

THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse)

Discipline ou spécialité :

Hydrologie, Hydrochimie, Sols, Environnement

Présentée et soutenue par :

M. MATTHIEU DELORME

le jeudi 2 avril 2015

Titre :

ECOULEMENTS EN MILIEUX FRACTURES : VERS UNE INTEGRATION DES METHODES DISCRETES ET CONTINUES

Ecole doctorale :

Sciences de l'Univers de l'Environnement et de l'Espace (SDUEE)

Unité de recherche :

Institut de Mécanique des Fluides de Toulouse (I.M.F.T.)

Directeur(s) de Thèse :

M. MICHEL QUINTARD

M. BENOÎT NOETINGER

Rapporteurs :

M. JEAN-FRANÇOIS THOVERT, ENSMA POITIERS

M. JEAN-RAYNALD DE DREUZY, UNIVERSITE RENNES 1

Membre(s) du jury :

M. RACHID ABABOU, INP TOULOUSE, Président

M. BENOÎT NOETINGER, INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE (IFP), Membre

M. GUILLAUME CAUMON, ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE GEOLOGIE, Membre

M. MICHEL QUINTARD, INP TOULOUSE, Membre



Thèse réalisée au Département Transferts en Milieux Poreux
Direction Géosciences.
IFP Energies nouvelles (IFPEN)
IFPEN
1 & 4, avenue de Bois-Préau
92852 Rueil-Malmaison Cedex - France
Tél : +33 1 47 52 59 89

Sous la direction de Michel Quintard (Michel.Quintard@imft.fr)

Co-encadrement Benoît Nœtinger (benoit.noetinger@ifpen.fr)

Au sein du programme de Recherche Caractérisation des réservoir Fracturés, l'équipe IFPEN développe et industrialise 2 logiciels intégrés pour l'étude des écoulements dans les réservoirs naturellement fracturés (FRACAFLOW) et les réservoirs peu perméables non conventionnels (TIGHTFLOW). Cette thèse a contribué à ces projets et a bénéficié aussi des avancées réalisées.

Résumé

Les simulations de réservoirs souterrains sont utiles pour optimiser la production d'hydrocarbures et étudier l'impact sur l'environnement. On désire prédire en intégrant les données disponibles, les échanges de fluides et les processus d'écoulement qui s'y déroulent. Parmi ceux-ci, les réservoirs naturellement ou hydrauliquement fracturés détiennent une part importante des réserves et exhibent un degré élevé d'hétérogénéité : les fractures conduisent majoritairement mieux le fluide que la roche encaissante, et impactent fortement la production en créant des réseaux préférentiels d'écoulement. Une modélisation précise des forts contrastes et anisotropies rencontrés permettrait d'optimiser l'exploitation des ressources avec une meilleure maîtrise des risques. Une étape cruciale pour construire de tels modèles est la caractérisation du réservoir, réalisée à mesure que les données géologiques et hydrauliques sont disponibles. L'un des enjeux est de rendre compte des hétérogénéités présentes à plusieurs échelles et de disposer de méthodes simples pour paramétrer le modèle.

Généralement le réservoir est simulé avec un modèle continu double milieu après avoir effectué un changement d'échelle de ses propriétés. Sous certaines conditions, cette approche est valable et efficace (fracturation homogène, dense et fortement connectée). Les approches discrètes où les fractures sont explicitement décrites, peuvent nécessiter de grands temps de calcul. Si elles donnent une représentation plus précise des processus, l'industrie pétrolière ne les utilise que marginalement. Les données de caractérisation étant partielles et incertaines, elles imposent à l'ingénieur de résoudre intensivement et rapidement des problèmes inverses complexes pour les intégrer dans un processus prédictif.

Cette thèse essaye de concilier ces deux approches en proposant un modèle simple et unificateur qui améliore le compromis temps de calculs-fiabilité des résultats. Pour cela, notre recherche est orientée selon trois axes :

1. Fixer un critère de choix entre une représentation discrète ou continue.
2. Optimiser les méthodes discrètes numériques en réduisant le nombre de degrés de libertés à inverser.
3. Améliorer les modèles de changement d'échelle en proposant une nouvelle

méthode analytique qui rende compte des spécificités du milieu.

Dans ce travail, un nouveau maillage est d'abord mis au point. Cette discrétisation innovante emprunte les notions du modèle double milieu et intègre l'effet de chaque fracture explicitement. Adaptée à des grands réseaux de fractures à trois dimensions, elle permet de représenter la complexité d'un réservoir fracturé sur des échelles kilométriques. Ce modèle était un prérequis pour disposer des solutions de référence indispensables pour simuler des essais de puits et réaliser des calculs de mises à l'échelle. Il nous a permis d'étudier l'influence des fractures sur de telles zones. Les sensibilités confirment que l'interconnexion entre les fractures conductives est un facteur essentiel régissant les écoulements dans le réservoir. Nous définissons donc un nouvel indice d'interconnectivité, général et simple à calculer pour l'estimer analytiquement à partir des données mesurées. Il correspond au nombre moyen d'intersections par fracture. Trois comportements hydrodynamiques nécessitant chacun un calcul d'écoulements approprié sont mis en évidence. L'analyse quantitative des perméabilités estimées à partir de cet indice permet d'appliquer les calculs continus de paramètres équivalents en garantissant une meilleure fiabilité pour les réseaux moyennement connectés. Pour les réseaux peu connectés, le modèle numérique discret offre la possibilité de simuler les écoulements polyphasiques à grande échelle. Les techniques finalement appliquées à un cas réel trouvent des applications en géothermie, développement des réservoirs non conventionnels et dans la gestion des ressources en eau.

Mots clés : Échelles, réseaux de fractures, homogénéisation, discrétisation 3D, tests de puits, Écoulements monophasiques, Réservoirs, non-conventionnel.

Communications, brevets et publications associées :

(Delorme et al., 2006, 2008; Khvoenkova et al., 2009; Khvoenkova and Delorme, 2011; Delorme and Bourbiaux, 2011; Delorme et al., 2013a, 2014; Khvoenkova and Delorme, 2013b,a; Delorme et al., 2013b; Baroni et al., 2015; Khvoenkova et al., 2015)

Abstract

Reservoir fluid flow simulation is used to optimize hydrocarbon production and to control environmental impact. Moreover, naturally or hydraulically fractured reservoirs hold a significant part of reserves and exhibit a high degree of heterogeneity due to fractures. These fractures, which mostly better lead the fluid than the host porous rock, may create preferential flow paths and heavily impact fluid flows. As fractures are difficult to assess, engineers cope a high level of uncertainty. Accurate and detailed modeling of fractured media accounting for these strong contrasts would allow operators to optimize resources exploitation while better controlling environmental risks. Main issue is to account for heterogeneities at different scales and to develop simple methods to parametrize a predictive model during progressive data integration.

Two methods can be used: the continuous dual porosity models require difficult upscaling of equivalent properties, valid and effective only if the fracturing is fairly homogeneous, dense and strongly connected. The alternative discrete approaches, where fractures are explicitly described, give a more accurate representation of the fluid flow process but require large computing time. The oil industry uses them only marginally because engineers need to solve complex inverse problems quickly and intensively to integrate available but uncertain data.

During this thesis we try to reconcile these two complementary methods by suggesting a simple model adapted for the specific conditions prevailing in fractured reservoir. In this way, our research followed three main goals:

1. Define a choice criterion between the discrete and continuous representations, easy to calculate and suitable for the majority of reservoir data types.
2. Set up a new fractured reservoir discretization method, limiting the required number of freedom degree, to enhance numerical simulation performance and cover all the issues.
3. Improve the current upscaling models by finding a new analytical methodology preserving the main characteristics of the reservoir.

