universal Model of Fracture Scaling and its consequence for crustal hydro-mechanics. *Journal of Geophysical Research - Solid Earth*, 115, 1978–2012.
- DAVY, P., LE GOC, R., DARCEL, C., BOUR, O., DE DREUZY, J.-R. & MUNIER, R. 2010b. A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics. *Journal of Geophysical Research*, 115, 1-13.
- DAVY, P., LE GOC, R., DARCEL, C., BOUR, O., DE DREUZY, J.-R. & MUNIER, R. 2010c. A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 115, B10411.
- DAVY, P., SORNETTE, A. & SORNETTE, D. 1990. Some consequences of a proposed fractal nature of continental faulting. *Nature*, 348, 56-58.
- DE DREUZY, J.-R., DAVY, P. & BOUR, O. 2000. Percolation parameter and percolation-threshold estimates for 3D random ellipses with widely-scattered distributions of eccentricity and size. *Physical Review E: Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 62, 5948-5952.
- DE DREUZY, J.-R., DAVY, P. & BOUR, O. 2001. Hydraulic properties of two-dimensional random fracture networks following a power law length distribution: 1. Effective connectivity. *Water Resources Research*, 37, 2065-2078.
- DE DREUZY, J.-R., MÉHEUST, Y. & PICHOT, G. 2012. Influence of fracture scale heterogeneity on the flow properties of three-dimensional discrete fracture networks (DFN). *Journal of Geophysical Research*, 117, B11207.
- DE DREUZY, J. R., DE BOIRY, P., PICHOT, G. & DAVY, P. 2010. Use of power averaging for quantifying the influence of structure organization on permeability upscaling in on-lattice networks under mean parallel flow. *Water Resources Research*, 46, W08519.
- DERSHOWITZ, W. S. & HERDA, H. H. 1992. Interpretation of fracture spacing and intensity. *Rock mechanics*, 757-766.
- DESBARATS, A. 1992. Spatial averaging of hydraulic conductivity in three-dimensional heterogeneous porous media. *Mathematical Geology*, 24, 249-267.
- DUFAUD, T. On a numerical method to compute flow in complex 3D geological fractured porous media. D1 Seminar, INRIA Rennes, 2013.
- ERHEL, J., BEAUDOIN, A., DE DREUZY, J.-R. & PICHOT, G. PARADIS: modélisation stochastique du transport de soluté dans un milieu hétérogène. CANUM 2012, 2012.
- ERHEL, J., DE DREUZY, J.-R. & POIRRIEZ, B. 2009. Flow simulation in three-dimensional discrete fracture networks. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 31, 2688-2705.
- FALGOUT, R. & YANG, U. 2002. hypre: A library of high performance preconditioners. *Computational Science—ICCS 2002*, 632-641.
- FOLLIN, S. 2008a. Bedrock hydrogeology Forsmark, Site descriptive modelling, SDM-Site Forsmark, R-08-95.
- FOLLIN, S. 2008b. Bedrock hydrogeology Forsmark. Site descriptive modelling, SDM-Site Forsmark. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- FOLLIN, S., HARTLEY, L., RHÉN, I., JACKSON, P., JOYCE, S., ROBERTS, D. & SWIFT, B. 2013. A methodology to constrain the parameters of a hydrogeological discrete fracture network model for sparsely fractured crystalline rock, exemplified by data from

- the proposed high-level nuclear waste repository site at Forsmark, Sweden. *Hydrogeology Journal*, 22, 313-331.
- FOLLIN, S., LEVEN, J., HARTLEY, L., JACKSON, P., JOYCE, S., ROBERTS, D. & SWIFT, B. 2007. Hydrogeological characterisation and modelling of deformation zones and fracture domains, Forsmark modelling stage 2.2. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- FOLLIN, S. & STIGSSON, M. 2013. A transmissivity model for deformation zones in fractured crystalline rock and its possible correlation to in situ stress at the proposed high-level nuclear waste repository site at Forsmark, Sweden. *Hydrogeology Journal*.
- GENTIER, S., XAVIER, R., TIEN, D. T. N., MARIANE, P.-B. & CHRISTINE, S. 2010. 3D Flow Modelling Medium Term Circulation. *In: ASSOCIATION, I. G. (ed.) World Geothermal Congress 2010*. Bali, Indonesia.
- GILLESPIE, P., HOWARD, C., WALSH, J. & WATTERSON, J. 1993. Measurement and characterisation of spatial distributions of fractures. *Tectonophysics*, 226, 113-141.
- GLOVER, P. W. J., MATSUKI, K., HIKIMA, R. & HAYASHI, K. 1998. Fluid flow in synthetic rough fractures and application to the Hachimantai geothermal hot dry rock test site. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 103, 9621-9635.
- GROPP, W., LUSK, E. & SKJELLUM, A. 1999. *Using MPI: portable parallel programming with the message-passing interface*, MIT press.
- GROUP, I. C. 2013. Advanced, Three Dimensional Discrete Element Modeling for Geotechnical Analysis of Rock, Blocky Structures and Structural Support (3DEC).
- GUDMUNDSSON, A. 1987. Geometry, formation and development of tectonic fractures on the Reykjanes Peninsula, southwest Iceland. *Tectonophysics*, 139, 295-308.
- GUSTAFSON, G. & FRANSSON, Å. 2006. The use of the Pareto distribution for fracture transmissivity assessment. *Hydrogeology journal*, 14, 15-20.
- HAIGHT, F. A. & HAIGHT, F. A. 1967. Handbook of the Poisson distribution.
- HARTLEY, L., HOEK, J., SWAN, D. & ROBERTS, D. 2010. Hydrogeological discrete fracture network modelling of groundwater flow under open repository conditions. Posiva Oy, Helsinki (Finland).
- HOPE, S. M., DAVY, P., JULIEN, M., LE GOC, R. & HANSEN, A. 2015. Topological impact of constrained fracture growth. *Frontiers in Physics*, 3, 75.
- HSIEH, P. A., NEUMAN, S. P., STILES, G. K. & SIMPSON, E. S. 1985. Field Determination of the Three-Dimensional Hydraulic Conductivity Tensor of Anisotropic Media: 2. Methodology and Application to Fractured Rocks. *Water Resources Research*, 21, 1667-1676.
- HSIEH, P. A., SHAPIRO, A., BARTON, C. C., HAENI, F., JOHNSON, C., MARTIN, C., PAILETT, F., WINTER, T. & WRIGHT, D. 1993. Methods of characterizing fluid movement and chemical transport in fractured rock.
- HUANG, H., MEAKIN, P., LIU, M. & MCCREERY, G. E. 2005. Modeling of multiphase fluid motion in fracture intersections and fracture networks. *Geophysical Research Letters*, 32, L19402.
- HUSEBY, O., THOVERT, J. & ADLER, P. 1997. Geometry and topology of fracture systems. *Journal of Physics A: Mathematical and General*, 30, 1415.

- ISHIBASHI, T., WATANABE, N., HIRANO, N., OKAMOTO, A. & TSUCHIYA, N. 2012. GeoFlow: A novel model simulator for prediction of the 3-D channeling flow in a rock fracture network. *Water Resources Research*, 48, W07601.
- JAEGER, J. C., COOK, N. G. & ZIMMERMAN, R. 2009. *Fundamentals of rock mechanics*, John Wiley & Sons.
- JENNINGS, C. W. & MOAR, R. 1975. *Fault map of California with locations of volcanoes, thermal springs, and thermal wells*, Calif. Division of Mines and Geology.
- JI, S.-H., NICHOLL, M. J., GLASS, R. J. & LEE, K.-K. 2006. Influence of simple fracture intersections with differing aperture on density-driven immiscible flow: Wetting versus nonwetting flows. *Water Resources Research*, 42, W10416.
- JI, S. H., NICHOLL, M. J., GLASS, R. J. & LEE, K. K. 2004. Influence of a simple fracture intersection on density-driven immiscible flow: Wetting vs. nonwetting flows. *Geophysical Research Letters*, 31.
- JING, L. & STEPHANSSON, O. 2007. *Fundamentals of Discrete Element Methods for Rock Engineering: Theory and Applications: Theory and Applications*, Elsevier.
- JOHNSON, J., BROWN, S. & STOCKMAN, H. 2006. Fluid flow and mixing in rough-walled fracture intersections. *Journal of Geophysical Research-Solid Earth*, 111.
- JOSNIN, J.-Y., JOURDE, H., FÉNART, P. & BIDAUX, P. 2002. A three-dimensional model to simulate joint networks in layered rocks. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 39, 1443-1455.
- JOURDE, H., CORNATON, F., PISTRE, S. & BIDAUX, P. 2002. Flow behavior in a dual fracture network. *Journal of Hydrology*, 266, 99-119.
- KETTNER, L., NÄHER, S., GOODMAN, J. E. & O'ROURKE, J. 2004. Two computational geometry libraries: LEDA and CGAL. *Handbook of Discrete and Computational Geometry*. Chapman & Hall/CRC.
- KING, G. 1983. The accommodation of large strains in the upper lithosphere of the earth and other solids by self-similar fault systems: the geometrical origin of b-value. *Pure and Applied Geophysics*, 121, 761-815.
- KLIMCZAK, C., SCHULTZ, R. A., PARASHAR, R. & REEVES, D. M. 2010. Cubic law with aperture-length correlation: implications for network scale fluid flow. *Hydrogeology Journal*, 18, 851-862.
- KOSAKOWSKI, G. & BERKOWITZ, B. 1999. Flow pattern variability in natural fracture intersections. *Geophysical Research Letters*, 26, 1765-1768.
- LA POINTE, P., FOX, A., HERMANSON, J. & OEHMAN, J. 2008. Geological discrete fracture network model for the Laxemar site. Site Descriptive Modelling. SDM-Site Laxemar. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- LE GOC, R. 2009. *Caractérisation et modélisation des écoulements dans les milieux fracturés*. Université Rennes 1.
- LE GOC, R., DE DREUZY, J.-R. & DAVY, P. 2010. Statistical characteristics of flow as indicators of channeling in heterogeneous porous and fractured media. *Advances in water resources*, 33, 257-269.
- LEGRAIN, H. 2007. Etude de l'influence de la rugosité sur l'écoulement de fluide dans les fissures rocheuses.

- LERAY, S. 2012. *Caractérisation des aquifères de socle cristallin et de leur ressource en eau- Apport des données d'" âge" de l'eau*. Université Rennes 1.
- LEVÉN, J., CARLBERG, T. & FOLLIN, S. 2006. Compilation and visualisation of cross discipline borehole data using WellCad. Boreholes KFM01A-KFM07A. Forsmark site investigation. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- LIU, R., JIANG, Y., LI, B. & WANG, X. 2015. A fractal model for characterizing fluid flow in fractured rock masses based on randomly distributed rock fracture networks. *Computers and Geotechnics*, 65, 45-55.
- LLOYD, J. W. 1999. *Water resources of hard rock aquifers in arid and semi-arid zones*, UNESCO.
- LONG, J. C. S. & BILLAUX, D. M. 1987. From field data to fracture network modeling: An example incorporating spatial structure. *Water Resources Research*, 23, 1201-1216.
- LONG, J. C. S., GILMOUR, P. & WITHERSPOON, P. A. 1985. A Model for Steady Fluid Flow in Random Three-Dimensional Networks of Disc-Shaped Fractures. *Water Resources Research*, 21, 1105-1115.
- LORENZ, J. C., TEUFEL, L. W. & WARPINSKI, N. R. 1991. Regional Fractures I: A Mechanism for the Formation of Regional Fractures at Depth in Flat-Lying Reservoirs (1). *AAPG Bulletin*, 75, 1714-1737.
- LUDVIGSON, J.-E., HANSSON, K. & ROUHIAINEN, P. 2002. Methodology study of Posiva difference flow meter in borehole KLX02 at Laxemar. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- MAILLOT, J. 2015.
- MAILLOT, J., DAVY, P., LE GOC, R., DARCEL, C., DE DREUZY, J.-R. & STIGSSON, M. Comparison between "Poissonian" and "mechanically-oriented" DFN models for the prediction of permeability and flow channeling. 1st International Conference on Discrete Fracture Network Engineering (DFNE 2014), 2014.
- MAILLOT, J., DAVY, P., LE GOC, R., DARCEL, C. & DREUZY, J. R. in prep. Flow structure and permeability in randomly-distributed and mechanically-based Discrete Fracture Network Models.
- MANZOCCHI, T. 2002. The connectivity of two-dimensional networks of spatially correlated fractures. *Water Resources Research*, 38, 1162.
- MARGOLIN, G., BERKOWITZ, B. & SCHER, H. 1998. Structure, flow, and generalized conductivity scaling in fracture networks. *Water Resources Research*, 34, 2103-2121.
- MAULDON, M. & MAULDON, J. 1997. Fracture sampling on a cylinder: from scanlines to boreholes and tunnels. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 30, 129-144.
- MCCLURE, M. W. & HORNE, R. N. 2014. *Discrete Fracture Network modeling of hydraulic stimulation, coupling flow and geomechanics*, Springer.
- MCKENNA, S. A. & JAMES, S. C. 2007. Modelling Task 6B2 (Äspö Modelling).
- MÉHEUST, Y. 2002. *Ecoulements dans les fractures ouvertes*. Université Paris Sud-Paris XI.
- MÉHEUST, Y. & SCHMITTBUHL, J. 2000. Flow enhancement of a rough fracture. *Geophysical Research Letters*, 27.

- MÉHEUST, Y. & SCHMITTBUHL, J. 2001. Geometrical heterogeneities and permeability anisotropy of rough fractures. *Journal of Geophysical Research-Solid Earth*, 106, 2089-2102.
- MIAO, T., YU, B., DUAN, Y. & FANG, Q. 2015. A fractal analysis of permeability for fractured rocks. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 81, 75-80.
- MUNIER, R., STENBERG, L., STANFORS, R., HERMANSON, J. & TRIUMF, C.-A. 2003. Geological site descriptive model. A strategy for the model development during site investigations. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- MUNIER, R. & STIGSSON, M. 2007. *Implementation of uncertainties in borehole geometries and geological orientation data in Sicada*, Svensk kärnbränslehantering AB (SKB).
- NAGRA, N. G. F. D. L. R. A. & BADEN 1992. Stripa project annual report 1991 (NAGRA-NTB--92-10).
- NERETNIEKS, I. 1990. Solute transport in fractured rock - Applications to radionuclide waste repositories. Royal Institute of Technology, Stockholm.
- NEUMAN, S. P. 2005. Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks. *Hydrogeology Journal*, 13, 124-147.
- NEUMAN, S. P. & DI FEDERICO, V. 2003. Multifaceted nature of hydrogeologic scaling and its interpretation. *Reviews of Geophysics*, 41.
- ODLING, N. E. 1997. Scaling and connectivity of joint systems in sandstones from western Norway. *Journal of Structural Geology*, 19, 1257-1271.
- ODLING, N. E. & WEBMAN, I. 1991. A "conductance" mesh approach to the permeability of natural and simulated fracture patterns. *Water Resources Research*, 27, 2633-2643.
- OEHMAN, J. & FOLLIN, S. 2010. Site investigation SFR. Hydrogeological modelling of SFR. Model version 0.2. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- ÖHBERG, A. & ROUHIAINEN, P. 2000. Posiva groundwater flow measuring techniques. Posiva Oy, Helsinki (Finland).
- ÖHMAN, J., FOLLIN, A. S. & GEOLOGIC, S. 2010. Site investigation SFR Hydrogeological modelling of SFR.
- OLOFSSON, I., SIMEONOV, A., STEPHENS, M., FOLLIN, S., NILSSON, A.-C., ROESHOFF, K., LINDBERG, U., LANARO, F., FREDRIKSSON, A. & PERSSON, L. 2007. Site descriptive modelling Forsmark, stage 2.2. A fracture domain concept as a basis for the statistical modelling of fractures and minor deformation zones, and interdisciplinary coordination. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- OLSON, J. & POLLARD, D. D. 1989. Inferring paleostresses from natural fracture patterns: A new method. *Geology*, 17, 345-348.
- OLSSON, O. 1992a. Site characterization and validation-Final Report, Stripa Project 92-22. *Uppsala, Conterra AB*.
- OLSSON, O. 1992b. Site characterization and validation project - Final Report -. *In: 92-22, S. P. (ed.)*. Conterra AB, Uppsala, Sweden.