We also worked at improving the methods reliability and computational times within a fully integrated characterization workflow. A new discretization, called Sweep Line 3D Mesh, which incorporates the classic notions of dual media models and also includes the effect of each fracture explicitly, has been developed. Suitable for large fracture networks in three dimensions, this meshing strategy honors the complexity and heterogeneity of a fractured reservoir on kilometer scales allowing complex multiphase flow simulations. This model was a prerequisite to access the standard solutions for calibrating fracture properties through well tests and for computing equivalent properties. Large scale zones were studied to assess the fracturing geometrical parameters influence. Analysis confirmed that the interconnection between conductive fractures is essential to estimate fluid flows. A new interconnectivity index Iic was then analytically expressed from the classic characterization data, representing the average number of intersections per fracture. By using it, we highlighted the existence of three hydrodynamic behaviors requiring various approximations for a suitable modeling. Fracture model connectivity analysis extends the continuous method scope to moderately connected networks, letting equivalent permeability calculations and ensuring better reliability. For spars networks, our numerical discretization provides the ability to simulate large-scale multiphase flow within fullfield reservoirs. The techniques developed in this thesis, whose interest has been demonstrated in an unconventional field case study, can find other applications in geothermal engineering and water resources management.

Keywords: Fracture Network, Discretization, Upscaling, Percolation, Fluid Flows.

Remerciements

Cette thèse est l'aboutissement d'une riche, parfois difficile expérience, qui ne peut s'achever sans remercier les personnes qui m'ont encadré, aidé et soutenu au cours de ces années. Je remercie les membres du jury, qui ont accepté d'évaluer mon travail. Ce fut un plaisir que d'échanger avec ces grands noms du domaine des réservoirs fracturés et spécialement mes rapporteurs Jean-Raynald De-Dreuzy et Jean-François Thovert. Merci pour les précieux conseils, pour la rapidité à relire mon manuscrit, malgré un emploi du temps sans doute très chargé. Je leur suis très reconnaissant pour l'intérêt et la minutie portés à examiner mes travaux ; ceci tout en ayant un regard critique, avisé et constructif. Merci Jean-Raynald pour les échanges techniques et pour avoir participé au mini-benchmarck de validation de notre méthode. Merci Jean-François d'avoir su appuyer où ça fait mal pour me permettre d'approfondir certains résultats. J'espère que nos discussions, qui laissaient envisager qu'une suite de ces travaux pourrait donner lieu à une collaboration, se concrétiseront. Je remercie vivement mes deux directeurs de thèse Michel Quintard et Benoît Nœtinger pour m'avoir soutenu et aiguillé pendant cette longue période. Merci surtout pour la confiance et la sympathie qu'ils m'ont témoigné en étant disponibles et en m'accordant la liberté dans la direction, rarement en ligne droite, donnée à mes recherches. J'exprime ma gratitude à l'INP Toulouse pour m'avoir permis d'effectuer ce double parcours thésard et ingénieur de recherche, en particulier pour la compréhension dont ils ont su faire sur la fin quant à la difficulté de mener de front une thèse et un travail d'ingénieur. Merci à l'IFPEN et à Frédéric Roggero qui m'a donné la chance de travailler avec deux équipes de recherche géniales tout en essayant de nous vendre WellGem !

Je remercie celles et ceux en qui je crois avoir trouvé des amis(es) et qui m'ont aidé aussi bien dans le travail que dans la vie lorsque j'en avais besoin. En particulier, je te remercie Nina pour ton écoute constante et les moments de détente qui permettaient d'oublier momentanément le travail, que tu m'as d'ailleurs aidé à intégrer pour aboutir à cet ensemble de résultats aussi 'vite'. Merci André pour la compet' que tu as su entretenir quant à la pertinence des méthodes que nous développons. Merci Dan, de m'avoir fait connaitre ce qu'est le métier d'ingé réservoir et merci Axelle pour m'avoir aussi aidé à ne pas lâcher en me remotivant

sur la fin de thèse. Sans oublier Rémy Basquet, désormais chez STATOIL, qui m'a accueilli à IFPEN. Je lui suis très reconnaissant pour m'avoir encouragé, aux côtés de Bernard, à découvrir le travail passionnant de chercheur et pour être aussi le souffleur du sujet « papillons » que nous avons plus tard mis en place.

C'est un plaisir que de travailler au sein d'un groupe aussi sympathique que celui de FracaFlow (Aziz, Sylvie, Oliv' le magicien, Catherine la mama, Bilal le 4 étoiles, André le simplicateur, Christine, Chakib, Laurent, Xavier, Jean-François... Arnaud) maintenant complété par le TightClub (Nina, Axelle, Ibthiel, Dan, Jean Claude, Olivier, Jean-Marc(s), Frédéric, Pierre, « MauMo », Walid, Ouassim...). Je tiens aussi à remercier les thésards rencontrés, plus spécifiquement ceux avec qui j'ai essayé de faire la course à la soutenance. J'en ai vu passer ! Merci donc à Marius Verscheure, Nico Farah, Alexander Darishev, Noellia, Alexandre De Lima et Jeremy. Je ne peux que vous souhaiter bonne continuation, ce fut de belles rencontres !

Bien entendu, je termine par un grand remerciement à ma famille, non sans une grande émotion, pour son inconditionnel soutien et l'aide constante qu'elle m'a apportée tout en endurant mes indisponibilités répétées. Elle m'a toujours encouragé à aller de l'avant dans la vie et à passer outre les difficultés. Merci d'avoir été là pour écarter les doutes, partager les joies. J'ai une pensée particulière pour mes grands-parents, Nanou, qui m'ont motivé dans cette périlleuse entreprise et n'en auront finalement pas vu la fin, je leur dédie cette thèse. Voilà ! je suis arrivé au bout et mon dernier remerciement, pas le moindre, c'est pour toi Cecilia qui a su m'accompagner durant cette longue période avec un stoïcisme « sans faille », égayant les à côtés, soignant mes blessures et manageant les espingouins. Grâce à toi j'aurai pu découvrir que

« les mathématiques et les intégrales quadruples sont très excitantes »

même à 3h33 du matin ! Place maintenant à d'autres horizons.

Table des matières

Résumé i

Abstract iii

Remerciements v

Table des matières vii

Nomenclatures et abréviations xi

1 Introduction 1
1.1 Cadre général 2
1.2 Objectifs de recherche et structure de la thèse : hiérarchisation et extension des modèles 12

Intégration : Qualité des données et positionnement 15

2 Modèles, définition, équations et échelles d'écoulement 17
2.1 Quelques définitions et outils de modélisation : 17
2.1.1 La porosité 18
2.1.2 Équations d'état 18
2.1.3 Loi de Darcy et tenseur de perméabilité 19
2.1.4 Le Volume Élémentaire Représentatif (VER) 20
2.2 Conservation de la masse 21
2.3 Différentes échelles étudiées et analyse aux dimensions 22

3 Description géologique des réservoirs fracturés et phénomènes étudiés : Quelle précision employer ? Quelles données intégrer ? 29
3.1 Acquisitions et données pour décrire la géométrie du milieu : 30

3.2 Représentation simplifiée d'une fracture 32
3.2.1 Représentation géométrique 32
3.2.2 Représentation hydraulique 33
3.3 Paramétrisation et représentation géométrique du réseau de fractures 35
3.4 le DFN (Discrete Fracture Network) 40
3.5 Hydraulique du réseau de fractures : le problème inverse 42
3.5.1 Essais hydrauliques 45
3.5.2 Microsismique 48
3.6 Synthèse, Méthodologie et « Workflow » 48
Points clés 52

Changement d'échelle, connectivité 55

4 Indice d'interconnectivité Ic_{DFN}, percolation et calcul de propriétés équivalentes 57
4.1 Nomenclature utilisée dans le chapitre 59
4.2 Définitions 61
4.3 Mise à l'échelle : calcul du tenseur de perméabilité équivalente . . . 65
4.3.1 Méthodes numériques 66
4.3.2 Méthodes Analytiques 73
4.3.2.1 Échelles comparables entre les hétérogénéités et la cellule équivalente : La fracture traversante, modèle de Snow 73
4.3.2.2 Fracturation diffuse, effet local de l'arrangement des fractures 75
4.4 Estimation de la connectivité par les statistiques géométriques : volumes exclus 77
4.4.1 Volumes Exclus 78
4.4.2 Expression du nombre moyen d'intersections par fractures à l'aide des volumes exclus : Indice d'inter-connectivité Ic_{DFN} pour les réseaux de fractures dont les lois sont indépendantes (Formulation 2D) 78
4.4.3 Expression 3D du nombre moyen d'intersections par fractures Ic_{DFN} à l'aide des volumes exclus : réseaux de fractures anisotropes dont les lois sont indépendantes : 83
4.5 Résultats, analyse d'inter-connectivité avec Ic_{DFN} pour les réseaux de fractures anisotropes (Formulations 2D et 3D) 91
4.5.1 Procédure et plan d'expérience, validation par comparaison à des réseaux de fractures diffuses représentatifs 91

4.5.2 Analyse de la géométrie (arrangement des fractures) 95
4.5.3 Discussion, conclusions intermédiaires 103
4.6 Vers un modèle analytique : Étude paramétrique et comparaisons de méthodes 103
4.6.1 Proportion de fractures participant à l'écoulement pour corriger le modèle des fractures connectées 105
4.6.2 Résultats comparatifs (2D) 105
4.7 Synthèse, discussion et applications 106
4.7.1 Analyse et contrôle qualité du modèle de fractures 106
4.7.2 Modèle Hybride : Combiner les avantages des méthodes numériques et analytiques 109

Méthodes de discrétisation des milieux Fracturés 115

5 Discrétisation des réservoirs fracturés : quelques contributions récentes 117
5.1 Équation discrétisée pour les tests hydrauliques : écoulements monophasiques 118
5.2 Modèles discrets finement maillés : la solution de référence 121
5.2.1 Maillages 1Phi1K réguliers 121
5.2.2 Maillages 1Phi1K irréguliers 123
5.3 Simplification des échanges dans les milieux Matrice et Fracture, déclinaisons du concept multi-porosités 127
5.3.1 Simplification du maillage fractures, mise à l'échelle d'une grille de connectivité et PipeNetwork (Vitel, 2006, 2007) . . 128
5.3.2 Simplifications des transferts Matrice-Fracture 130
5.4 Discrétisation, volumes de contrôle, améliorations et simplifications pour les modèles mixtes "multi-porosités discrets" à l'échelle supérieure, ... 137
5.4.1 Maillage discret à l'échelle du réseau de fractures 137
5.5 Proposition de classification et synthèse 146

6 Sweep Line Mesh 3D (SLM3D) : vers un maillage 3D minimal 151
6.1 Hypothèses 152
6.2 Discrétisation du continuum Fracture 153
6.3 Discrétisation du continuum Matrice 165
6.4 Conditions aux limites, définitions des transmissivités de liaison . . 170
6.4.1 Puits-Puits 170
6.4.2 Puits-Milieux 172
6.5 Éléments de performance, Qualité du maillage - Validation 173
6.5.1 Elements qualitatifs concernant la discrétisation SLM3D . . 173

6.5.2 Calcul du tenseur de perméabilités équivalentes et validations 177
6.5.3 Validation avec des solutions analytiques connues pour des réseaux réguliers de fractures (réseaux de type boites à sucre) dans des tests de puits. 178
6.6 Application - Évolutivité - Perspectives 181
6.6.1 Tailles de bloc variables : intérêt de la représentation DFN . 181
6.6.2 Vers un couplage géomécanique simplifié 184
6.7 Conclusion 194

Conclusion et perspectives **199**

Bibliographie **203**

Table des figures **233**

Liste des tableaux **239**

Liste des algorithmes **240**

Annexes **243**

A Définitions et notations **245**
A.1 Formulations 245
A.1.1 Dérivée particulaire 245
A.1.2 Identité 245
A.1.3 Green-Ostrogradski, ... 246
A.1.4 Théorème de Transport (Reynolds), formule de Leibniz généralisée 246

B Lois de distribution scalaires **247**

C Géométrie du DFN utilisé pour le calcul de mise à l'échelle **249**

Nomenclatures et abréviations

Sigle	Définition	Unité
$\langle A \rangle$,	aire moyenne d'un objet	$[m^2]$
$A_{excli,j}$	surface exclue entre 2 objets i,j	$[m^2]$
α_{cor}	facteur correctif appliqué au nombre d'intersections pour tenir compte de l'effet de tailles finies.	[]
β_{12}	angle entre 2 fractures F_i, F_j.	[°]
C_v	coefficient de variabilité pour n calculs de perméabilité dans les directions $\vec{u}_i$.	[]
C_i	classe de fractures i : ensemble de fractures de même forme, même taille et même normale $\vec{n}_i$	[]
c_f	conductivité de la fracture F_f : terme décrivant la propension d'une fracture à laisser circuler le fluide. La conductivité dépend du remplissage, de la tortuosité, de l'ouverture de la fracture...	$[mD.m]$
d_{10}	nombre de fractures par unité de longueur	$[m^{-1}]$
d_{20}	nombre de fractures par unité de surface	$[m^{-2}]$
d_{30}	nombre de fractures par unité de volume	$[m^{-3}]$
d_{21}	longueur cumulée de fractures par unité de surface	$[m^{-1}]$
d_{21cf}	longueur cumulée de fractures de la classe C_f par unité de surface.	$[m^{-1}]$
d_{32}	surface cumulée de fractures par unité de volume	$[m^{-1}]$
DFN	réseau de fracture discret représentatif	[]
ΔP_j	différence de potentiels dans la direction $\vec{j}$	[bar]
$DDOF$	indice de connectivité selon Li and Zhang (2011)	[]
e_f	ouverture moyenne de la fracture F_f	$[m]$
F_i	fracture i	[]
Ic_{DFN}	indice d'interconnectivité d'un réseau de fractures. Cet indice correspond au nombre moyen d'intersections par fractures dans le réseau	[]
$Ic_{DFN}^{(i)}$	nombre moyen d'intersection par fractures de la famille i	[]
K_{ij}	composante de la *ième* ligne et *jième* colonne du tenseur de perméabilité	$[mD]$
$k_{1...3}$	perméabilités principales.	$[mD]$
$\langle K_{3D} \rangle$	moyenne arithmétique des termes de la trace du tenseur de perméabilité	$[mD]$
K_h	perméabilité horizontale moyenne $K_h = \sqrt{k_1 k_2}$	$[mD]$
$\langle l \rangle$	longueur moyenne de fractures	$[m]$
λ	coefficient d'interporosité	[]
μ	viscosité du fluide	$[Pa.s]$
$\vec{n}_i$	normale au plan de l'objet i	[]
$nb_{paramètre}$	nombre d'objets correspondant à paramètre	[]