- ORON, A. P. & BERKOWITZ, B. 1998. Flow in rock fractures: The local cubic law assumption reexamined. *Water Resources Research*, 34, 2811-2825.
- PARK, Y.-J., LEE, K.-K., KOSAKOWSKI, G. & BERKOWITZ, B. 2003a. Transport behavior in three-dimensional fracture intersections. *Water Resources Research*, 39.
- PARK, Y.-J., LEE, K.-K., KOSAKOWSKI, G. & BERKOWITZ, B. 2003b. Transport behavior in three-dimensional fracture intersections. *Water Resources Research*, 39, 1215.
- PEACOCK, D., HARRIS, S. & MAULDON, M. 2003. Use of curved scanlines and boreholes to predict fracture frequencies. *Journal of Structural Geology*, 25, 109-119.
- PICHOT, G., DE DREUZY, J.-R. & ERHEL, J. 2012a. Flow simulation in 3D multi-scale fractured networks using non-matching meshes. *SIAM Journal on Scientific Computing (SISC)*, 34.
- PICHOT, G., ERHEL, J. & DE DREUZY, J.-R. 2010. A mixed hybrid mortar method for solving flow in discrete fracture networks. *Applicable Analysis*, 89, 1629-1643.
- PICHOT, G., ERHEL, J. & DE DREUZY, J.-R. 2012b. A generalized mixed hybrid mortar method for solving flow in stochastic discrete fracture networks. *SIAM Journal on scientific computing*, 34, B86-B105.
- QUEEN, J. H. & RIZER, W. D. 1990. An integrated study of seismic anisotropy and the natural fracture system at the Conoco Borehole Test Facility, Kay County, Oklahoma. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)*, 95, 11255-11273.
- RACHT, V. G. (ed.) 1982. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*: Elsevier.
- RENSHAW, C. E. 1996. Influence of subcritical fracture growth on the connectivity of fracture networks. *Water Resources Research*, 32, 1519-1530.
- RENSHAW, C. E. 1999. Connectivity of joint networks with power law length distributions. *Water Resources Research*, 35, 2661-2670.
- RENSHAW, C. E. & PARK, J. C. 1997. Effect of mechanical interactions on the scaling of fracture length and aperture. *Nature*, 386, 482-484.
- RENSHAW, C. E. & POLLARD, D. D. 1994. Numerical simulation of fracture set formation: A fracture mechanics model consistent with experimental observations. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 99, 9359-9372.
- RHÉN, I., FORSMARK, T., HARTLEY, L., JACKSON, P., ROBERTS, D., SWAN, D. & GYLLING, B. 2008. Hydrogeological conceptualisation and parameterisation. Site descriptive modelling, SDM-Site Laxemar. SKB R-08-78, Svensk Kärnbränslehantering AB.
- ROBINSON, P. 1984. Numerical calculations of critical densities for lines and planes. *Journal of Physics A: Mathematical and General*, 17, 2823.
- ROUBINET, D., DE DREUZY, J.-R. & DAVY, P. 2010. Connectivity-consistent mapping method for 2D discrete fracture networks. *Water Resources Research*, 46, W07532.
- ROUHIAINEN, P., PÖLLÄNEN, J. & TEC-OY, P. 2004. *Forsmark site investigation: Difference flow logging in borehole KFM06A*, SKB.
- SARKHEIL, H., HASSANI, H. & ALINIA, F. 2013. Fractures distribution modeling using fractal and multi-fractal–neural network analysis in Tabnak hydrocarbon field, Fars, Iran. *Arabian Journal of Geosciences*, 6, 945-956.

- SCHOLZ, C. H. & COWIE, P. A. 1990. Determination of total strain from faulting using slip measurements. *Nature*, 346, 837-839.
- SEGALL, P. & POLLARD, D. D. 1980. Mechanics of discontinuous faults. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 85, 4337-4350.
- SEGALL, P. & POLLARD, D. D. 1983. Joint formation in granitic rock of the Sierra Nevada. *Geological Society of America Bulletin*, 94, 563-575.
- SNOW, D. T. 1965. *A parallel plate model of fractured permeable media*. University of California.
- SORNETTE, A., DAVY, P. & SORNETTE, D. 1993. Fault growth in brittle-ductile experiments and the mechanics of continental collisions. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978–2012)*, 98, 12111-12139.
- STAUFFER, D. & AHARONY, A. 1994. *Introduction to percolation theory*, CRC press.
- STEPHENS, M. B., BERGMAN, T., ISAKSSON, H. & PETERSSON, J. 2008. Bedrock geology Forsmark. Modelling stage 2.3. Description of the bedrock geological map at the ground surface. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- STEPHENS, M. B., FOLLIN, S., PETERSSON, J., ISAKSSON, H., JUHLIN, C. & SIMEONOV, A. 2015. Review of the deterministic modelling of deformation zones and fracture domains at the site proposed for a spent nuclear fuel repository, Sweden, and consequences of structural anisotropy. *Tectonophysics*.
- STEPHENS, M. B., FOX, A., LA POINTE, P., SIMEONOV, A., ISAKSSON, H., HERMANSON, J. & OEHMAN, J. 2007. Geology Forsmark. Site descriptive modelling Forsmark-stage 2.2. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- STOCKMAN, H. W., JOHNSON, J. & BROWN, S. R. 2001. Mixing at fracture intersections: Influence of channel geometry and the Reynolds and Peclet numbers. *Geophysical research letters*, 28, 4299-4302.
- TERZAGHI, R. D. 1965a. Sources of Error in Joint Surveys. *Géotechnique* [Online], 15. Available: <http://www.icevirtuallibrary.com/content/article/10.1680/geot.1965.15.3.287>.
- TERZAGHI, R. D. 1965b. Sources of errors in joint surveys. *Geotechnique*, 15, 287–304.
- TSANG, C.-F. & NERETNIEKS, I. 1998. Flow channeling in heterogeneous fractured rocks. *Reviews of Geophysics*, 36, 275-298.
- TSANG, Y. W. & TSANG, C. F. 1989. Flow channeling in a single fracture as a two-dimensional strongly heterogeneous permeable medium. *Water Resources Research*, 25, 2076-2080.
- TURCOTTE, D. 1986. A fractal model for crustal deformation. *Tectonophysics*, 132, 261-269.
- TZELEPIS, V., MOUTSOPOULOS, K. N., PAPASPYROS, J. N. E. & TSIHRINTZIS, V. A. 2015. Experimental investigation of flow behavior in smooth and rough artificial fractures. *Journal of Hydrology*, 521, 108-118.
- VAITTINEN, T., AHOKAS, H., KLOCKARS, J., NUMMELA, J., PENTTI, E., PENTTINEN, T., PÖLLÄNEN, J., KARVONEN, T. & LINDGREN, S. 2012. Results of monitoring at Olkiluoto in 2010. Hydrology. Posiva Oy, Helsinki (Finland).

- VILKS, P. 2007. Forsmark site investigation - Rock matrix permeability measurements on core samples from borehole KFM01D. Svensk Kärnbränslehantering AB.
- WANG, X. 2005. *Stereological interpretation of rock fracture traces on borehole walls and other cylindrical surfaces*. Virginia Polytechnic Institute and State University.
- WATANABE, N., HIRANO, N. & TSUCHIYA, N. 2009. Diversity of channeling flow in heterogeneous aperture distribution inferred from integrated experimental-numerical analysis on flow through shear fracture in granite. *Journal of Geophysical Research*, 114, B04208.
- WETTSTEIN, S. J., WITTEL, F. K., ARAÚJO, N. A., LANYON, B. & HERRMANN, H. J. 2012. From invasion percolation to flow in rock fracture networks. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 391, 264-277.
- WINBERG, A., ANDERSSON, P., HERMANSON, J., BYEGAARD, J., CVETKOVIC, V. & BIRGERSSON, L. 2000. Äspö Hard Rock Laboratory. Final report of the first stage of the tracer retention understanding experiments. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., Stockholm (Sweden).
- XU, C., DOWD, P. A., MARDIA, K. V. & FOWELL, R. J. 2003. Parametric intensity estimation for stochastic fracture modelling. *Leeds University*.
- ZAFARANI, A. & DETWILER, R. L. 2013. An efficient time-domain approach for simulating Pe-dependent transport through fracture intersections. *Advances in Water Resources*, 53, 198-207.
- ZOU, L., JING, L. & CVETKOVIC, V. 2015. Roughness decomposition and nonlinear fluid flow in a single rock fracture. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 75, 102-118.



Comparison between “Poissonian” and “mechanically-oriented” DFN models for the prediction of permeability and flow channeling

J.Maillot^[1,2] and P.Davy,

1-Géosciences Rennes (UMR CNRS 6118), Campus de Beaulieu, Université de Rennes 1,

R.Le Goc, and C.Darcel,

2-ITASCA Consultants SAS, 64 Chemin des Mouilles, F-69134 Ecully Cedex, France

J.R. de Dreuzy.

1-Géosciences Rennes (UMR CNRS 6118), Campus de Beaulieu, Université de Rennes 1,

ABSTRACT: The A major use of DFN for industrial applications is to evaluate permeabilities and flow structure in hardrock aquifers from geological observations of fracture networks. The relationship between the statistical fracture density distributions and permeability has been extensively studied, but there has been little interest in the spatial structure of DFN models, which is generally assumed to be Poissonian, i.e. spatially random. In this paper, we compare the results of Poissonian DFNs to new DFN models where fractures result from a growth process defined by simplified mechanical rules for nucleation, growth and fracture arrest (Davy et al, 2010, 2013). This so-called ‘mechanical’ model (MM) is characterized by a proportion of T-intersections much larger than in the Poissonian model (PM), and a different distribution of the number of intersections per fracture. Several mechanical models were tested. Flow distributions and permeabilities were calculated for 3D networks with up to 1,400 fractures and power-law fracture length distributions. For the same statistical properties in orientation and density, the permeability is systematically and significantly smaller in MM than in PM. The ratio between PM and MM varies between 3 and >10 for models with constant fracture transmissivity. The flow is also much more channeled in MM than in PM. We quantify the channeling by calculating the participation ratio of flow (P_f), which gives the number of fractures that carry a significant part of the flow. P_f varies from 20% of the total to 40% for PM, and from 3% to 20% for MM. We also find out a remarkable linear trend between permeability and participation ratio for constant fracture transmissivity. This trend, valid over 2 decades, illustrates the close relationship between the geological structure, the flow structure, and the eventual permeability. Channeling is a basic characteristic of fractured aquifers in hardrock environment. For instance, in the SKB sites, the average density of fracture is about a few fractures per meter, while the flow localizes in a few channels at the kilometeric scale. There are several reasons why channeling is so extreme (a density of permeable fractures that much less than of observed ones due to clogging, a large distribution of fracture transmissivities, flow anisotropy due to remote stress, ...) but this observation also questions the use of Poissonian models in describing the actual fracture network structure.

1. INTRODUCTION

Prediction of flow and hydraulic properties is an important issue for industrial applications. The rock structure modeling is based on the statistics of the fracture organization at the site scale[1]. Thus, statistical fractures properties and permeability has been extensively studied with discrete fracture network (DFN) which is composed by a statistical part and a spatially random part[2]–[4], called Poissonian Model (PM).

In opposition, new DFN, Mechanically-oriented Model (MM) was developed by Davy and coworkers [5], [6]. MM model result from a growth process defined by simplified mechanical rules for nucleation, growth and fracture arrest. Fracture organization result from the growth process.

Both models are analyzed in three steps: (i) fracture organization, (ii) flow structure, and (iii) adding a large

distribution of fracture transmissivities due to, for example the clogging, or a natural distribution of transmissivities of fractures.

2. STUDIED DFN MODELS DEFINITIONS

Mechanically-oriented Model process is completely described in [6]. MM process is generated in three steps: fracture nucleation, growing and propagation of fractures, and growth stop of fractures, which control the rate of newly created fracture nuclei, its size, orientation and position. Charle’s law [1958] is supposed to control the fracture growth, where the rate of fracture length increase is supposed to be a power law of the length l , with a constant C and an exponent a : $\frac{dl}{dt} = Cl^a$. Last step consist on a fracture stops growing if it attempts to cross a larger fracture ending up in a T-intersection (See vertical cross section of Figure 1b)). Large growing fractures can cross through smaller ones forming X-intersections (See

vertical cross section of Figure 1a)). The ratio $\frac{c}{i_N}$ is a critical control of the DFN structure. If c is much larger than i_N , fractures grow one by one in a sequential mode, and most of the fracture intersection are of T-intersection. In opposition, if c is smaller than i_N , a large number of fractures grow concomitantly in a competitive model. Competitive model produces a large number of X-intersections when a large growing fracture intersects a smaller one.

MM may integrate two versions. First mode (mode A), if a fracture F1 is blocked by a larger fracture F2, it stops growing. In the second mode (mode B), the fracture F1 stops growing in the direction of F2, and after first stop can grow in the other directions until it reaches another larger fracture F3. This rule increased connectivity, fracture with two degrees of freedom, since it allows

fractures to be connected to two different larger ones. Four MM and their equivalent PM were defined, Sequential (S) and Concurrent (C) Model. For each MM realization, we generate their equivalent PM by moving fractures at random in the generation domain. The competitive model with the arrest rule A is named MM-AC, and so forth for the others.

Generation process of all DFN used in this paper are controlled by few parameters: size of domain of generation ($L_{gen}=30$); size of domain used for compute the flow ($L_{flow}=20$); size of T-intersection ($r=0.1$); minimum length of fracture used for flow calculation ($l_{min}=2$); number of realization (300) and the mesh size ($Mesh_size=0.08$).

| | | A-C | A-S | B-C | B-S |
|-----------------------------------|----|-------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|
| Fracture density, d | | 1,08 ($\pm 0,022$) | 0,89 ($\pm 0,019$) | 1,49 ($\pm 0,034$) | 1,4 ($\pm 0,023$) |
| Percolation parameter, p | | 9,2($\pm 0,73$) | 7,15 ($\pm 0,7$) | 13,89 ($\pm 1,058$) | 11,8 ($\pm 0,98$) |
| number of fractures | | 965 (± 24) | 908 (± 23) | 1262 (± 27) | 1313 (± 26) |
| number of intersections | MM | 990 (± 37) | 626 (± 26) | 2173 (± 51) | 1997 (± 55) |
| | PM | 1729 (± 115) | 1319 (± 9) | 3409 (± 191) | 3400 (± 204) |
| % of T intersections in MM models | | 66% | 95% | 73% | 91% |

Table 1: Main geometrical characteristics of (MM) and their Poissonian equivalents (PM). Mode A corresponding to (MM) with one degree of freedom and mode B (MM) with two degrees of freedom. C is competitive model and S is sequential model.

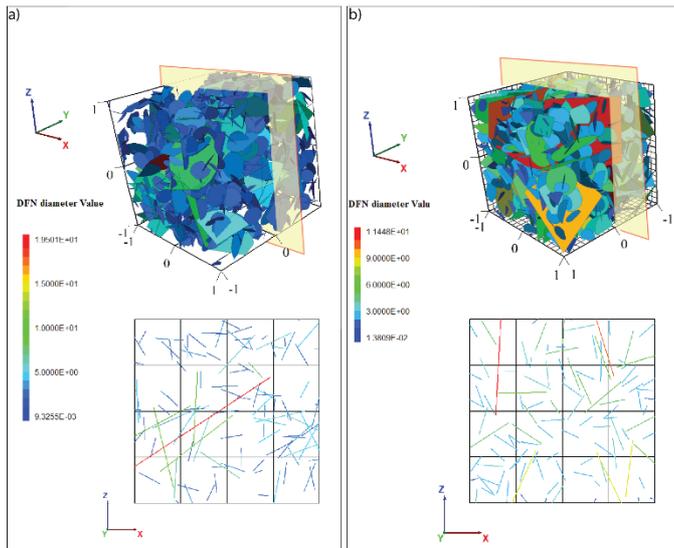


Figure 1: 3D representation and vertical cross section for both model PM (a) PMAS example) and MM (b) MMAS example).

For MM and their equivalents PM, distribution of fracture and their orientations are kept similar (Figure 2). Thus, we

ensure that MM and their equivalents Poissonian models have a same fracture size distributions.

To avoid side effects from the limit of the domain, we generate the DFN in a larger domain of size $L_{gen}=30$ and we solve the flow for a DFN domain $L_{flow}=20$ at the center of the domain of generation. Note that, transmissivity of fracture are considered as homogeneous for the first step and $T_f=1$.

Network structure are specific for each model type. With the minimum of fracture length $l_{min}=2$, the average fracture number is about 1000 for mode A and 1400 for mode B (Table 1). Total fracture surface per unit volume, or the mass density, in mode B is two times bigger than in mode A. The percolation parameter p varies between 10 and 17. Table 1 describes completely the differences between both PM and MM networks and Figure 1 give a representation of this differences (X-intersections, T-intersections and fracture organizations). Thus, we compare two models with the same DFN properties but according of two different structures organizations.