Sigle	Définition	Unité
ω	coefficient d'emmagasinement	[]
p_c	Paramètre critique de la percolation.	[]
$\overrightarrow{\nabla} P$	gradient de pression global moyen (sur une maille réservoir)	$[Pa.m^{-1}]$
$\overrightarrow{\nabla} p$	gradient de pression local	$[Pa.m^{-1}]$
$\langle P \rangle$	périmètre moyen d'un objet	$[m]$
SLM3D	Méthode numérique développée au travers de cette thèse pour discrétiser les milieux géologiques fracturés.	[]
$\vec{Q}$	flux moyen	$[m^3 s^{-1}]$
$\vec{Q}_i$	flux moyen à travers la face de normale $\vec{n}_i$	$[m^3 s^{-1}]$
Φ_k	porosité du milieu k.	[]
$\rho_{paramètre}()$	densité de probabilité du paramètre	[]
$S_{excli,j}$	Surface Exclue entre 2 objets appartenant à un même plan.	$[m^2]$
$V_{excli,j}$	Volume Exclu entre 2 objets appartenant à un même volume. Si l'on considère deux objets O_i et O_j de formes et d'orientations données, le volume exclu $V_{excli,j}$ est le volume dans lequel doit se situer le centre de O_j pour que O_i et O_j s'intersectent.	$[m^3]$
$\vec{v}$	vitesse du fluide	$[ms^{-1}]$
χ	compressibilité	$[Pa^{-1}]$

TABLE 1 – Nomenclature et conventions employées dans le manuscrit

Chapitre 1

Introduction

« Mis en face de la réalité d'un milieu poreux fracturé, l'esprit peut d'abord s'effrayer de la tâche à entreprendre : des millions de fractures, la variété inépuisable de leurs formes et de leurs dimensions, la complexité de leur arrangement en réseaux connectés où mille détours possibles s'offrent au cheminement d'un fluide, semblent en effet défier les ressources de la description et de la simulation. »"

(Matheron reformulé pour les milieux fracturés)

1.1 Cadre général

Connaitre les écoulements dans les structures souterraines est un besoin qui touche l'exploitation pétrolière, l'hydrogéologie ou la géothermie pour la gestion des ressources en eau, l'environnement pour le transport des polluants et la protection des nappes phréatiques. Cette tâche est complexe pour plusieurs raisons. En premier lieu, la connaissance du sous-sol depuis la surface est limitée et ne permet pas de décrire le réservoir dans son entièreté. Ensuite, ce sous-sol est constitué d'un ensemble de couches stratigraphiques dites productives ou stériles formées au cours des temps géologiques par des mécanismes de sédimentation, d'érosion et de tectonique. Ceci introduit de fortes variabilités spatiales quant à la nature des roches rencontrées (Teles et al., 1998; Eaton, 2006; Ronayne et al., 2008; Laurent, 2013).

Dans le contexte pétrolier, les fluides sont stockés dans la porosité de roches après la réalisation de plusieurs processus très lents qui, mis bout à bout, se comptent en millions d'années. Le cycle de formation des hydrocarbures débute par le dépôt de matières organiques, plus ou moins importants selon l'ère géologique : plus intenses lors de périodes de réchauffement climatique (jurassique et crétacé par exemple) et dans certains environnements particuliers comme les lagunes, les deltas ou les bassins. Ces dépôts organiques et minéraux peuvent ensuite s'enfouir sous les couches géologiques supérieures (sous le poids des sédiments par exemple). La pression et la température augmentant avec la profondeur, la matière organique se transforme en kérogène et mature ce qui libère des huiles et/ou du gaz naturel dans le milieu environnant (roche mère) souvent saturé en eau. Les hydrocarbures nouvellement formés restent piégés dans la roche mère (réservoirs non conventionnels) ou s'échappent dans les roches perméables et remontent par effet gravitaire. La majorité de ces fluides s'écoule ainsi vers la surface, et est naturellement dégradée (cycle du carbone). Au cours de cette migration, une partie infime des fluides se retrouve piégée sous certaines structures imperméables : des failles étanches, des pièges lithologiques, les plis recouverts de roches imperméables comme les argiles (anticlinaux) ou des dômes de sel (diapirs). L'ensemble des roches contenant les hydrocarbures piégés constitue ce que l'on appelle le réservoir pétrolier (Figure 1.1.1). La compagnie pétrolière cherche à identifier ces zones de piège pour y forer un minimum de puits et augmenter les taux de récupération de ces ressources.

La présence de fractures (fracturation) est un phénomène fréquent dans tout type de matériau et de ce fait dans les structures géologiques. Si des fractures existent au sein du réservoir et si elles contrôlent de manière significative la circulation des fluides, i.e. la production d'hydrocarbures depuis la surface, on dira du réservoir

qu'il est fracturé ou fissuré (fractured reservoir). Ce type de réservoir renfermerait 20 à 25% des réserves mondiales disponibles (van Golf-Racht, 1982; Nelson, 2001; Guerillot et al., 2005; Jorand, 2007; Eschard et al., 2010).

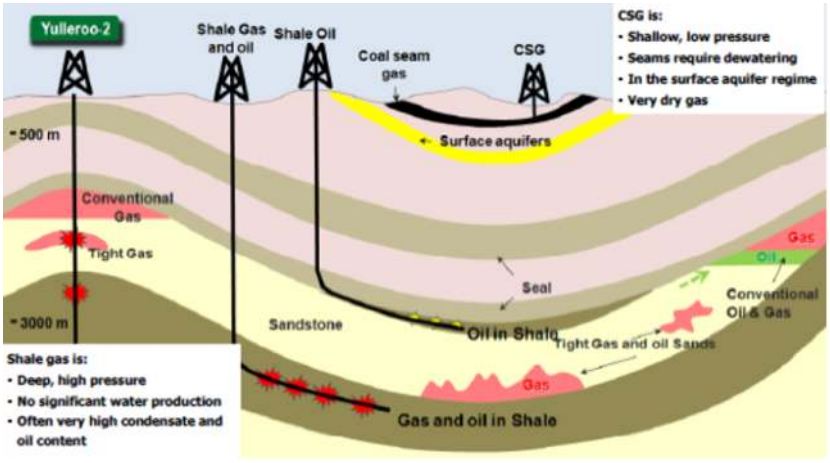


FIGURE 1.1.1 – Schéma simplifié de la structure du sous sol selon Morgan-Stanley

Comme tout gisement, un réservoir fracturé est né d'un bassin sédimentaire. Il se démarque des réservoirs conventionnels par la présence de fortes hétérogénéités mécaniques et hydrauliques (le réseau de fractures), parfois organisées en chenaux préférentiels. Les fractures, véritables marqueurs de la déformation dans la couche géologique, sont des discontinuités mécaniques non sédimentaires, organisées en familles, systèmes et réseaux, témoins de l'histoire tectonique des formations étudiées. Elles créent de fortes hétérogénéités locales et, selon leur nombre et leurs caractéristiques, sont susceptibles de faire apparaitre de larges contrastes à grande échelle. La zone fracturée peut donc être localisée ou couvrir l'ensemble du bassin. Les propriétés hydrauliques de ces hétérogénéités peuvent varier sensiblement dans une même unité lithologique à cause de l'hétérogénéité des roches fracturées.

Du point de vue de l'écoulement, les chenaux préférentiels créés par les fractures ouvertes, généralement de faible volume, contrôlent l'essentiel de la circulation des fluides qui sont stockés dans le reste du milieu. Le réseau fracturé met en communication la roche et les sources de production (ou d'injection) et rend la diffusion plus rapide. La géométrie et les propriétés de ces deux milieux étant très contrastées, ils sont modélisés par des propriétés drastiquement différentes. Ainsi, d'un point de vue modèle, on assimile généralement le réservoir fracturé à un milieu poreux composé de deux régions. La première, formée d'un ensemble de blocs matriciels, représente la grande majorité du volume poreux séparé par le réseau interconnecté de fractures. Les fractures représentent des structures planes et directionnelles, de faible épaisseur (quelques millimètres tout au plus) et de longueurs pouvant

atteindre plusieurs centaines de mètres. Selon qu'elles sont ouvertes ou cimentées elles peuvent être parfaitement étanches ou avoir une perméabilité de quelques dizaines de Darcy. La roche, de volumes plus importants, exhibe des perméabilités allant de moins d'un millidarcy à quelques centaines de millidarcy. Le rôle des fractures qui acheminent le pétrole lors du pompage est essentiel tout comme celui de la matrice puisque les hydrocarbures y sont accumulés. De par leur nature, ces comportements originaux représentent autant de défis à surmonter et à modéliser.

Le nombre d'études réalisées autour de ce sujet s'est intensifié, notamment via le secteur énergétique. Leur intérêt tout autant environnemental qu'économique est en effet multiple :

1. La présence de fractures conductrices favorise l'écoulement de fluides et la diffusion de pressions ; ce qui rend le réservoir économiquement avantageux ou risqué selon le cadre d'une exploitation pétrolière, minière ou géothermique (accroissement de la zone de drainage ou arrivée précoce d'eau)
2. Le confinement des déchets à longue durée de vie, nécessite de connaitre précisément la fracturation du sous-sol, même légère pour limiter des risques de fuites pouvant être dramatiques ;
3. La plupart des réservoirs naturels sont fracturés plus ou moins densément. Ils sont donc abondants et représenteraient plus de 20 % des réserves mondiales ;
4. Les techniques de fracturation dans les milieux peu perméables (les écoulements se font alors via les fractures), permettent d'extraire les hydrocarbures de roche mère ce qui représente une part encore plus importante des réserves potentielles ;

Dans ce contexte, des études de cas assez bien documentées ont contribué à augmenter la quantité de données ainsi qu'à améliorer les concepts de modélisation sur différents sites naturellement fracturés : Touba en Côte d'Ivoire (Kouamé et al., 2010), Fanay - Augères - Soultz en France (Cacas et al., 1990; McClure, 2009), Mirror Lake (Paillet et al., 1987; Shapiro and Hsieh, 1994) aux Etats-Unis, Ekofisck (Shchipanov et al., 2010) en mer du nord ; dans les réservoirs carbonatés d'Iran (Bordenave and Burwood, 1990; Bahonar et al., 2007) et pour les réservoirs non conventionnels les Barnetts et Carthage Cotton Valley au Texas (Rutledge and Phillips, 2003; Montgomery et al., 2005) ou encore Bakken dans le Dakota (Sonnenberg, 2010; Delorme et al., 2013a).

Étapes	
Acquisition des données	Statiques : — Puits : carottes de forage, imagerie de puits — Sismique : attributs sismiques — Affleurements analogues : cartes 2D, mesures de terrain caractéristiques
Analyse des données - (qualitative et quantitative)	Modèle conceptuel : Étude du contexte géologique et structural régional - Réalisation de concepts statiques et dynamiques cohérents - Modèle géologique structural et sédimentaire - Hiérarchie des fractures en familles et systèmes (qualitative et quantitative) - Chronologie relative des systèmes définis - Connaissances qualitatives de certaines caractéristiques des familles (style d'architecture des familles, dimension fractale, existence d'amas, etc.)
Caractérisation statique des familles de fractures	Modèle conceptuel : - Étude du contexte géologique et structural régional - Réalisation de concepts statiques et dynamiques cohérents - Modèle géologique structural et sédimentaire - Hiérarchie des fractures en familles et systèmes (qualitative et quantitative) - Chronologie relative des systèmes définis - Connaissances qualitatives de certaines caractéristiques des familles (style d'architecture des familles, dimension fractale, existence d'amas, etc.)
Construction des modèles surfacique et volumique	Définition de types de lois de distribution et des paramètres associés pour : densité, orientation, dimensions, ouverture, remplissage, etc.
Modélisation synthétique des systèmes fracturés	Modèle volumique possible : - grille structurée régulière ou irrégulière - grille non-structurée (solide tétraédrique)
Construction du modèle Propriétés	Modèle stochastique possible : - modèle continu (grille 3D de propriétés) - ou modèle discret (réseau de fractures)
Simulation de processus physiques	Propriétés pétrophysiques à déterminer : connectivité, porosité, tenseur de perméabilité
Estimation des capacités de stockage et/ou de production	Processus physiques : écoulement fluide, transfert de chaleur, etc. Exemples de résultat de simulation d'écoulement : - courbes de production simulée : * huile/eau/gaz cumulé et produit, * pression - comparaison de la production simulée avec la production réelle - cartes de saturation

TABLE 1.1 – Diagramme général de caractérisation et modélisation d'un réservoir naturellement fracturé selon (Macé, 2006)

Les modèles, essentiels pour comprendre l'organisation des hétérogénéités naturelles ou créées, se doivent d'être suffisamment pertinents pour représenter fidèlement les hypothèses réalisées, et suffisamment simples pour pouvoir être utilisés abondamment (Eaton, 2006). En d'autres termes, une évaluation efficace du gisement pour aboutir à de bonnes prévisions passe par l'utilisation d'un maximum de données pour une reconnaissance précoce du rôle du système de fractures et par sa bonne prise en compte dans le processus de production. La caractérisation se fait souvent selon plusieurs étapes rappelées dans le tableau 1.1.

Les fractures se manifestent sous plusieurs formes sur les écoulements, classifications des réservoirs

Nelson (2001) a classifié les réservoirs fracturés selon l'importance que pouvait avoir la fracturation sur les écoulements et a répertorié les différentes problématiques de production susceptibles de se poser. Quatre grandes classes de réservoirs fracturés avec des caractéristiques et un comportement à l'écoulement différents sont ainsi référencées (Figure 1.1.2) :

1. Pour les réservoirs de type 1, les fractures (ouvertes) représentent à la fois l'essentiel des capacités de stockage et de la perméabilité du réservoir. Les quantités en place sont moindres, les fluides circulent rapidement dans les fractures tandis qu'ils ne sont pas mobilisables dans la matrice. On obtient des zones de drainage, dont le périmètre est difficile à déterminer précisément, très larges pour chacun des puits avec un indice de production élevé bien corrélé aux mesures de logs de puits. La production, susceptible de décliner rapidement doit être surveillée avec soin puisque les apparitions précoces d'eau y sont fréquentes. Ce type de champ peut être produit, sous réserve d'une bonne continuité de la fracturation. Pour exemple, Amal en Lybie est de loin le plus grand champ de ce type. Il est rentable puisque les réserves y sont importantes en raison de son épaisseur et de sa très grande taille (100.000 hectares, 800 m d'épaisseur). La porosité de fracture dans ce réservoir apparaît en moyenne à 1,7 %.
2. Dans les réservoirs de type 2 (Agha Jari et Haft Kel en Iran en sont des exemples), la matrice représente l'essentiel des capacités de stockage (mais est peu perméable) et les fractures assurent l'essentiel de la perméabilité du réservoir. Les quantités en place sont meilleures, et les fluides circulent rapidement via le réseau de fracture. La performance du réservoir dépend dans ce cas de la qualité des échanges entre la Matrice et la Fracture. Les débits aux puits pourront être plus importants que ceux anticipés s'il n'y avait pas de fractures.