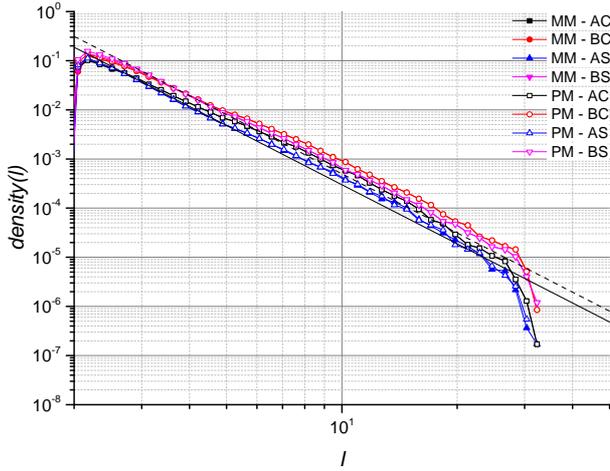


Figure 2: density distribution function of fracture sizes (i.e. number of fracture with size in $[l, l + dl]$ per unit volume. Mode A: $n(l) = 3l^{-4}$, mode B $n(l) = 5l^{-4}$.

3. FRACTURE AND NETWORK CONNECTIVITY

As shown in the Table 1, major differences between PM and MM concerning the nature (X or T) and the number of intersections. Note that, by definition PM have only X-intersections.

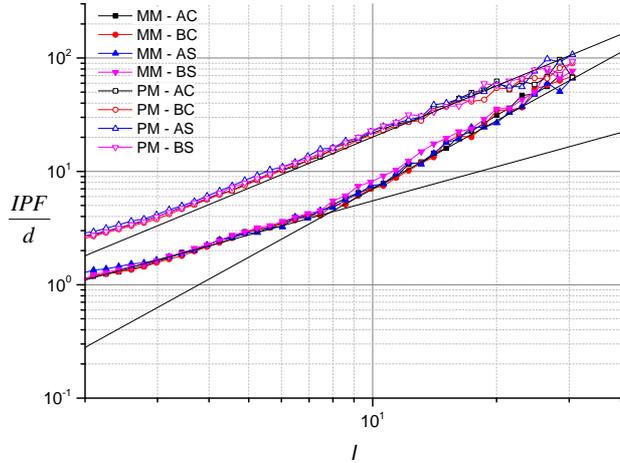


Figure 3: number of intersection per fracture (IPF) normalized by the mass density d . PM, the theoretical number of intersections per fracture can be derived from the underlying density distribution

For MM, $\frac{IPF}{d}$ are identical and increases linearly for small fracture size until to l_T about $\frac{L_{gen}}{3}$, and quadratically for large ones. The ratio $\frac{IPF}{d}$ is also similar for all Poissonian models, but larger than for MM. The maximum difference between PM and MM (ratio of 4) is obtained at $l=l_T$; it decreases to 1 for the largest fractures. It is interesting to note that, although the percentage of T-intersections are different between sequential and

concurrent models (Table 1), the number of intersections per fracture given is similar for both models when removing density effects (Figure 3).

We analyses also the number of T-intersections per fracture class center (Figure 4).

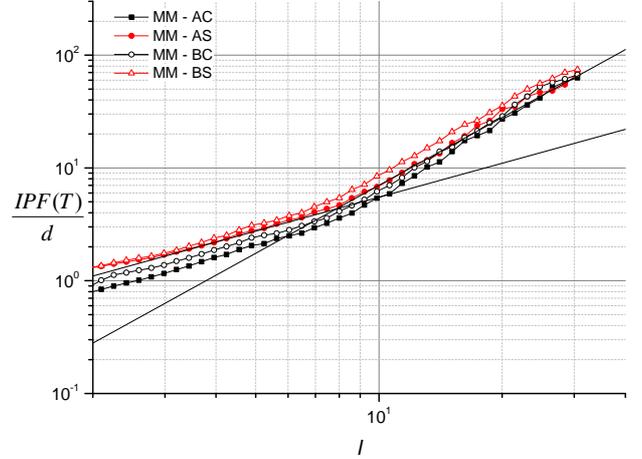


Figure 4: number of T-intersections per fracture (IPF), normalized by the mass density d . By definition, only MM have T-intersections.

As seen previously in (Table 1), MM Sequential has more T-intersections (in relative part of total intersection) than MM Competitive. This trend is confirmed by (Figure 4). As seen as previously in Figure 3, for small fracture size, $\frac{IPF(T)}{d}$ increases linearly until the transition scale $l_T = \frac{L_{gen}}{3}$. For the largest fractures $\frac{IPF(T)}{d}$ increases quadratically.

Note that, in opposition to $\frac{IPF}{d}$, MM have not the same behavior about the number of T-intersection per fracture normalized by density, due to the difference of part of T intersection in each MM models.

In the MM case, both the number of intersections per fracture and of T-intersections are controlled by the transition scale l_T . Thus, we suppose that the transition scale l_T result from the fracture growth process, where the basic ingredients are 1) fractures are growing very fast with a law that favour the longest ones, and 2) that a small fracture stop growing if it intersects a larger fracture and this defines a T-intersection. The largest fractures act as a barrier and block the growth of all others if there is no room to produce larger fractures.

In the sequential mode tends to grow by decreasing fracture size. For this model, the room available for the growth of new fractures is of the order of the smallest fracture in the network. This is why the number of T-intersections is so large. In the concurrent model, fractures grow together which favors the emergence of intersection in X. The barrier effect obviously increases with increasing fracture size. Thus, with increasing fracture size, we expect the probability of X-intersections to decrease, as observed.

4. HYDRAULIC BEHAVIOR: PERMEABILITY

Relation between density and hydraulic properties has been extensively studied. Permeability (κ_{eq}), plotted in Figure 5, result from the relation between the transmissivity (T_f) of fracture and the density (d):

$\kappa_{eq} = T_f \cdot d$. $(PM)_{\kappa_{eq}}$ and $(MM)_{\kappa_{eq}}$ may define in following,

which depend on the impervious boundary conditions in the y, z directions, and of the random orientations, only half of the fractures, for PM, and only 1/4th, for MM, contribute to flow as long as the percolation backbone is define.

$$(PM)_{\kappa_{eq}} = \frac{T_f}{4} (d - (PM)_{d_c}) \quad 1$$

$$(MM)_{\kappa_{eq}} = \frac{T_f}{2} (d - (MM)_{d_c}) \quad 2$$

Where $(PM)_{d_c} = 0.1$ and $(MM)_{d_c} = 1$ are the density at the percolation threshold.

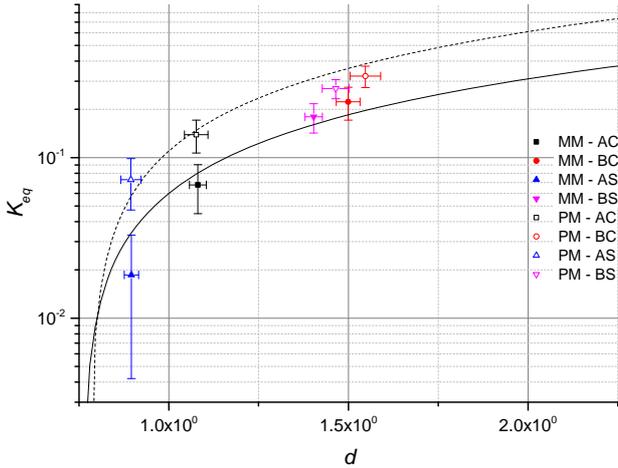


Figure 5: Relation between the fracture density (d) and the equivalent permeability.

Hydraulics behavior depends of the structure network of each DFN. Flow structure is define by the localization of flow through the network and characterized by the fracture ability to exchange flow.

To quantify flow localization at the network scale, we calculate the participation ratio previously used by [7], [8]. We use the total flow through the network Q_T divided by the average of flow exchanged in each fracture ($\langle Q_F \rangle$). Flow exchanged $\langle Q_F \rangle$ was defined by the flow exchanged

by fracture F1 to fracture F2 as a sum of flow on each intersection of both fracture divide by 2:

$$Q_F = \frac{1}{2} \sum_I Q_I \quad 3$$

From Eq.3, participation ratio is calculated P_F and normalized by L_{flow} :

$$P_F = \frac{(\sum_F Q_F)^2}{\sum_F Q_F^2} \quad 4$$

P_F is an indicator of the number of fractures that bear a significant part of the total flow. If flow is distributed equally into n fractures: $P_F = n$. The smaller P_F defines a network channelized. Thus, we consider MMAS as the DFN more channelized. In opposition, PMBS is the DFN with less channeling. From this, $\frac{\kappa_{eq}}{d}$ increases linearly with $\frac{P_F}{L_{flow}^3}$.

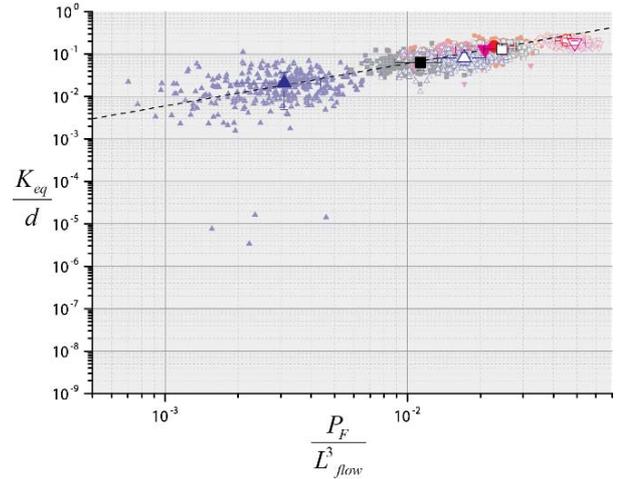


Figure 6: network permeability κ_{eq} normalized by density d , as a function of the participation ratio P_F normalized by L_{flow} , which quantifies the number of fractures that bear flow. To foreground, average of $\frac{\kappa_{eq}}{d}$ and $\frac{P_F}{L_{flow}^3}$. In background, the sets of values for all DFN.

Channeling is very pronounced in MM case and Figure 7 give an example of 3D representation of flow through the DFN. According Figure 6, flow structure are more channelized in the PM case (here PMAS) than MM model (here MMAS). In cross section, a large part of PMAS fracture have a flow, in opposition to MMAS fracture which a small part of fracture have flow (red color).

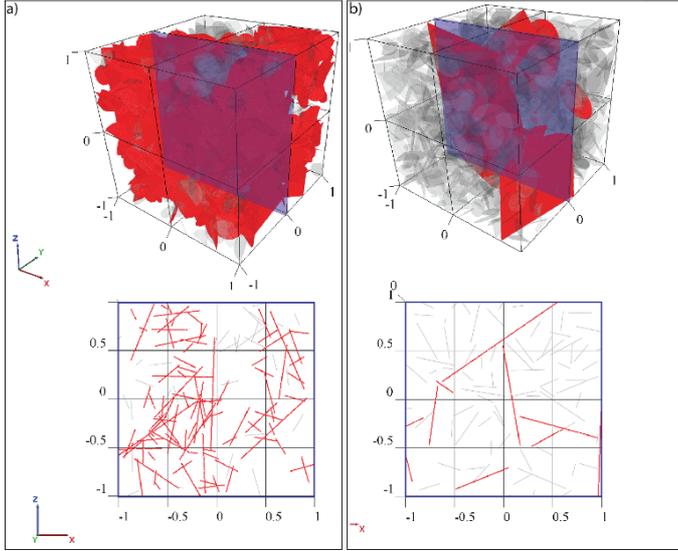


Figure 7: example of 3D representation and vertical cross section of flow structure PMAS (a) and MMAS (b) model. Flow are represented by red color whatever flow value.

5. TRANSMISSIVITY DISTRIBUTION

In geological structure, transmissivity of fracture are not considered as homogeneous, in opposition with our structures used up to now. Thus, we simulate the fracture clogging or just the distribution of transmissivity in following part. We add a lognormal distribution of transmissivity for within the DFN, without geometrical correlation with properties of fracture.

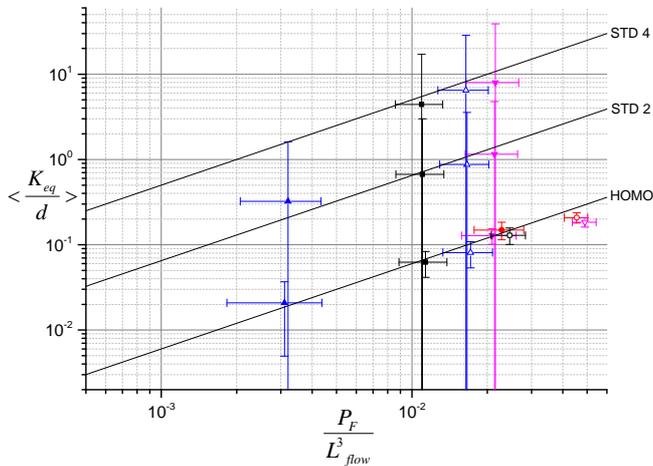


Figure 8: plot of the network permeability κ_{eq} normalized by density d , as a function of the participation ratio P_F normalized by L_{flow} . For all DFN, STD 4 is a distribution of transmissivity lognormal with standard deviation = 4. Same think for STD 2, which a representation of DFN with standard deviation = 2.

$\langle \frac{K_{eq}}{d} \rangle$ is more important in the case of the standard deviation of the lognormal distribution is $STD=4$. Furthermore, variability of $\langle \frac{K_{eq}}{d} \rangle$ are significant and quiet

similar for all DFN studied. Conclusion about ranking of channeling (Figure 6) is kept similar. Channeling decreases when density of fracture increases. MM are always more channelized that their equivalent Poissonian models (Figure 8), whatever the distribution of transmissivity used in this article. Thus, the number of effective fracture are equal for the reference studied and the distribution of transmissivity. We conclude that the effective number of fracture are correlated with the structure of network. Perhaps, to describe correctly the relation between hydraulic properties of fracture and the flow localization, it important to add a distribution of transmissivity correlated with geometrical properties of fracture.

6. DISCUSSION

The new DFN presented in this paper has many interests. Firstly, MM is based on the simplified mechanical rule and takes into account the relation fracture to fracture. Thus, the randomness of the model decrease in comparison to Poissonian model. Unfortunately, some characteristics, as orientation of fracture are not kept identical, which increase the randomness. A significant results is the definition of the structure network. Indeed, with the same parameters of density of fracture and percolation parameter, MM structure are less connected that PM. That is due to the difference between the number and size of intersections (

mode(A): $\frac{N(I)_{MM}}{N(I)_{PM}} \approx 0.5$; mode(B): $\frac{N(I)_{MM}}{N(I)_{PM}} \approx 0.6$, with $N(I)$ the number of intersection at the network scale or at the fracture scale). In MM the major part of intersection have a size which has been defined by the user at $\tau=0.1$. Contrarily, size of X intersection in PM model are not fixed. It's assumed that the average size of X intersections, and by extension the average size of intersection at the network scale. From this, integration of simplified rules induces profound changes the network structure. At the same density, this new structure MM has less permeabilities than PM. The new indicator which quantify the flow exchanged show that the PM fracture have more ability to exchange flow through the network. This ability is due to the structure organization. With less effective fracture, MM are more channelized that PM. To quantify the channeling more accurate, it may be interesting to define the path used by flow through the DFN.

With the distribution of transmissivity, permeability of all DFN is not precisely defines, and have an important range of variability. Furthermore, MM is always more channelized than PM. The ranking of DFN less channelized doesn't change with integration of distribution of transmissivity. PM still has a largest number of effective fracture. From this, we assume that the hydraulic behavior controls the flow localization through the DFN.