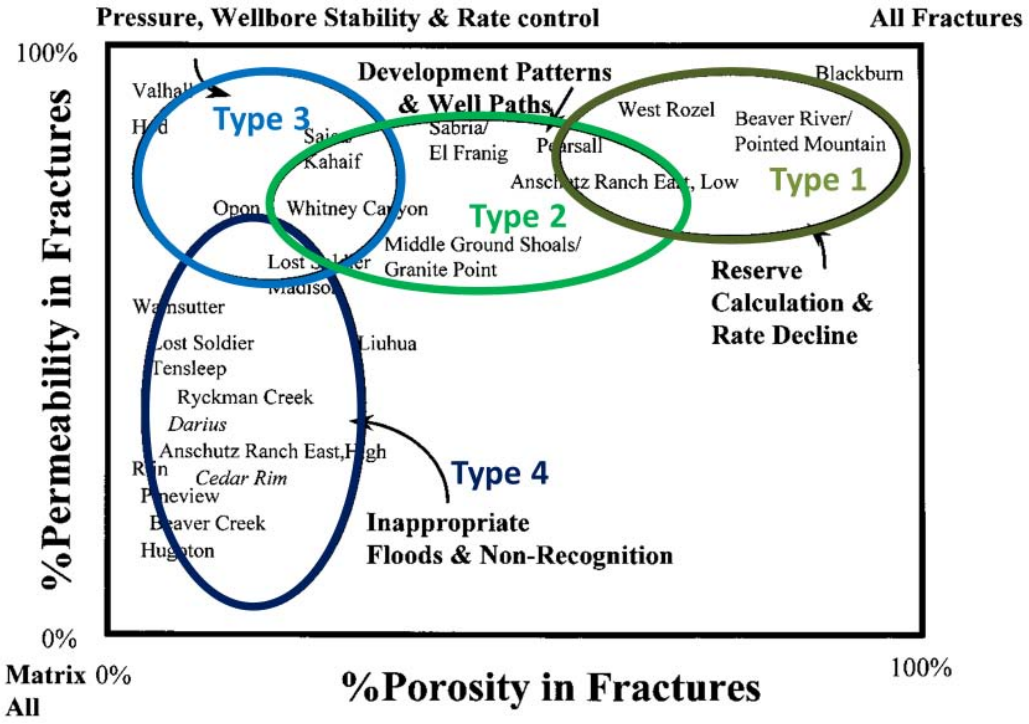


FIGURE 1.1.2 – Une représentation visuelle de la classification des réservoir fissurés étudiés par Nelson (2001). Les problèmes de production et d'évaluation rencontrés sont aussi répertoriés en fonction de la position relative du réservoir sur ce diagramme où en abscisse la proportion de fractures dans le réservoir va croissante et en ordonnées la contribution des fractures à la perméabilité totale est représentée.

3. Pour d'autres réservoirs (de type 3), la porosité et la perméabilité de la matrice sont suffisamment élevées pour les rendre économiquement intéressants. Les fractures améliorent seulement la perméabilité du réservoir. C'est le cas par exemple pour certains des plus grands champs en exploitation dans le monde : Kirkuk en Iraq, Gachsaran en Iran et Hassi Messaoud en Algérie. Ici, les débits aux puits pourront être maintenus forts, et le réservoir présente généralement une bonne continuité (Zerrouki et al., 2014).
4. Enfin, les réservoirs de type 4, sont des réservoirs où l'influence des fractures est plus faible et localisée. Les fractures dans ce cas (Jabuti au Brésil (Delorme et al., 2014)) ne contribuent ni à la porosité ni à la perméabilité du réservoir, mais créent une anisotropie : soit en formant des corridors (très conducteurs) soit au contraire en compartimentant le réservoir lorsque ce sont des barrières.

On voit que la connectivité et la perméabilité dans le champ occupent une place centrale pour comprendre le système de fonctionnement du réservoir. L'un des enjeux de cette thèse est d'essayer de classifier ces réservoirs uniquement via les données géologiques de fracturation (avant de produire) pour aider à choisir le modèle de simulation approprié. Par ailleurs, un certain nombre de réservoirs fracturés nécessite de plus en plus souvent le recours à une récupération assistée du pétrole (IOR/EOR). Il est bien établi que lorsque les stratégies IOR sont poursuivies, les fluides injectés coulent principalement via le réseaux de fractures à haute perméabilité et peuvent contourner l'huile dans la matrice rocheuse, notamment via les forces capillaires (van Golf-Racht, 1982). Ainsi, de nombreuses expériences de laboratoire ont été menées pour étudier l'efficacité et l'applicabilité des différents processus IOR dans les milieux fracturés *(Fadaei et al., 2010; Hirasaki et al., 2011; Douarche et al., 2012; Argillier et al., 2014)* . Certaines expériences en laboratoire ouvrent des perspectives prometteuses mais le passage à des simulations prédictives fiables en conditions de terrain est encore périlleux.

Les milieux fracturés font intervenir une physique multi-échelles

Le terme fracture, souvent utilisé pour décrire une discontinuité, est un terme général qui désigne toute cassure avec ou sans rejet de terrains, de roches ou même de minéraux. C'est la réponse d'un solide à un champ de contrainte mécanique qui se relaxe en partie si les efforts mécaniques deviennent trop forts. Selon les tensions existantes dans le solide (état de contraintes à un instant donné) et sa capacité d'emmagasinnement (propriétés du solide) ces phénomènes conduisent à une grande variété de morphologies et débouchent sur une très grande diversité de tailles. Les fractures, de formes linéaires ou sinueuses peuvent aller du micron

(microfissures) à plusieurs centaines de kilomètres et peuvent être très conductrices ou étanches en fonction de leur remplissage. L'organisation de ces fractures, qui est une propriété macroscopique, va dépendre de l'histoire et de la composition géologique de la zone. Elle s'avère délicate à prédire à partir des données brutes. En effet, les informations recueillies sont soit précises mais très locales : 1D le long des puits, 2D sur des affleurements ; soit globales et 3D mais peu précises grâce à la sismique (Section 3.1).

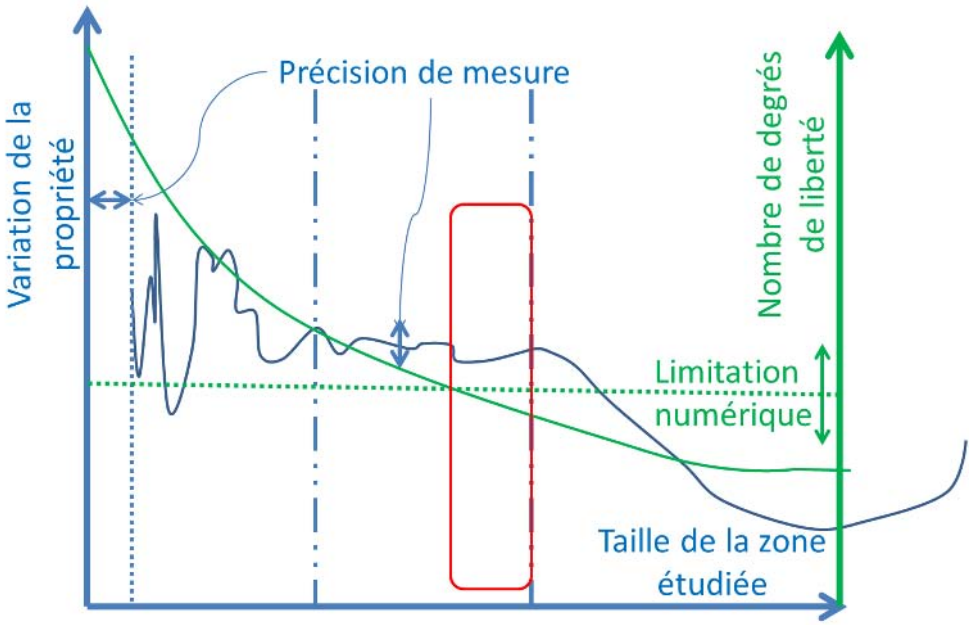


FIGURE 1.1.3 – Difficulté à définir la fenêtre d'intérêt (continuité) : en deçà d'un premier seuil, la précision des mesures peut engendrer une variabilité. Au delà d'un autre seuil (numérique) les données ne peuvent être traitées.

L'équation de conservation de la masse complétée de conditions initiales et aux limites permet de décrire le comportement du fluide dans le temps et l'espace via des simulations numériques (Section 2.1). Dans un milieu poreux, le transport de masse est influencé par une grande variété de processus physiques, chimiques, voire mécaniques, complexes et interdépendants où plusieurs approches sont possibles pour décrire le fluide. A l'échelle microscopique, on considère des « particules » dont on suit les trajectoires au cours du temps (vision Lagrangienne). A l'opposé, on peut adopter une vision macroscopique (Eulérienne) et considérer l'évolution de quantités hydrodynamiques telles la densité, la vitesse, ou la pression. Les propriétés physiques caractéristiques du milieu sont définies à l'aide de la notion de

volume élémentaire représentatif (VER) par la théorie de la continuité. Le milieu est dans ce cas considéré comme homogène par zones. Ce type de modèle, très conceptuel, assimile le milieu étudié à un milieu continu à l'intérieur duquel l'ensemble des propriétés qui le caractérisent peut être représenté par des fonctions continues. La validité de cette représentation est liée au rapport entre le pas d'espace de la division du milieu et le pas d'espace de l'investigation par les instruments de mesure : les quantités hydrodynamiques effectives utilisées dans les équations d'écoulement moyennées sur l'échelle d'observation doivent être indépendantes de la position dans le volume de contrôle (Figure 1.1.3).

Pour les milieux poreux fracturés l'hétérogénéité est présente à deux niveaux et doit être représentée correctement. La première hétérogénéité à prendre en compte est la forte variation de perméabilité entre la matrice et les fractures, la matrice étant pratiquement imperméable comparée à celle des fractures. Le second niveau d'hétérogénéité est dû à l'extrême complexité de la distribution des fractures, irrégulière, aussi bien en forme qu'en taille et en composition. Ainsi, si en théorie il est possible de décrire ce système à l'échelle de la fracture (approche fine), une telle description se révèle vite utopiste lorsque le nombre de fractures mises en jeu et le volume poreux augmentent. Les calculs d'écoulement impliquent la résolution de larges systèmes d'équations parfois non linéaires et requièrent de ce fait des temps de calculs et un coût mémoire élevés. Il est nécessaire d'approximer le système par un autre plus facile à utiliser via une mise à l'échelle pour le modèle écoulements. Pour représenter les fractures dans le modèle d'écoulements, la méthodologie multi-échelles développée à l'IFPEN (Bourbiaux et al., 2002) nécessite de distinguer deux classes de fractures en fonction de leur taille en accord avec la résolution sismique (instruments) et la taille de maille dans le modèle :

— Les failles sont modélisées de façon déterministe en terme de géométrie. Elles sont parfois explicitement modélisées dans les simulations de réservoirs puisqu'elles sont considérées comme étant non homogénéisables. Les failles subseismiques de taille supérieure à la maille mais inférieure à la résolution sismique correspondent aussi à de grandes singularités pour l'écoulement. Elles sont générées stochastiquement puisque non détectées par la sismique mais ne sont pas homogénéisées à l'échelle du réservoir. Des méthodes spécifiques pour calculer et calibrer leurs propriétés ont été mises en place (Jenni et al., 2007; Verscheure, 2010; Cherpeau et al., 2012; Verscheure et al., 2012)

— La fracturation diffuse (joints, diaclases...), d'une longueur inférieure à la taille d'une maille de simulation est estimée à partir d'une analyse croisée des données de forage (log de fracturation) et des modèles analogues en effectuant certaines corrélations pour les données manquantes. Cette petite fracturation peut créer, dans certains cas des chenaux principaux d'écoulement.

Si cette simplification permet d'établir une nomenclature, tous les intermédiaires

sont rencontrés dans la nature et le choix d'une échelle de description n'est pas aisé. L'ingénieur réservoir disposant de plusieurs types de modèles pour effectuer ses simulations (chacune de ces méthodes a bien entendu ses avantages et ses inconvénients) il recherche des règles pour appliquer celle qui est la mieux appropriée. Leur applicabilité dépend du nombre et de la qualité de données de terrains disponibles et de l'échelle ou de la gamme d'échelles considérée pour réaliser la modélisation. On choisit de les différencier selon que les fractures sont prises explicitement en compte ou non et selon la zone d'intérêt à caractériser :

— Les approches continues considèrent le milieu fracturé comme un analogue du milieu poreux. Le modèle est basé sur l'estimation directe des propriétés hydrauliques, en supposant l'existence d'une échelle caractéristique (VER), au dessus de laquelle ses propriétés hydrauliques sont homogénéisables. Cette échelle est difficile à déterminer si elle existe (Figure 1.1.3). Beaucoup d'hypothèses simplificatrices, qui s'ajoutent aux grandes incertitudes des données en réservoirs fracturés, doivent alors être réalisées pour déterminer les propriétés équivalentes et réduire le nombre d'inconnus.

— Les approches discrètes rendent compte directement de la géométrie du réseau de fractures et considèrent l'écoulement dans chacune d'elles. Le modélisateur se heurte alors à un problème de description et ressources calculatoires : les capacités machines actuelles ne permettent pas de décrire et de discrétiser, lorsqu'elles sont trop nombreuses, l'ensemble des hétérogénéités dans le milieu étudié.

L'idée fondatrice de la majorité des modèles d'écoulements dans les systèmes fracturés est alors de dissocier l'écoulement à l'intérieur du réseau de fractures de celui dans la matrice : ce sont les modèles à double porosité. On définit ensuite une fonction de transfert pour modéliser au mieux, les échanges entre ces deux supports. Ce concept introduit par Barenblatt et al. (1960) est à l'heure actuelle de loin le plus employé par l'industrie pétrolière. Pratiques et très utiles dans de nombreux contextes, ces modèles macroscopiques à double porosité ne devraient être utilisés à grande échelle que si le système fracturé est suffisamment connecté et continu (Section 5.3). L'échelle utilisée pour délimiter les mailles peine à bien représenter la structuration des fractures et ses singularités. C'est pourquoi à la vue des limites pour les différentes approches :

1. Capacité mémoire et calculatoire : nombre d'hétérogénéités maximales pour que la discrétisation fine soit applicable,
2. Représentativité : nombre d'hétérogénéités minimales et homogénéité pour que la théorie de continuité s'applique,

une avancée importante serait de trouver un critère de choix systématique pour user de l'un ou l'autre de ces modèles qui apparaissent complémentaires.