Distribution of transmissivity studied in this paper doesn't in correlated with the geometrical properties of fractures while many authors describe transmissivity of fracture in correlation with fractures properties[9]. For the future studies, it's interesting to analyses the impact of distribution of transmissivity in correlation with fracture length, which depend of the simplified mechanical rule. Thus, we will add more importance at the structure network

7. CONCLUSION

In this paper, we aim to compare the classical Poissonian model and the new Mechanically-oriented model. We compare both structure and the flow localization through the DFN. To do this, we ensured that the networks have the same parameters between them. Except density of fracture, percolation parameters, MM and PM had two significantly different organization. MM is controlled by the simplified mechanical rule in opposition to PM. Thus, MM has less intersection than PM and their number of intersection per fracture are also different. For small fracture, the PM number of intersection per fracture are overestimated compare to MM, to the largest fractures. The number of intersection per fracture are not the single

8. REFERENCES

- [1] S. P. Neuman, "Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks," *Hydrogeol. J.*, vol. 13, no. 1, pp. 124–147, Feb. 2005.
- [2] M. Cacas, E. Ledoux, G. De Marsily, and B. Tillie, "Modeling Fracture Flow With a Stochastic Discrete Fracture Network : Calibration and Validation 1. The Flow Model," *Water Resour. Res.*, vol. 26, no. 3, pp. 479–489, 1990.
- [3] J. C. S. Long, P. Gilmour, and P. a. Witherspoon, "A Model for Steady Fluid Flow in Random Three-Dimensional Networks of Disc-Shaped Fractures," *Water Resour. Res.*, vol. 21, no. 8, pp. 1105–1115, 1985.
- [4] S. J. Wettstein, F. K. Wittel, N. a. M. Araújo, B. Lanyon, and H. J. Herrmann, "From invasion percolation to flow in rock fracture networks," *Phys. A Stat. Mech. its Appl.*, vol. 391, no. 1–2, pp. 264–277, Jan. 2012.
- [5] P. Davy, R. Le Goc, C. Darcel, O. Bour, J.-R. de Dreuzy, and R. Munier, "A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics," *J. Geophys. Res.*, vol. 115, no. B10, pp. 1–13, 2010.
- [6] P. Davy, R. Le Goc, and C. Darcel, "A model of fracture nucleation, growth and arrest, and consequences for fracture density and scaling," *J. Geophys. Res. Solid Earth*, vol. 118, no. 4, pp. 1393–1407, Apr. 2013.
- [7] P. Davy, A. H. E. Bonnet, and Shou-Zhu Zhang, "Localization and fault growth in layered brittle-ductile systems: implications for deformations of the continental lithosphere," *J. Geophys. Res.*, vol. 100, pp. 6281–6294, 1995.
- [8] R. Le Goc, J.-R. de Dreuzy, and P. Davy, "Statistical characteristics of flow as indicators of channeling in heterogeneous porous and fractured media," *Adv. Water Resour.*, vol. 33, pp. 257–269, 2010.
- [9] A. Baghbanan and L. Jing, "Hydraulic properties of fractured rock masses with correlated fracture length and aperture," *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, vol. 44, no. 5, pp. 704–719, Jul. 2007.

differences. MM has a specificity to create the T intersection. The part of T intersection may be above 60% of intersections, and mostly very small size (in this paper T=0.1). Consequently, flow localization are very different between PM and MM. At the same density, PM permeability are systematically above their MM equivalents. This is a consequences of the number of effective fracture. Indeed, in the classical Poissonian model, fracture are more effective to exchanged flow. Thus, most of fracture, exchange flow and channeling is not underlined.

To conclude, distribution of transmissivity gives an indication on the flow localization. Thus, whatever the distribution of transmissivity inside the network, the number of effective fractures does not change significantly. Consequently, we assume that network structure controls the flow localization. Furthermore, we do not used a correlation between transmissivity and fracture length. In the future, it may interesting to add of MM a distribution of transmissivity in correlation with fracture length. Thus, we suppose that the new flow model are most robust, and may be more interesting to use MM compare PM.

Annexe 2. Mesures hydraulique en forage : Posiva Flow Log.

Une description complète de la méthode de mesures des propriétés hydrauliques est décrite précisément par {Öhberg, 2000 #169}. Ci-dessous une description concise de la mesure de la valeur du flux le long d'un forage.

Les mesures des propriétés hydrauliques de Forsmark ont été acquises par 2 méthodologies différentes dans leurs applications. La première méthode, le PSS pour « single-hole Pipe String System », est une approche classique par pompage et injection. L'analyse se faisant sur une section continue du forage, le PSS n'offre pas la possibilité de déterminer les propriétés hydrauliques d'une fracture, mais d'un ensemble de fractures isolées dans la section étudiée. La limite basse de détection du PSS ne permet pas de quantifier les propriétés hydrauliques des fractures sans pompage. Nous ne retenons pas les données hydrogéologiques obtenues à partir de cette méthode. Contrairement au PSS, le PFL, pour « Posiva Flow Log », est une méthode géophysique développée pour détecter le flux continu dans les fractures. Le PFL est particulièrement efficace pour détecter le flux dans une section très réduite du forage et permet d'isoler ainsi un faible nombre de fractures voir une unique fracture, du reste du réseau [Öhberg and Rouhiainen, 2000]. Sans pompage, le PFL permet de mesurer l'écoulement naturel dans la section investiguée sur une section prédéterminée en fonction des contraintes de terrain tel que la quantité d'écoulement observée le long du forage.

Sur le terrain, le PFL consiste en une mesure du flux qui rentre ou qui sort du forage après avoir isolé précisément la fracture à caractériser. Pour cela, l'opérateur dispose d'imageries de forage BIPS, qui permet de caractériser l'angle et le type de fracture (open, sealed), mais aussi si celle-ci est mouillée ou présente des traces d'écoulement. Enfin un dispositif de mesure de la profondeur est utilisé afin de localiser la section étudiée. Plus généralement, le PFL peut être mis en place pour caractériser l'ensemble des propriétés hydrauliques des fractures :

- Flux, par la méthode « thermal pulse » ;
- Flux, par la méthode « thermal dilution » ;
- La conductivité électrique (EC) ;
- The single point resistance.

Précisément, nous avons analysé les données hydrauliques obtenues à partir de la méthode PFL dit « in sequential ». La mesure prend environ 12 minutes par section testée. Pendant cette période, l'opérateur calibrera la température de mesure, et le flux sera déterminé par la mesure du « thermal pulse » ainsi qu'une mesure du flux par « thermal dilution ». L'ensemble du dispositif PFL est présenté par la figure ci-dessous (Fig. 0-1) :

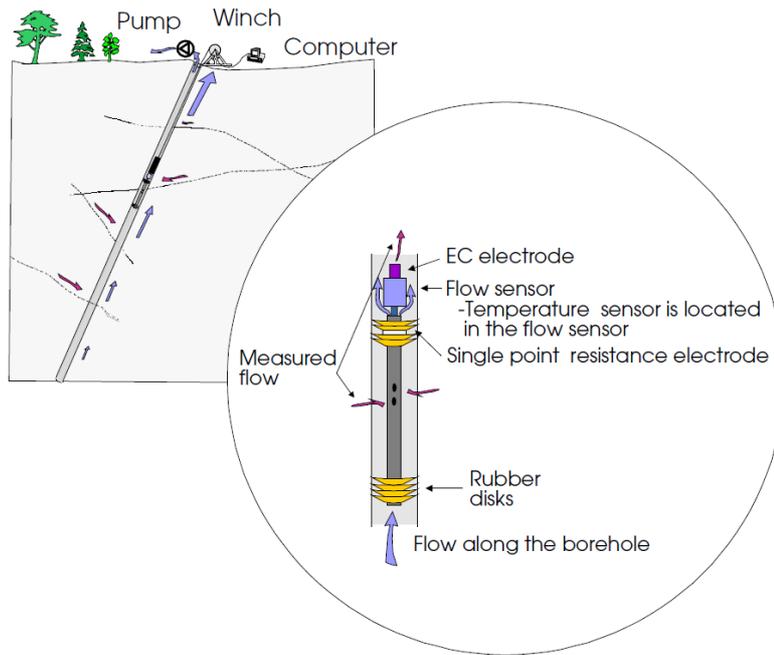


Fig. 0-1. Illustration de l'instrumentation PFL (Posiva Flow Log) le long du forage.

Les mesures de PFL sont utilisées dans l'étude des propriétés hydrauliques des milieux profonds, principalement dans la construction des sites de stockage de déchets nucléaires, par exemple le site de Olkiluoto (Finland) [Pekkanen et al., 2010; Vaittinen et al., 2012; Ahokas et al., 2014], le site d'Äspö (Suède) [Hernqvist et al., 2009; Olofsson et al., 2014], et le site de Laxemar (Suède) [Ludvigson et al., 2002]. L'ensemble de ces études a démontré la faisabilité de mesures très précises afin de déterminer une distribution de transmissivité des fractures le long des forages.

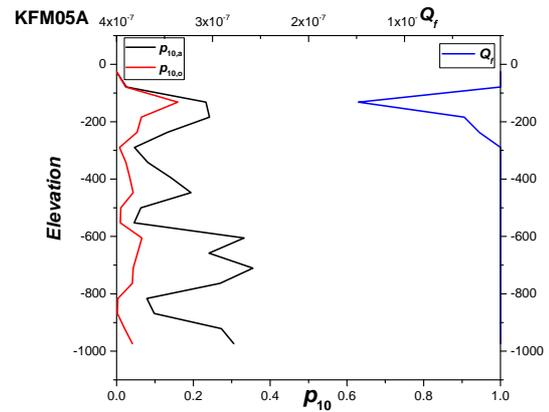
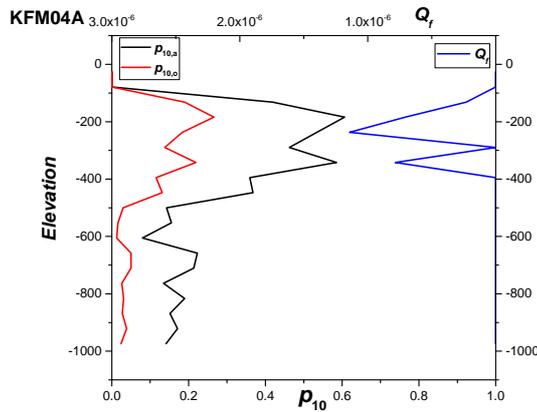
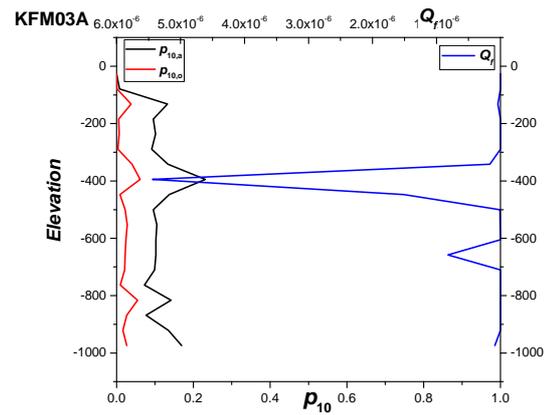
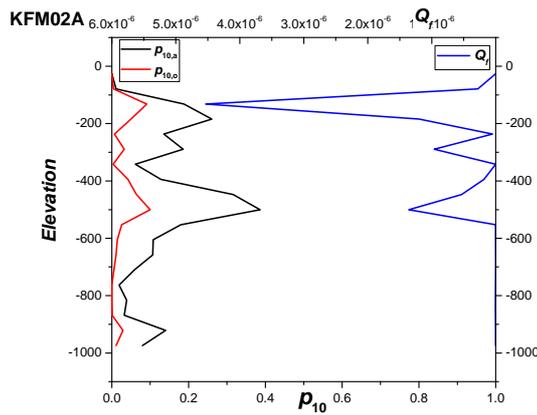
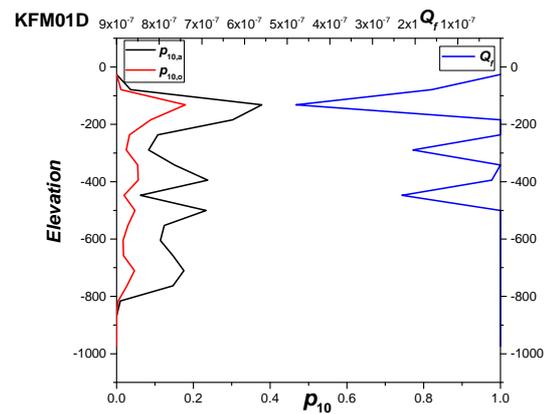
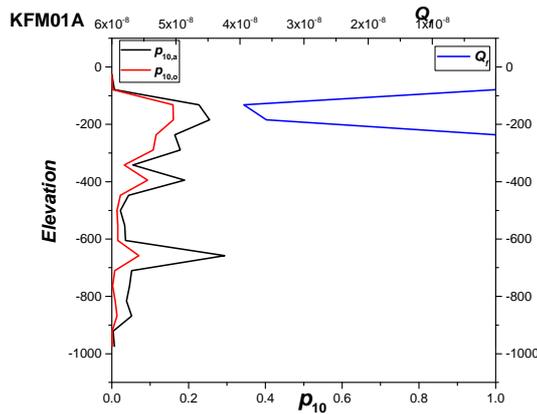
Les mesures PFL exploitées par [Follin et al., 2013] sont obtenues pour des conditions de pompage stationnaires et interprétées comme un écoulement cylindrique autour du forage. L'opération dure environ 4 à 7 jours en pompage continu à rabattement constant. La charge imposée est de 10m (Δh). L'écoulement est mesuré sur une section isolée par deux disques. Lorsque l'imagerie, ou l'étude des carottes, permet la localisation des fractures présentant des traces d'écoulement, les packers viennent isoler la fracture du reste du réseau. L'écoulement est alors mesuré et, sous l'hypothèse de cylindricité des écoulements, la transmissivité peut être calculée selon la formule de Dupuits [De Marsily, 1986] :

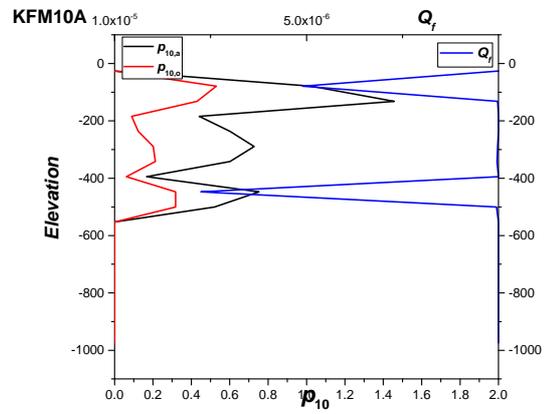
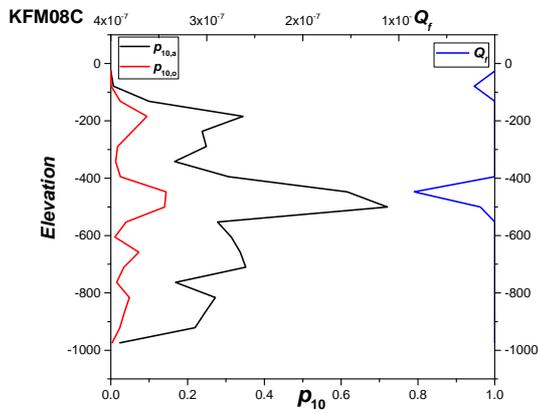
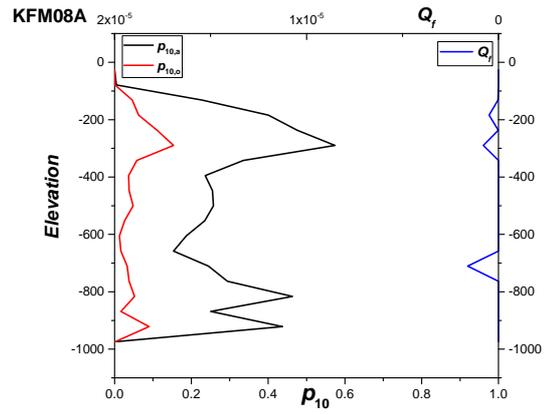
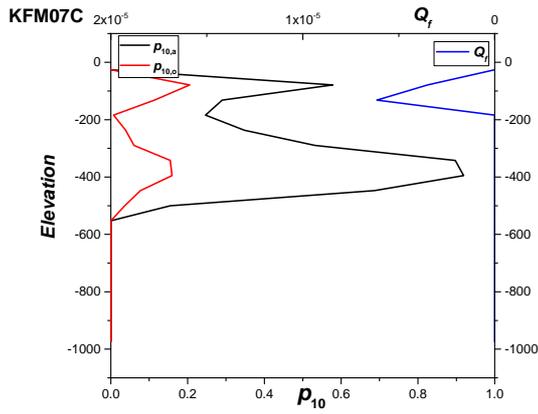
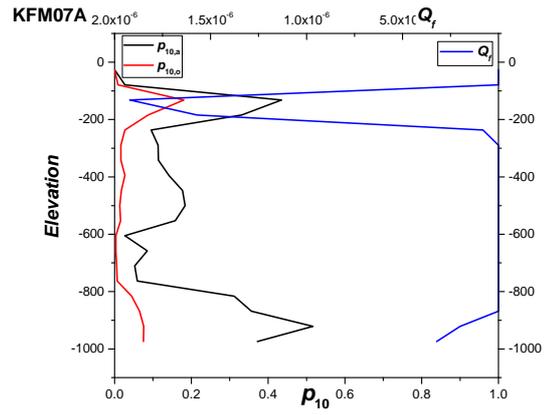
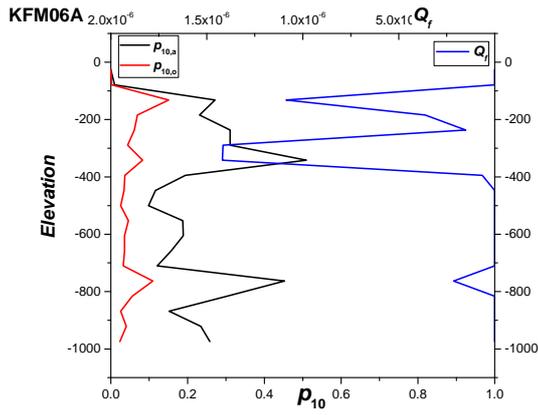
$$T = \frac{Q}{2\pi\Delta h} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$$

La transmissivité T s'exprime alors en fonction de r_e , le rayon d'influence du pompage et r_w le rayon du forage. En l'absence de données piézométriques en dehors du puits de pompage, r_w ne peut pas être estimé. Le rapport $\frac{Q}{\Delta h}$ donne l'ordre de grandeur de la perméabilité (qui correspondrait à $r_w \sim 500 r_e$) et est utilisé comme une estimation de la transmissivité appelée T_{PFL} [Öhberg and Rouhiainen, 2000]

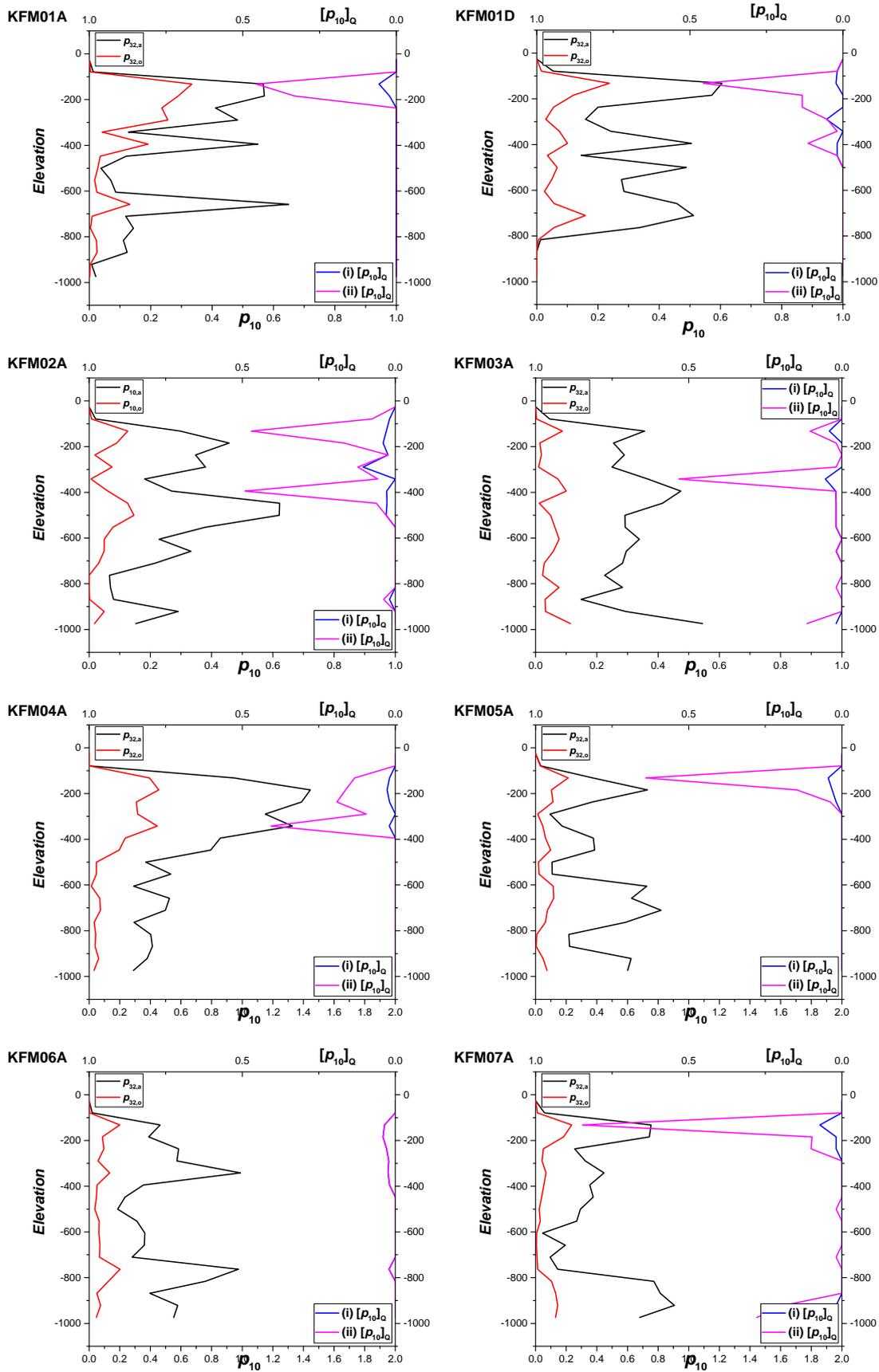
Annexe 3. Geometric and hydraulic distribution along boreholes.

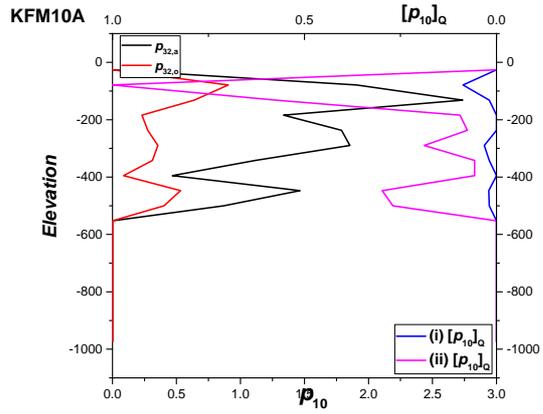
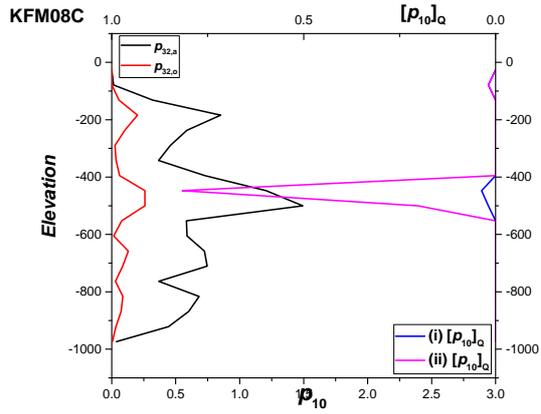
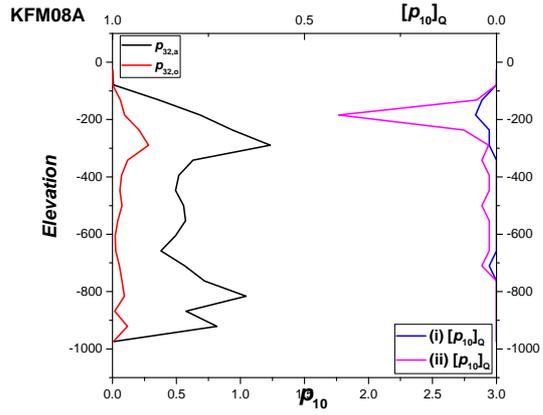
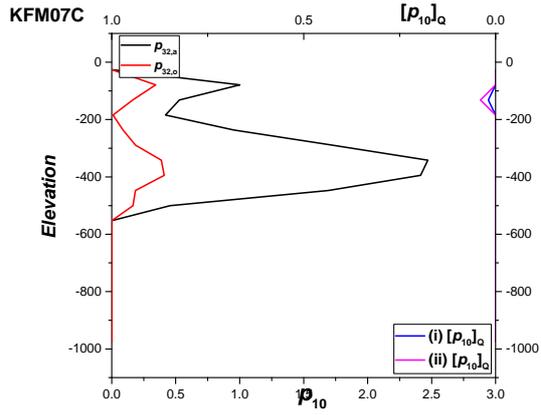
1.1 Raw Data :





1.2 Hydraulic and geometric properties.







Topological impact of constrained fracture growth

Sigmund Mongstad Hope^{1,2}, Philippe Davy³, Julien Maillot^{3,4}, Romain Le Goc⁴ and Alex Hansen^{1*}

¹ Department of Physics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, ² Polytec Research Institute, Haugesund, Norway, ³ Geosciences Rennes, Université de Rennes 1, Rennes, France, ⁴ Itasca consultants, Ecully, France

OPEN ACCESS

Edited by:

Wei-Xing Zhou,
East China University of Science and
Technology, China

Reviewed by:

Eric Josef Ribeiro Parteli,
University of Erlangen-Nuremberg,
Germany
Jan Anders Åström,
CSC - IT-Center for Science, Finland

*Correspondence:

Alex Hansen,
Department of Physics, Norwegian
University of Science and Technology,
N-7491 Trondheim, Norway
alex.hansen@ntnu.no

Specialty section:

This article was submitted to
Interdisciplinary Physics,
a section of the journal
Frontiers in Physics

Received: 02 January 2015

Accepted: 24 August 2015

Published: 08 September 2015

Citation:

Hope SM, Davy P, Maillot J, Le Goc R
and Hansen A (2015) Topological
impact of constrained fracture growth.
Front. Phys. 3:75.
doi: 10.3389/fphy.2015.00075

The topology of two discrete fracture network models is compared to investigate the impact of constrained fracture growth. In the Poissonian discrete fracture network model the fractures are assigned length, position and orientation independent of all other fractures, while in the mechanical discrete fracture network model the fractures grow and the growth can be limited by the presence of other fractures. The topology is found to be impacted by both the choice of model, as well as the choice of rules for the mechanical model. A significant difference is the degree mixing. In two dimensions the Poissonian model results in assortative networks, while the mechanical model results in disassortative networks. In three dimensions both models produce disassortative networks, but the disassortative mixing is strongest for the mechanical model.

Keywords: fractures, fracture networks, discrete fracture network models, network analysis, topology

1. Introduction

Fluid transport in bedrock is of interest for a wide range of studies, from subsurface water reservoirs to exploitation of petroleum resources. Whether one aims at optimizing hydraulic fracturing, or to estimate flow in the bedrock, one wants a description of the bedrock which is as accurate as possible. An important part is the description of the fracture network, which plays an important part in fluid transport in geological media [1]. It is however impossible to detect the full fracture network. Information can be obtained through seismic or well logging, but this information has to be expanded with the use of a model to fully describe the network [2–4].

Since the transport properties of fracture networks are closely related to their topology, it is of great importance to be able to describe it quantitatively. Describing the topology of networks, or graphs, consisting of nodes and links, has been at the focal point of a huge research effort over the last 20 years [5, 6].

Fracture networks consist of intersecting sheetlike fractures — sheetlike since the fractures typically are very extended in two directions compared to the third. The ensuing networks have *per se* little to do with the graphs. Andresen et al. [7] proposed a transformation where the fracture sheets were represented by nodes and their intersections as links between them. This transformation is one-to-one and the resulting equivalent graphs give access to the plentiful and powerful tools that have been developed under the umbrella of modern network theory. Andresen et al. [7] went on to quantitatively compare fracture outcrops with a two-dimensional Discrete Fracture Network [8, 9] (DFN) model.

Andresen et al. [7] found fracture outcrops to form disassortative networks, that is fractures tend to connect to fractures with different degree, while the DFN model resulted in assortative networks where fractures tended to be connected with fractures of similar degree.

A noteworthy simplification in the DFN model studied by Andresen et al. [7] is that the fractures are placed independently of each other and that they are free to cross each other. An improvement of the DFN model has been based on the idea that large fractures can stop the propagation of smaller fractures [3]. This *mechanical* DFN model is based on simplified mechanical rules which produce a fracture network formation that includes fracture nucleation, growth and arrest [3]. For three-dimensional models, the mechanical DFN model has been shown to give much higher flow channeling than the *Poissonian* DFN model [10].

This paper presents a topological analysis of both two- and three-dimensional fracture networks based on the transformation proposed by Andresen et al. [7] to evaluate the impact of the constrained fracture growth in the mechanical DFN model compared to the Poissonian DFN model. The two-dimensional models are also compared against the outcrops studied by Andresen et al. [7].

Ideally, the results presented in the paper should have been compared to measured three-dimensional fracture networks. Unfortunately, no data set of sufficient quality exists that makes this possible. There are, however, other systems where a comparison between model and nature is possible. For example, the mineral desert rose consists of intersecting sheetlike crystals. Recently, an analysis of this system has been presented, see Hope et al. [11]. Another system where a comparison should be possible is slow drainage in layered porous media which produces multiple sheetlike structures. A model exists [12], but to our knowledge no experimental results have been produced so far. In this case, data of sufficient quality should be obtainable.

Both the Poissonian and mechanical DFN models are found to generate networks, in both two and three dimensions, that transform into small-world graphs. The models are found to differ when it comes to degree mixing. For two dimensions, the Poissonian model is found to be assortative, while the mechanical model is disassortative. In three dimensions both models are found to be disassortative, and the difference between the models is limited to the strength of the disassortative mixing. As such the two-dimensional model is found to reproduce the disassortative degree mixing found by Andresen et al. [7] for the outcrop data. However, it should be noted that there is individual differences between the outcrops, and their general classification as disassortative is uncertain.

There is also a difference between the networks generated in two and three dimensions with respect to the size of the largest component in the network. In three dimensions the models tend to generate well connected networks where the largest component make up a larger part of the network, for the Poissonian model this differs from the situation in two dimensions.

This article is structured as follows. Section 2 presents the DFN models before the basis for the network analysis is presented in Section 3. Results are presented and discussed in Section 4 before concluding remarks are drawn in Section 5.

2. Discrete Fracture Network Model

Most fractured reservoirs can only be given a statistical description. A common method of introducing such a description when investigating flow properties of geological sites is to use the consecutive stochastic, or Poissonian DFN model [1, 8, 13]. Generally, DFN models do not use the mechanical relation between fractures. However, distribution of fracture intersections and flow channeling are critical parameters in the hydraulic properties of the fractured reservoirs. Both aspects are likely related to spatial correlations and interactions between fractures [14]. The capacity of DFN models to reproduce flow channeling is essential for a good estimation of hydraulic properties [15–17].

The Poissonian DFN model generally does not produce T-shaped intersections where a fracture terminates at another fracture. Instead the model creates X-shaped intersections since the fractures are free to cross each other. This could be addressed by integration of simplified mechanical rules to take into account the fracture interaction and their consequences on the distribution of intersection and spatial organization of the network fracture [3, 18–20]. Building on simplified mechanical rules Davy et al. have introduced a mechanical DFN model [3, 20].

2.1. Poissonian DFN Model

Orientation, position and length or diameter the fractures are assigned independently in the Poissonian DFN model [21, 22], and the properties of any fracture is blind to all other fractures.

The fracture length distribution is a critical parameter in controlling connectivity and permeability [23, 24]. Observations of fracture traces in outcrops show that fracture lengths follow power-laws [25, 26].

$$p(l) \sim l^{-\alpha_l}. \quad (1)$$

From observations and mechanical/geometrical arguments, Davy et al. [20] suggest that the power-law exponent should tend to the self-similar case at large fracture lengths, which fixes the exponent α_l to 4 for three-dimensional networks.

For this paper the model is considered in the most simplified form. The fracture centers are randomly distributed, given a fracture density. The orientation of each fracture is drawn from a uniform random distribution. Hence, no assumptions are made with respect to the stress field direction that has generated the fractures.

2.2. Mechanical DFN Model

In the mechanical DFN model, the generation of the fracture networks occurs in three steps; fracture nucleation, fracture growth and fracture arrest [3].

Nucleation gives the fractures an initial position as well as an orientation. As in the Poissonian model, the position is random and no preferential orientation is assumed. Nucleation centers are randomly generated at a rate

$$\dot{n}_N = \frac{dn_N}{dt}, \quad (2)$$

where n_N is the number of nuclei, and t the time [3].

Once created, a fracture grows at a rate given by

$$\frac{dl}{dt} = Gl^a, \tag{3}$$

where l is the fracture length or diameter, G the growth rate and a the growth exponent [3].

Arrest of a fracture is caused by the fracture growth being hindered by mechanical interactions with other fractures. This occurs when a fracture gets close to a larger fracture and a simplified arrest rule prevents fractures from crossing larger fractures. This imitates the interaction between real fractures and results in a self-similar power-law distribution of fracture sizes [3, 20].

The ratio G/\dot{n}_N can be used to separate between two different versions of the mechanical model [10]. If $G \gg \dot{n}_N$ the time for a fracture to grow is short compared to the time between the appearance of successive nuclei. Thus, fractures grow one by one in a *sequential mode* [10]. On the other hand, if $G \ll \dot{n}_N$ fractures will grow simultaneously in a *competitive mode* [10].

The two models will have different structures since the ratio of X-type and T-type intersections will depend on whether the fractures grow sequentially or not [10].

The mechanical model can also make use of two different stop criteria. When a fracture meets a larger fracture the smallest fracture can stop completely (mode A) or it can be free to grow in the opposite direction (mode B) up to the point when it meets another large fracture [3].

2.3. Compared Models

In the present study, topology is compared for both competitive (C) and sequential (S) mechanical models for both mode A and mode B stop criteria. Hence, the mechanical DFN model should be studied in four different limits; C or S and A or B. For each model, the eventual fracture density is different.

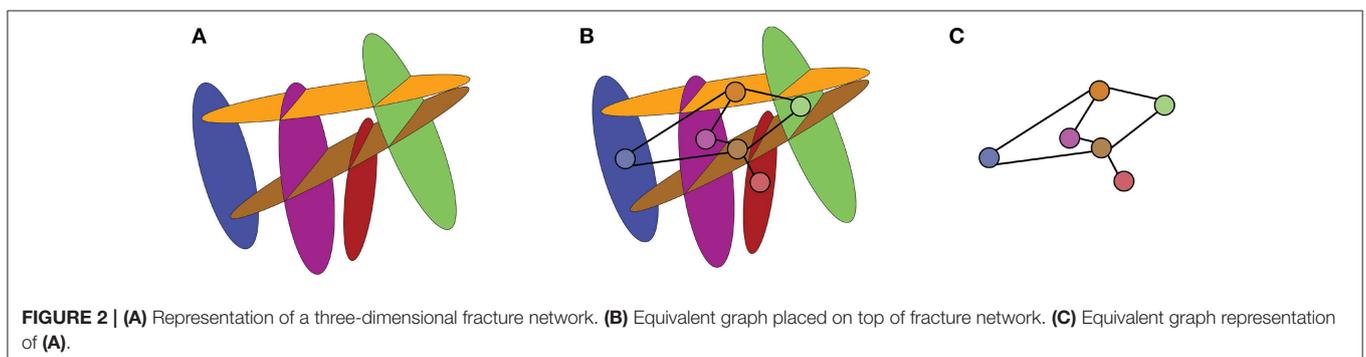
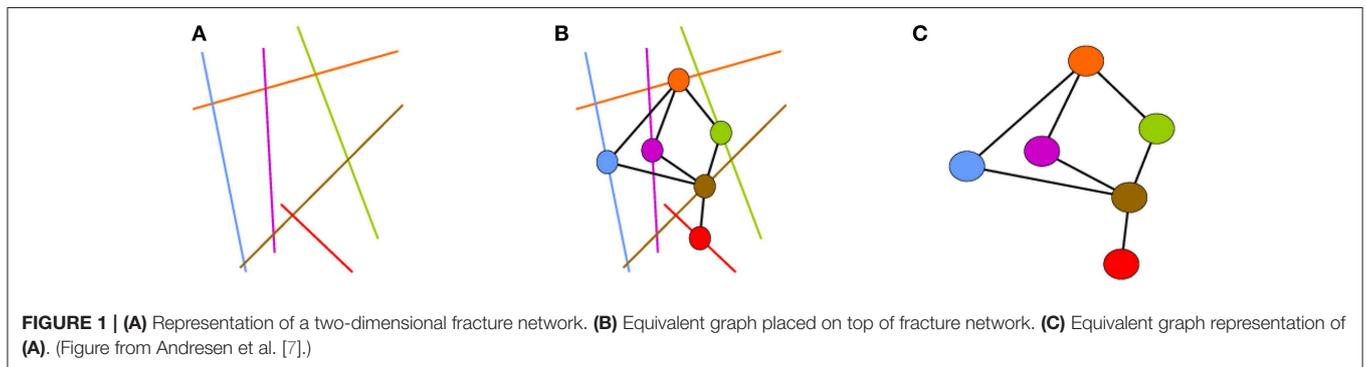
As a comparison to the mechanical models, the Poissonian DFN model has been generated for two different fracture densities, based on the maximum and minimum densities from the mechanical model. The high density case (P-H-D) has the same density as (M-C-B), while the low density case (P-L-D) is similar in density to (M-A-S).

3. Network Analysis

Transforming the fracture network into a graph is done as suggested by Andresen et al. [7]. As shown in **Figures 1** and **2**, each fracture is defined as a node and nodes are linked if they represent intersecting fractures.

To evaluate the properties of a graph, it is useful to compare against randomized versions of the same graph [6]. For this purpose two randomized versions of each of the graphs are made. The first is a completely random model with the same number of nodes and links as the original graph [27], while the second is a rewired version of the original graph which preserves the degree of each node, but randomizes which nodes that are connected [28].

Clustering, C , is a measure of the local connectivity of a graph. For a specific node the coefficient, C_i , gives the ratio between the number of connections between the k_i neighbors of node



i and the $k_i(k_i - 1)/2$ possible ways they could be connected [29, 30]. In terms of the original fracture network, the number of connections, or degree, of a given node k_i in the graph is the number of fractures that intersect the fracture represented by the node.

The average over the clustering coefficients of all nodes gives a measure of the clustering in the entire graph and can be expressed as

$$C = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_i = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{2K_i}{k_i(k_i - 1)}. \quad (4)$$

where N is the number of nodes in the graph and K_i is the number of connections between node i 's neighbors [30].

In the case where a node has less than two neighbors, the local clustering coefficient is defined to be zero [31].

Efficiency, E , is a measure of the long range connectivity of a network. High efficiency indicates that one can expect to go from a given fracture to any other fracture without having to go through many intermediate fractures. Given all possible paths between nodes i and j the shortest path, d_{ij} , is found based on the fewest number of links traversed. The efficiency can then be defined as [32, 33]

$$E = \frac{1}{N(N - 1)} \sum_{(i,j) \in N, i \neq j} \frac{1}{d_{ij}}. \quad (5)$$

In the case where nodes i and j are unconnected $d_{ij} = \infty$ [32].

A measure of degree mixing is the *assortativity coefficient* r , which for a graph with M links can be expressed as follows [34]

$$r = \frac{M^{-1} \sum_i k_i k_{2i} - [M^{-1} \sum_i \frac{1}{2}(k_{1i} + k_{2i})]^2}{M^{-1} \sum_i \frac{1}{2}(k_{1i}^2 + k_{2i}^2) - [M^{-1} \sum_i \frac{1}{2}(k_{1i} + k_{2i})]^2}, \quad (6)$$

where k_{1i} and k_{2i} are the degrees of the nodes linked by the i th link. Assortative mixing is indicated by $r > 0$, while $r < 0$ indicates disassortative mixing.

An estimate of the variance of the assortativity coefficient for a single sample can be found using the jackknife estimate

$$\sigma_r^2 = \frac{M - 1}{M} \sum_{i=1}^M [r_i - r]^2, \quad (7)$$

where M is the number of links in the network and r_i is the assortative coefficient when excluding the i th link in the calculation [31, 35].

Community detection identifies parts of the network which are highly interconnected but have relatively few connections to other parts of the network. What is found to constitute a community structure will depend on the algorithm used as well as the number of communities one divide the network into [6]. This work make use of the Girvan-Newman algorithm [36]. The number of communities is chosen to maximize modularity, Q . The modularity measures the fraction of links in a network that connects nodes of the same type minus the expected value for a network with the same community divisions but with random connections between the nodes [37]. If the number of links within the communities is not higher than in the random case random, then $Q = 0$, while $Q = 1$ is the maximum limit for extremely strong community structure [37]. Newman and Girvan report that typical values for networks with strong community structure are in the range from 0.3 to 0.7 and that higher values are rare [37].

4. Results and Discussion

As was to be expected, the stop criteria in the two limits of the mechanical models has a significant impact on the ratio between links and nodes in the corresponding graphs, as well as degree distribution (as shown in **Tables 1, 2** and **Figures 3, 4**). This is caused by the higher number of connections in the mode B versions of the models resulting from the fact that fractures are only arrested in the direction where they intersect larger fractures. With regard to the ratio between links and nodes the two mechanical models with stop criterion B have a much higher number of links than nodes. However, the mechanical model with stop criterion A results in either a similar number of nodes and links (M-C-A) or a higher number of nodes than links (M-S-A). As such the mechanical model offers a large diversity when it comes to the number of intersections per fracture. It should be noted that there is a difference between two-dimensional and three-dimensional networks and as seen in **Tables 1, 2**, the number of links in the Poissonian model is much closer to the number of nodes in two dimensions than what is the case for

TABLE 1 | Averaged values of the number of nodes, links, maximum degree k_{max} , average degree k_{avg} , clustering coefficient C , clustering coefficient for rewired graphs C_{RW} , clustering coefficient for random graphs C_{RA} , efficiency E , efficiency for rewired graphs E_{RW} , efficiency for random graphs E_{RA} , assortativity coefficient r with its standard deviation σ_r for 50 samples of each of the different limits of the two DFN models in two dimensions.

| Model (2D) | Nodes | Links | k_{max} | k_{avg} | C | C_{RW} | C_{RA} | E | E_{RW} | E_{RA} | r | σ_r |
|------------|-------|-------|-----------|-----------|-------|----------|----------|--------|----------|----------|-------|------------|
| DFN-M-C-A | 1066 | 1190 | 30 | 2.23 | 0.083 | 0.0029 | 0.0010 | 0.087 | 0.12 | 0.10 | -0.10 | 0.028 |
| DFN-M-C-B | 1274 | 2381 | 45 | 3.74 | 0.27 | 0.0070 | 0.0029 | 0.15 | 0.21 | 0.18 | -0.08 | 0.020 |
| DFN-M-S-A | 924 | 873 | 27 | 1.89 | 0.045 | 0.0023 | 0.0011 | 0.052 | 0.083 | 0.071 | -0.08 | 0.036 |
| DFN-M-S-B | 936 | 1376 | 34 | 2.94 | 0.17 | 0.0057 | 0.0022 | 0.13 | 0.18 | 0.15 | -0.09 | 0.031 |
| DFN-P-H-D | 1344 | 1793 | 24 | 2.67 | 0.27 | 0.0022 | 0.0014 | 0.016 | 0.13 | 0.13 | 0.11 | 0.049 |
| DFN-P-L-D | 805 | 642 | 14 | 1.60 | 0.17 | 0.0014 | 0.0010 | 0.0055 | 0.056 | 0.045 | 0.14 | 0.067 |

The mechanical (M) model is compared for the competitive (C) and sequential (S) versions for both stop criteria A and B. The Poissonian (P) model is compared for two densities matching the highest (H-D) and lowest (L-D) densities created by the mechanical models.

TABLE 2 | Averaged values of the number of nodes, links, maximum degree k_{max} , average degree k_{avg} , clustering coefficient C , clustering coefficient for rewired graphs C_{RW} , clustering coefficient for random graphs C_{RA} , efficiency E , efficiency for rewired graphs E_{RW} , efficiency for random graphs E_{RA} , assortativity coefficient r with its standard deviation σ_r for 50 samples of each of the different limits of the two DFN models in three dimensions.

| Model(3D) | Nodes | Links | k_{max} | k_{avg} | C | C_{RW} | C_{RA} | E | E_{RW} | E_{RA} | r | σ_r |
|-----------|-------|-------|-----------|-----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|------------|
| DFN-M-C-A | 980 | 969 | 48 | 1.98 | 0.055 | 0.0049 | 0.00084 | 0.097 | 0.10 | 0.079 | -0.13 | 0.024 |
| DFN-M-C-B | 1349 | 2202 | 98 | 3.26 | 0.19 | 0.014 | 0.0018 | 0.18 | 0.20 | 0.16 | -0.10 | 0.020 |
| DFN-M-S-A | 913 | 621 | 36 | 1.36 | 0.013 | 0.0025 | 0.00069 | 0.028 | 0.040 | 0.021 | -0.11 | 0.025 |
| DFN-M-S-B | 1312 | 1990 | 94 | 3.03 | 0.16 | 0.013 | 0.0015 | 0.16 | 0.18 | 0.15 | -0.09 | 0.016 |
| DFN-P-H-D | 1550 | 3648 | 111 | 4.71 | 0.36 | 0.015 | 0.0030 | 0.16 | 0.22 | 0.21 | -0.03 | 0.030 |
| DFN-P-L-D | 887 | 1209 | 54 | 2.73 | 0.26 | 0.011 | 0.0024 | 0.086 | 0.15 | 0.14 | -0.04 | 0.026 |

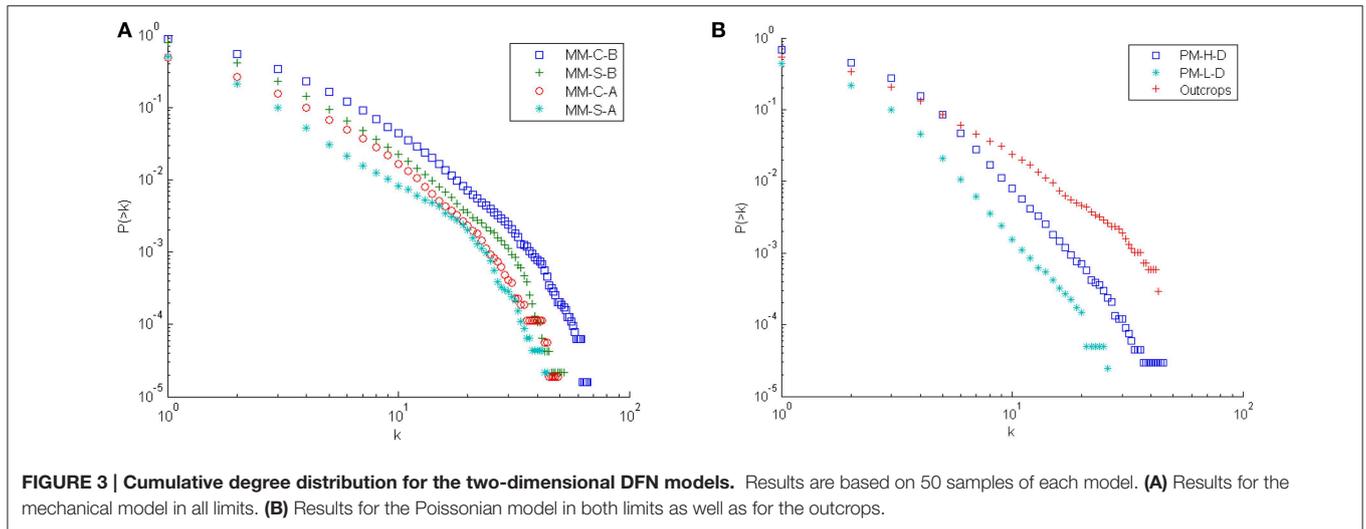


FIGURE 3 | Cumulative degree distribution for the two-dimensional DFN models. Results are based on 50 samples of each model. **(A)** Results for the mechanical model in all limits. **(B)** Results for the Poissonian model in both limits as well as for the outcrops.

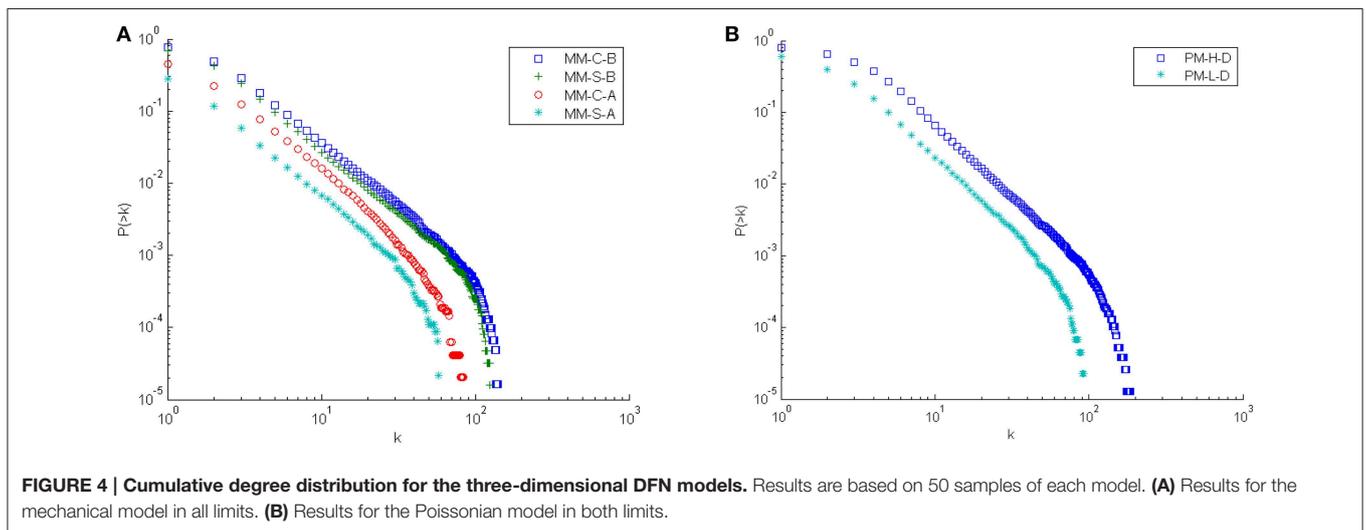


FIGURE 4 | Cumulative degree distribution for the three-dimensional DFN models. Results are based on 50 samples of each model. **(A)** Results for the mechanical model in all limits. **(B)** Results for the Poissonian model in both limits.

three dimensions. For the low density case in two dimensions, the Poissonian model in fact shows fewer links than nodes.

The difference in the stop criteria also has an impact on clustering, which is up to an order of magnitude higher in the mode B cases. However, when comparing the clustering against rewired and random versions of the networks, all models, mechanical and Poissonian, are similar in having clustering much

higher than in their randomized versions. Broadly speaking, the clustering is an order of magnitude higher than the closest of the randomized networks (as shown in **Tables 1, 2**). With an efficiency of the same order as the randomized network, this indicates that all models form small-world networks [29, 33]. This is consistent with previous results for both DFN models and outcrops by Andresen et al. [7].

With regard to the degree distribution for the three-dimensional models, **Figure 4** shows similar results for the competitive and sequential models when stop criterion B is used, but that the models differ when making use of stop criterion A. Sequential and competitive models differ both when it comes to density and ratio of X- and T- intersections. The sequential model with stop criteria A differs from the others and is close to critical organization with both low density and high number of T-intersections.

It should be noted that connectivity increases with increasing dimensionality. This is e.g. illustrated by the site percolation threshold being around 0.592 for the square lattice and 0.246 for the cubic lattice [38].

The main difference between the DFN model and the outcrops found by Andresen et al. was in the degree mixing [7]. While the DFN model resulted in assortative mixing, the outcrops resulted in disassortative mixing. The analysis of the mechanical DFN model shows disassortative mixing, as shown in **Tables 1, 2**, indicating that the limitations on fracture propagation have a significant impact on the degree mixing.

This is consistent with a previous study of fractures in sea ice by Vevatne et al. where it was shown that a simple growing fracture network model could produce disassortative mixing if existing fractures could stop the propagation of fractures growing into them [39]. In the model by Vevatne et al. the fractures ability to arrest intersecting fractures was a fixed probability, equal for all fractures [39].

The assortative coefficient indicates a clear difference between the two-dimensional models. While all limits of the mechanical model result in disassortative networks, the Poissonian model results in assortative networks. For three-dimensional networks all models result in disassortative networks and the difference between the models is limited to the mechanical model showing stronger disassortative mixing than the Poissonian model.

Another noticeable difference between the two-dimensional and three-dimensional DFN models is the size of the largest component. With the exception of the mechanical DFN model in the (M-S-A) limit where the largest component only makes up 40 % of the nodes in the graph, all three-dimensional models appear, as shown in **Table 3**, to be highly connected with the largest component making up from 69 to 92 % of the network. The mechanical model is still well connected in two dimensions, as shown in **Table 4**, but the Poissonian model results in the largest component making up only 7–28 % of the network. Comparing the two-dimensional models to the outcrops, indicates that the mechanical model is closest, but that the model is too connected.

The networks generated by the DFN models are compared against the same outcrops which Andresen et al. [7] used in their topological comparison. The outcrops are from two locations on the Swedish south-east coast, namely Simpevarp and Laxemar [40, 41]. The outcrops cover between 215 and 524 m² and all visible fractures with length over 0.5 m have been recorded [40, 41]. Detailed descriptions of the bedrock composition and geological history are given in Hermanson et al. [40, 41] and Strøm et al. [42].

The average assortativity coefficient of the outcrops is found to be $r = -0.02$ with $\sigma_r = 0.058$. The individual samples

TABLE 3 | Average values for number of nodes N_{lc} , links M_{lc} , average ratio of nodes in the largest component and the entire graph N_{lc}/N , as well as assortativity coefficient r_{lc} with its standard deviation σ_{lc} , for the largest component for 50 samples of each of the different limits of the two DFN models in three dimensions.

| Model (3D) | N_{lc} | M_{lc} | N_{lc}/N | r_{lc} | σ_{lc} |
|------------|----------|----------|------------|----------|---------------|
| DFN-M-C-A | 765 | 909 | 0.78 | -0.15 | 0.026 |
| DFN-M-C-B | 1237 | 2192 | 0.92 | -0.11 | 0.021 |
| DFN-M-S-A | 362 | 378 | 0.40 | -0.18 | 0.035 |
| DFN-M-S-B | 1150 | 1978 | 0.88 | -0.09 | 0.016 |
| DFN-P-H-D | 1395 | 3620 | 0.90 | -0.04 | 0.026 |
| DFN-P-L-D | 616 | 1108 | 0.69 | -0.06 | 0.027 |

TABLE 4 | Average values for number of nodes N_{lc} , links M_{lc} , average ratio of nodes in the largest component and the entire graph N_{lc}/N , as well as assortativity coefficient r_{lc} with its standard deviation σ_{lc} , for the largest component for 50 samples of each of the different limits of the two DFN models in two dimensions.

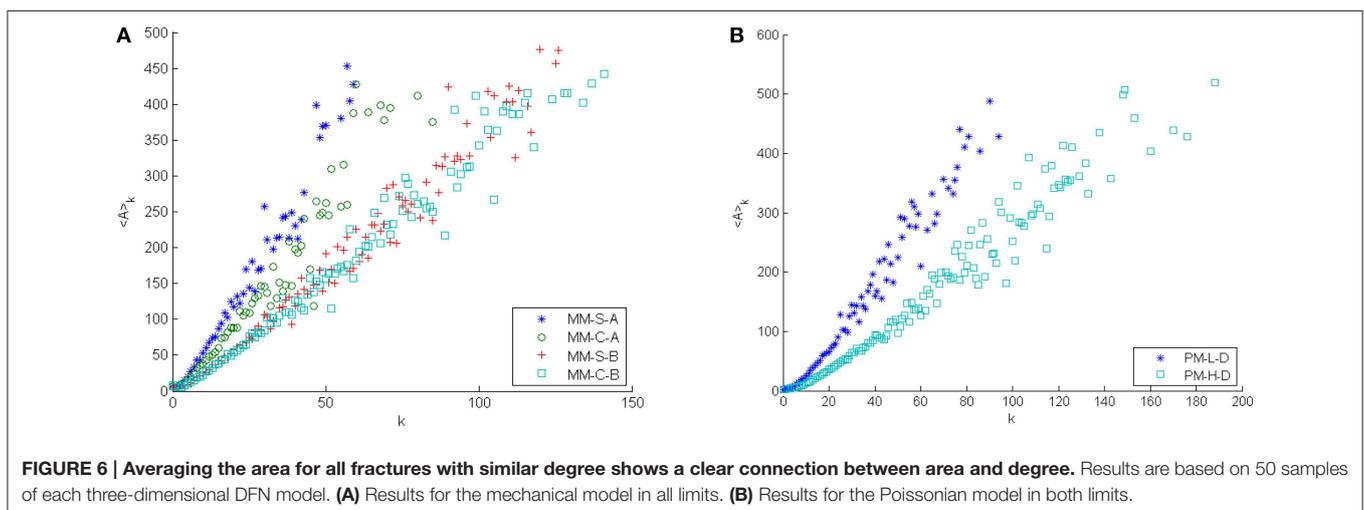
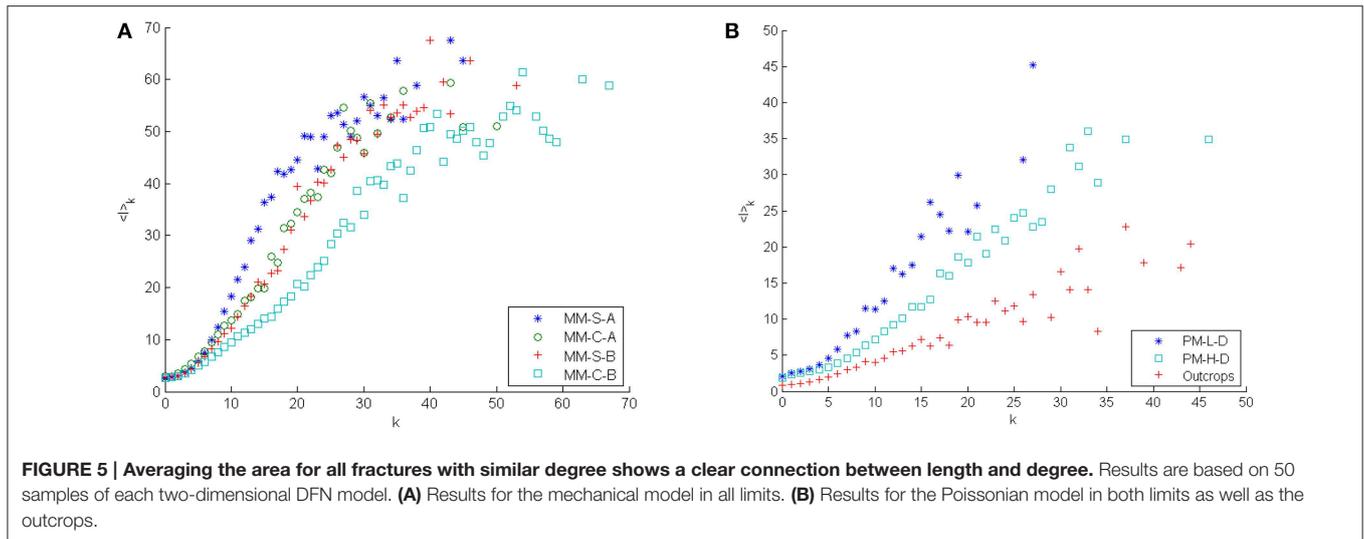
| Model (2D) | N_{lc} | M_{lc} | N_{lc}/N | r_{lc} | σ_{lc} |
|------------|----------|----------|------------|----------|---------------|
| DFN-M-C-A | 845 | 1045 | 0.79 | -0.13 | 0.030 |
| DFN-M-C-B | 1242 | 2372 | 0.98 | -0.08 | 0.021 |
| DFN-M-S-A | 592 | 676 | 0.64 | -0.11 | 0.038 |
| DFN-M-S-B | 867 | 1337 | 0.93 | -0.09 | 0.031 |
| DFN-P-H-D | 381 | 653 | 0.28 | 0.03 | 0.061 |
| DFN-P-L-D | 60 | 87 | 0.07 | -0.1 | 0.11 |

TABLE 5 | Number of nodes N , links M , assortativity coefficient r with its jackknife-based standard deviation σ_j , and the same for the largest component (lc) for each outcrop.

| Outcrop | N | M | r | σ_j | N_{lc} | M_{lc} | r_{lc} | $\sigma_{lc,j}$ |
|-----------|-----|------|-------|------------|----------|----------|----------|-----------------|
| ASM000025 | 787 | 858 | -0.05 | 0.031 | 449 | 665 | -0.12 | 0.033 |
| ASM000026 | 716 | 520 | -0.11 | 0.031 | 224 | 273 | -0.18 | 0.040 |
| ASM000205 | 973 | 1188 | 0.02 | 0.026 | 385 | 683 | -0.08 | 0.030 |
| ASM000206 | 737 | 487 | -0.01 | 0.042 | 40 | 49 | -0.20 | 0.010 |
| ASM000208 | 955 | 1297 | -0.06 | 0.022 | 693 | 1174 | -0.10 | 0.023 |
| ASM000209 | 955 | 1162 | 0.04 | 0.029 | 637 | 1021 | -0.02 | 0.031 |
| ASM100234 | 946 | 1549 | -0.05 | 0.023 | 756 | 1501 | -0.07 | 0.023 |
| ASM100235 | 785 | 1392 | 0.05 | 0.026 | 628 | 1366 | 0.04 | 0.027 |

span, as shown in **Table 5**, from $r = -0.11$ to $r = 0.05$ and weakens the general conclusion of disassortative outcrops. An overview of the assortativity coefficient for all outcrops and their largest components are given in **Table 5**. Further studies of more outcrops could clarify the question of the degree mixing behavior in outcrops.

As shown in **Figures 5, 6** both models and the outcrops show a strong correlation between degree and fracture length. As such the difference in degree mixing is closely related to whether fractures intersect fractures of similar or dissimilar length. The stop criteria clearly separates the mechanical models and the use of stop criterion B, as expected, generate fractures with more intersections than the models using stop criterion A. In addition, the area belonging to a fracture of a given degree tends to be



larger for the models using stop criterion A, than for the models using criterion B, reflecting density differences between the models.

The difference between networks displaying assortative degree mixing and those displaying disassortative degree mixing has been attributed to the existence of communities with strong internal connectivity in assortative networks [43]. However, the presence of community structure also in disassortative networks has been suggested by Radicchi et al. [44]. To investigate the community structure of the fracture networks, the analysis is limited to the largest component of each of the two-dimensional networks.

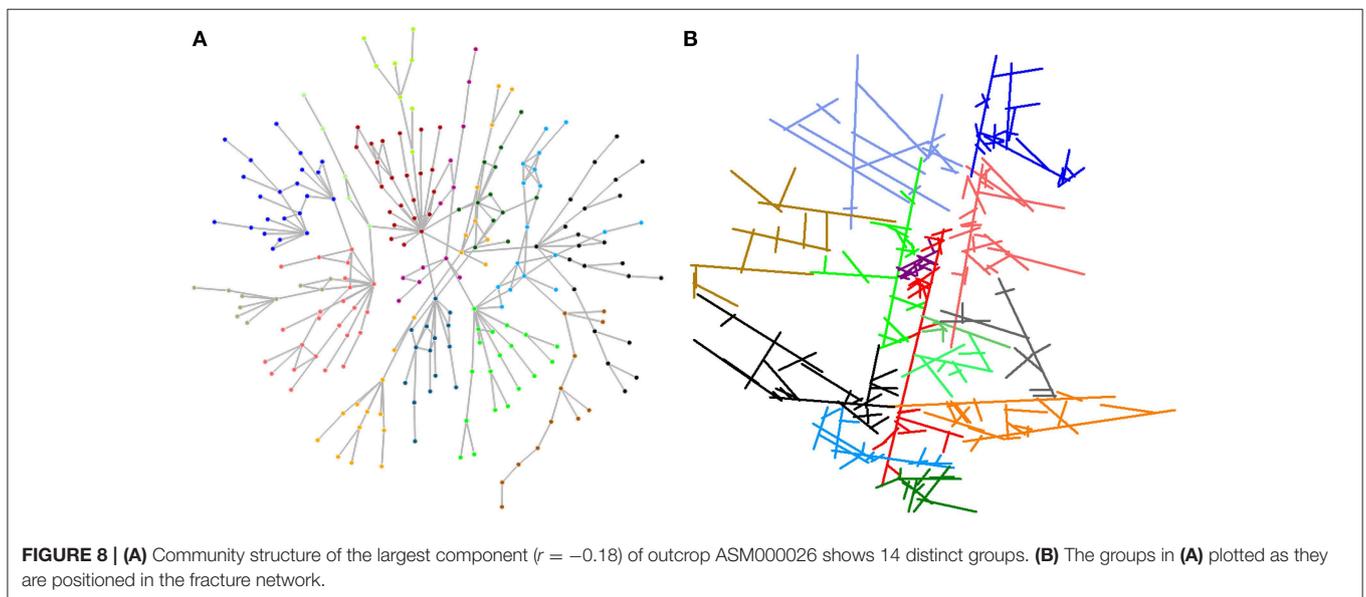
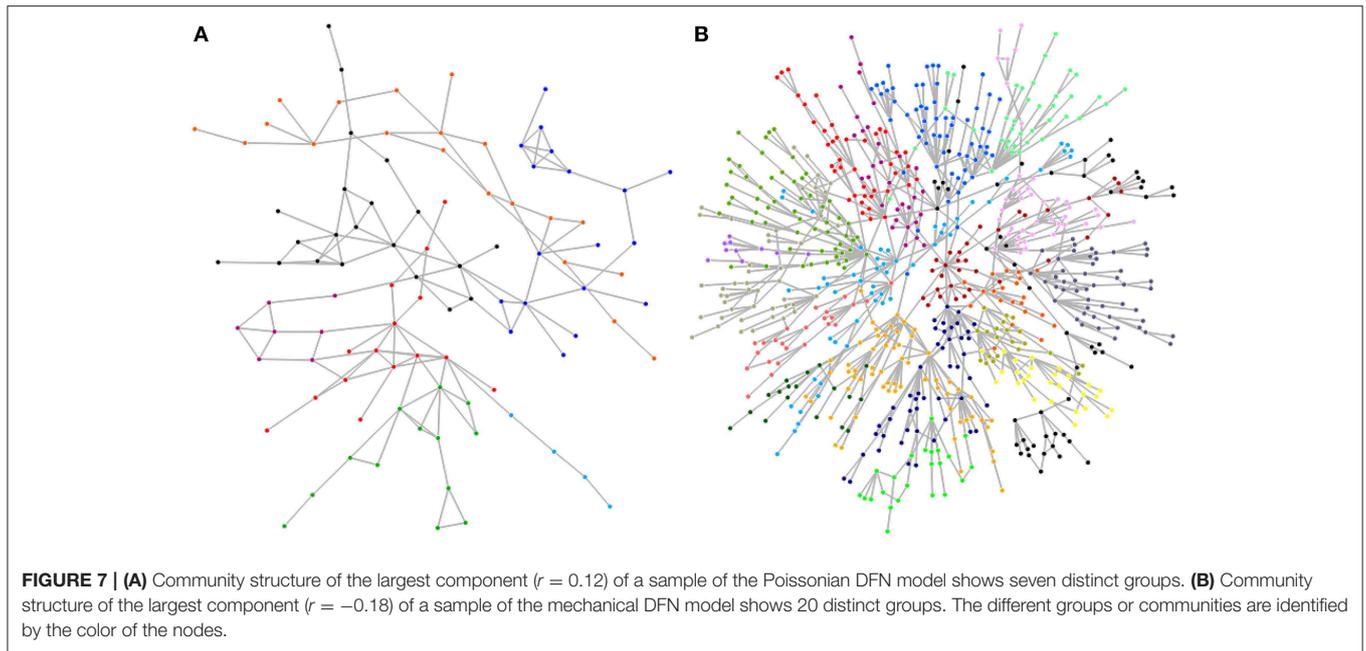
It is noted that the largest clusters generally are more disassortative than the whole samples. In fact the average assortativity coefficient for the largest cluster in each sample of the two-dimensional Poissonian DFN model in the low density case shows disassortative mixing, as shown in **Table 4**. The largest component in the two-dimensional Poissonian DFN model however, makes up a relative small part of the network.

As shown in **Figures 7, 8**, the existence of community structure is not limited to the assortative networks, but also exist in the disassortative networks.

Figure 7 shows the community structure of the largest component in samples of the Poissonian DFN model and the mechanical DFN model. The component from the Poissonian model has an assortativity coefficient of $r = 0.12$ and when divided into communities by maximize modularity, it shows 7 different groups and a resulting modularity of $Q = 0.69$. The component from the mechanical DFN model has an assortativity coefficient of $r = -0.18$ and shows a community structure with 20 different groups and corresponding modularity of $Q = 0.86$.

The most disassortative outcrop, ASM000026, has an assortativity coefficient of $r = -0.18$ for the largest component. However, as shown in **Figure 8** a strong community structure is found with 14 different groups and a modularity as high as $Q = 0.84$.

Even though a clear community structure is found for both the assortative and disassortative networks, there are clear differences



between them. While the number of nodes in the largest components is a dominant difference as shown in **Figure 7**, it is also worth noticing the tree-structure for both disassortative samples (**Figures 7B, 8A**). While there are few links between the communities, the tree-structure shows that there are relatively few interconnections in the communities as well.

The low number of links connecting the different communities results, as illustrated in **Figure 8B**, in a few fractures being the only connections between different parts of the network. As such, these few fractures are the only flow channels between their community and the connected communities.

As they are likely to be important flow channels, the largest fractures are of special interest. When looking at how the ten largest fractures connect to each other in the three-dimensional model, there is trend for the number of connection to increase with density and for the variants of the Poissonian DFN model to show more connections between these fractures than the variants of the mechanical DFN model do. The least dense of the mechanical DFN models (S-A) typically does not show connections between the largest fractures, while the densest version (C-B) typically shows that the longest fractures connect to one of the other longest fractures. This is comparable to the low density case for the Poissonian model, while the high density

case shows the longest fractures linking on average to 1.5 of the other longest fractures. The Poissonian model could probably approach the mechanical model on this point by the introduction of a correlation between fracture length and orientation.

5. Conclusion

The mechanical DFN model, and its implementation of fractures acting as barriers for smaller fractures, has significant impact on the topology of the generated fracture networks. For two-dimensional fracture networks the mechanical DFN model, independent of the limit used, generates disassortative degree mixing, while the Poissonian model generates assortative degree mixing. For three-dimensional fracture networks there is also a clear separation between the different limits of the mechanical DFN model on one hand, and their Poissonian counterparts on the other hand. However, in three dimensions both models generate disassortative networks, and the difference is limited to the strength of the disassortative mixing.

The assortativity coefficient for the outcrops shows individual differences between the samples when it comes to whether they are assortative or disassortative, with the average leaning toward disassortative. Further study of more samples could clarify the matter.

The Poissonian model in its two limits tends to be much more connected in three dimensions than in two dimensions. This results in the largest component making up a much larger part of the network in the three-dimensional case than in the two-dimensional case. Comparing the two-dimensional models to the

outcrops shows that the mechanical model is the closest, but that the model is too connected. This could possibly be addressed by introducing a threshold of available energy for each fracture so that fractures could stop propagating even if they do not meet other fractures.

The difference between the Poissonian and mechanical DFN models in how the fractures connect is likely to have an impact on the flow properties of the networks. The existence of such differences has been identified by Maillot et al. [10] who showed that the mechanical DFN model in the different limits results in more flow channeling, or localization of the flow, than the Poissonian DFN model.

Author Contributions

SH performed the network analysis and wrote the first version of the paper. PD and JM contributed the DFN data and to the presentation of the DFN models. PD and RL contributed to elaborating the DFN mechanical model. PD and AH took part in discussions and in writing the paper.

Acknowledgments

The authors thank Svensk Kärnbränslehantering AB for outcrop data and MIT Strategic Engineering for making their *Matlab Tools for Network Analysis* publicly available. SH and AH thank Norges Forskningsråd for funding through the CLIMIT program (grant no. 199970) and the RENERGI program (grant no. 217413/E20).

References

- Berkowitz B. Characterizing flow and transport in fractured geological media: a review. *Adv Water Resour.* (2002) **25**:861–84. doi: 10.1016/S0309-1708(02)00042-8
- Sausse J, Dezayes C, Dorbath L, Genter A, Place J. 3D model of fracture zones at Soultz-sous-Forêts based on geological data, image logs, induced microseismicity and vertical seismic profiles. *C R Geosci.* (2010) **342**:531–45. doi: 10.1016/j.crte.2010.01.011
- Davy P, Le Goc R, Darcel C. A model of fracture nucleation, growth and arrest, and consequences for fracture density and scaling. *J Geophys Res Solid Earth* (2013) **118**:1393–407. doi: 10.1002/jgrb.50120
- McClure MW, Horne RN. *Discrete Fracture Network Modeling of Hydraulic Stimulation*. New York, NY: Springer (2013). doi: 10.1007/978-3-319-00383-2
- Barabási AL. *Linked*. New York, NY: Plume (2003).
- Newman MEJ. *Networks: An Introduction*. Oxford: Oxford University Press (2010). doi: 10.1093/acprof:oso/9780199206650.001.0001
- Andresen CA, Le Goc R, Davy P, Hansen A, Hope SM. Topology of fracture networks. *Front Phys.* (2013) **1**:7. doi: 10.3389/fphy.2013.00007
- Jing L, Stephansson O. *Fundamentals of Discrete Element Methods for Rock Engineering*. Amsterdam: Elsevier (2007).
- Davy P, Bour O, de Dreuzy JR, Darcel C. Flow in multiscale fractal fracture networks. In: Cello G, Malamud BD, editors. *Fractal Analysis for Natural Hazards*. Vol. 261. London: Geological Society (2006). pp. 31–45. doi: 10.1144/gsl.sp.2006.261.01.03
- Maillot J, Davy P, de Dreuzy JR, Le Goc R, Darcel C, Stigsson M. Comparison between “Poissonian” and “mechanically-oriented” DFN models for the prediction of permeability and flow channeling. In: *International Conference on Discrete Fracture Network Engineering*. Vancouver, BC (2014). p. 114.
- Hope SM, Kundu S, Roy C, Manna SS, Hansen A. Network topology of the desert rose. *Front Phys.* (2015) **3**:72. doi: 10.3389/fphy.2015.00072
- Parteli EJR, da Silva LR, Andrade JS. Self-organized percolation in multi-layered structures. *J Stat Mech Theory Exp.* (2010) **2010**:P03026. doi: 10.1088/1742-5468/2010/03/P03026
- Neuman SP. Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks. *Hydrogeol J.* (2005) **13**:124–47. doi: 10.1007/s10040-004-0397-2
- Oron AP, Berkowitz B. Flow in rock fractures: the local cubic law assumption reexamined. *Water Resour Res.* (1998) **34**:2811–25. doi: 10.1029/98WR02285
- Ronayne MJ, Gorelick SM. Effective permeability of porous media containing branching channel networks. *Phys Rev E* (2006) **73**:026305. doi: 10.1103/PhysRevE.73.026305
- Trincherro P, Sánchez-Vila X, Fernández-García D. Point-to-point connectivity, an abstract concept or a key issue for risk assessment studies? *Adv Water Resour.* (2008) **31**:1742–53. doi: 10.1016/j.advwatres.2008.09.001
- Kerrou J, Renard P, Franssen HJH, Lunati I. Issues in characterizing heterogeneity and connectivity in non-multiGaussian media. *Adv Water Resour.* (2008) **31**:147–59. doi: 10.1016/j.advwatres.2007.07.002
- Cacas MC, Daniel JM, Letouzey J. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petrol Geosci.* (2001) **7**:S43–52. doi: 10.1144/petgeo.7.S.S43
- Josnin JY, Jourde H, Fénart P, Bidaux P. A three-dimensional model to simulate joint networks in layered rocks. *Can J Earth Sci.* (2002) **39**:1443–55. doi: 10.1139/e02-043
- Davy P, Le Goc R, Darcel C, Bour O, de Dreuzy JR, Munier R. A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics.

- J Geophys Res Solid Earth* (2010) **115**:411. doi: 10.1029/2009JB007043
21. Darcel C, Bour O, Davy P, de Dreuzy JR. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation. *Water Resour Res.* (2003) **39**:1272. doi: 10.1029/2002wr001628
 22. de Dreuzy JR, Méheust Y, Pichot G. Influence of fracture scale heterogeneity on the flow properties of three-dimensional discrete fracture networks (DFN). *J Geophys Res Solid Earth* (2012) **117**:B11207. doi: 10.1029/2012jb009461
 23. Bour O, Davy P. On the connectivity of three-dimensional fault networks. *Water Resour Res.* (1998) **34**:2611–22. doi: 10.1029/98WR01861
 24. de Dreuzy JR, Davy P, Bour O. Percolation parameter and percolation-threshold estimates for three-dimensional random ellipses with widely scattered distributions of eccentricity and size. *Phys Rev E* (2000) **62**:5948–52. doi: 10.1103/PhysRevE.62.5948
 25. Renshaw CE. Connectivity of joint networks with power law length distributions. *Water Resour Res.* (1999) **35**:2661–70. doi: 10.1029/1999WR900170
 26. Bonnet E, Bour O, Odling NE, Davy P. Scaling of fracture systems in geological data. *Rev Geophys.* (2001) **39**:347–83. doi: 10.1029/1999RG000074
 27. Erdős P, Rényi A. On random graphs i. *Publ Math.* (1959) **6**:290–7.
 28. Maslov S, Sneppen K. Specificity and stability in topology of protein networks. *Science* (2002) **296**:910–3. doi: 10.1126/science.1065103
 29. Watts DJ, Strogatz SH. Collective dynamics of ‘small-world’ networks. *Nature* (1998) **393**:440–2. doi: 10.1038/30918
 30. Albert R, Barabási AL. Statistical mechanics of complex networks. *Rev Mod Phys.* (2002) **74**:47–97. doi: 10.1103/RevModPhys.74.47
 31. Newman MEJ. Mixing patterns in networks. *Phys Rev E* (2003) **67**:026126. doi: 10.1103/PhysRevE.67.026126
 32. Boccaletti S, Latora V, Moreno Y, Chavez M, Hwang DU. Complex networks: structure and dynamics. *Phys Rep.* (2006) **424**:175–308. doi: 10.1016/j.physrep.2005.10.009
 33. Latora V, Marchiori M. Efficient behavior of small-world networks. *Phys Rev Lett.* (2001) **87**:1198701. doi: 10.1103/PhysRevLett.87.1198701
 34. Newman MEJ. Assortative mixing in networks. *Phys Rev Lett.* (2002) **89**:208701. doi: 10.1103/PhysRevLett.89.208701
 35. Efron B. *The Jackknife, the Bootstrap and Other Resampling Plans.* Philadelphia, PA: Society for industrial and applied mathematics (1982). doi: 10.1137/1.9781611970319
 36. Girvan M, Newman MEJ. Community structure in social and biological networks. *Proc Natl Acad Sci USA.* (2002) **99**:7821–6. doi: 10.1073/pnas.122653799
 37. Newman MEJ, Girvan M. Finding and evaluating community structure in networks. *Phys Rev E* (2004) **69**:026113. doi: 10.1103/PhysRevE.69.026113
 38. Stauffer D, Aharony A. *Introduction to Percolation Theory.* London: Taylor and Francis (1994).
 39. Vevatne JN, Rimstad E, Hope SM, Korsnes R, Hansen A. Fracture networks in sea ice. *Front Phys.* (2014) **2**:21. doi: 10.3389/fphy.2014.00021
 40. Hermanson J, Forssberg O, Fox A, La Pointe P. *Statistical Model of Fractures and Deformation Zones - Preliminary Site Description, Laxemar subarea, Version 1.2.* Technical Report R-05-45. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management (2005).
 41. Hermanson J, Fox A, Öhman J, Rhén I. *Compilation of Data Used for the Analysis of the Geological and Hydrogeological DFN Models - Site Descriptive Modelling SDM-Site Laxemar.* Technical Report R-08-56. Swedish Nuclear Fuel and Waste Management (2008).
 42. Strøm A, Andersson J, Skagius K, Winberg A. Site descriptive modelling during characterization for a geological repository for nuclear waste in Sweden. *Appl Geochem.* (2008) **23**:1747–60. doi: 10.1016/j.apgeochem.2008.02.014
 43. Newman MEJ, Park J. Why social networks are different from other types of networks. *Phys Rev E* (2003) **68**:036122. doi: 10.1103/PhysRevE.68.036122
 44. Radicchi F, Castellano C, Cecconi F, Loreto V, Parisi D. Defining and identifying communities in networks. *Proc Natl Acad Sci USA.* (2004) **101**:2658–62. doi: 10.1073/pnas.0400054101
- Conflict of Interest Statement:** The authors declare that the research was conducted in the absence of any commercial or financial relationships that could be construed as a potential conflict of interest.
- Copyright © 2015 Hope, Davy, Maillot, Le Goc and Hansen. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC BY). The use, distribution or reproduction in other forums is permitted, provided the original author(s) or licensor are credited and that the original publication in this journal is cited, in accordance with accepted academic practice. No use, distribution or reproduction is permitted which does not comply with these terms.