1.2 Objectifs de recherche et structure de la thèse : hiérarchisation et extension des modèles

L'hétérogénéité multi-échelle et multi-origine dans les réservoirs fracturés combinée à des données très incertaines pose des questions théoriques et pratiques sur la façon de les représenter, l'existence d'échelles caractéristiques, sur la possibilité de négliger une partie des hétérogénéités et sur la nature des caractéristiques prépondérantes à mesurer. L'enjeu pour toutes ces méthodes de modélisation est de trouver une représentation adaptée à ces spécificités. L'objectif industriel est de simuler des phénomènes hydrauliques dans un grand nombre de réservoirs susceptibles de contenir un grand nombre de fractures pour chercher un optimum entre la qualité des approximations de la simulation hydraulique d'une part et le temps de calcul et l'espace mémoire d'autre part.

Cette thèse s'inscrit dans ce cadre. Si en théorie, nous avons tous les ingrédients pour réussir une bonne caractérisation, en pratique, les hypothèses « académiques » et théoriques pour aboutir à des résultats « justes » font face à la réalité du manque de données à notre disposition. C'est pourquoi ce sujet reste essentiel et ouvert pour nombre d'auteurs (Long et al., 1982; Beucher and De Marsily, 1985; Berkowitz, 2002; Eaton, 2006; Sahimi, 2012). Menées en ce sens, les études numériques (Beucher and De Marsily, 1985; Cacas et al., 1990; NRC, 1996; Huseby et al., 1997; Hestir et al., 1998; De Dreuzy, 1999; Adler and Thovert, 1999a; Sarda et al., 2002; De Marsily et al., 2005; Durlofsky, 2005; Eaton, 2006; Dreuzy et al., 2012) ont mis en évidence une forte influence des paramètres géométriques de distribution des fractures sur les caractéristiques de l'écoulement. Elles soulignent aussi la difficulté à les représenter. Le manque de données obligeant à répéter les simulations sur différents scénarii impose de résoudre des problèmes inverses parfois mal posés. Ces difficultés conduisent à l'utilisation de modèles stochastiques, où les données incertaines sont remplacées par des variables aléatoires suivant des lois établies à partir des observations de terrain. Les simulations sont validées par une confrontation avec des données issues de mesures expérimentales (captage, étude de puits, ...). Il faut donc que les simulations puissent être réalisées de façon systématique, robuste, rapide et intégrée. La démarche de simplification entreprise est destinée à fournir des modèles d'écoulement simples et adaptés aux besoins de l'ingénieur d'étude réservoirs. Nous avons par exemple rappelé dans cette introduction que les approches « discrètes » et « continues » étaient complémentaires pour travailler à l'échelle des fractures et des réseaux de fractures. La première est adaptée aux réseaux peu denses avec de grosses singularités, elle pêche par ses temps de calculs élevés là où l'approche continue serait probablement applicable (lorsque le nombre de fractures est élevé). Nous orienterons donc notre recherche pour obtenir des améliorations selon ces trois grands axes :

1. Fixer un critère de passage entre la représentation discrète et la représentation continue. Il devra être simple et le plus unificateur possible (qui convienne pour une majorité de configurations),
2. Couvrir l'ensemble des problématiques en étendant les domaines d'application des méthodes de discrétisation. Le même support calculatoire ne peut en effet pas être utilisé pour les calculs géostatistiques et pour les simulations d'écoulement sur des zones étendues.
3. Améliorer les règles de changement d'échelle en proposant une nouvelle méthodologie analytique qui permettrait de réduire le nombre de degrés de liberté nécessaire pour décrire les échanges de fluides dans un contexte où les données sont très parcellaires (ce qui est souvent le cas).

Ce travail apporte des méthodes de choix et de résolution pour représenter l'écoulement au mieux suivant le contexte du réservoir fracturé. Dans la première partie nous rappelons les concepts pour simuler les écoulements en milieux poreux, nous ferons notamment un focus sur les différentes sources d'informations utilisées pour contraindre nos données et décrire la fracturation. Ceci nous permettra de proposer un processus de caractérisation et d'identifier les points à améliorer. Une méthodologie de simulation applicable sur deux échelles d'écoulement au moins : l'échelle des fractures (métrique à décamétrique) et l'échelle réservoir (hectométrique à kilométrique) est nécessaire pour mettre en place la caractérisation. Numériquement, le défi est d'intégrer la gamme d'hétérogénéité dans des modèles de grande extension et de bonne résolution, aboutissant à des systèmes linéaires de millions de degrés de liberté. Cette méthode de simulation doit être applicable pour la majorité des configurations de réservoir. A cet effet, et après une revue des méthodes existantes, nous proposons dans la partie 4.7.2 une nouvelle technique de discrétisation (SLM3D (Khvoenkova and Delorme, 2013b,a)) des milieux fracturés. Cette approche, à la frontière des classiques modèles simple et double milieu, modélise l'écoulement dans un milieu poreux fracturé par un réseau de fractures discret déformable (DDFN) en interaction avec un milieu poreux régulier hiérarchiquement distribué (la Matrice). Le modèle discret établi nous fournit une solution de référence à partir de laquelle nous pourrons simuler des essais hydrauliques, la stimulation d'un réservoir ou estimer l'existence de VER et calculer des propriétés équivalentes. Le chapitre 4 est utilisé pour définir un nouveau calcul de paramètres effectifs qui s'applique lorsque le nombre de fractures interconnectées devient trop important en nous appuyant sur une étude qualitative de configurations caractéristiques. L'une des données géométriques essentielles contrôlant une perméabilité équivalente est l'interconnexion entre les fractures conductives de la zone d'intérêt. Sans effectuer de simulation préalable très coûteuse, l'indice d'interconnectivité, permet de borner le domaine d'application des méthodes continues. Utilisé à bon escient, il nous amène vers une méthode combinée de calcul des perméabilités équi-

valentes : numérique et analytique (Khvoenkova et al., 2009). C'est aussi un bon outil pour étendre la théorie des fractures traversantes (Snow, 1969) aux réseaux de fracture diffuses connectés (Delorme and Bourbiaux, 2011). Dans chacun des chapitres, j'exposerai le modèle mis en place avec l'aide de l'équipe FracaFlow-Tightflow à l' IFPEN en mettant en évidence les points innovants de ce projet sur des cas réalistes et en insistant sur ma contribution.

Intégration : Qualité des données et positionnement

« Remember : Finding fractures is not enough. »"

(Nelson (2001))

Chapitre 2

Modèles, définition, équations et échelles d'écoulement

Ce premier chapitre introductif nous permettra de définir les différentes échelles et équations mises en jeu dans la description des écoulements au sein d'un réservoir fracturé. Nous y aborderons l'origine physique des coefficients qui apparaissent dans les équations de conservation, notamment pour le modèle double milieu. Les lois de fermeture explicitées par la suite permettent de bien poser le problème. Dans le modèle présenté, les déplacements et les pressions sont les grandeurs qui décrivent l'état du milieu (variables d'état). La liaison entre ces deux ensembles se fait par l'intermédiaire des lois de comportement qui font apparaître des grandeurs telles que les perméabilités, les porosités, les compressibilités et les contraintes mécaniques. Nous fournissons ainsi le cadre physique général nécessaire pour décrire l'écoulement dans une roche poreuse fracturée potentiellement déformable (petites déformations).

2.1 Quelques définitions et outils de modélisation :

Le terme de milieu poreux désigne un matériau, qui à l'échelle où on l'observe est perçu comme un milieu continu solide à travers lequel peut circuler un fluide. Typiquement, pour un matériau poreux sain, il s'agit de l'échelle de la carotte. Une description du même matériau à une échelle inférieure, dite échelle microscopique, révèle qu'il s'agit d'un réseau solide parcouru par un espace poreux connecté et saturé par un fluide.

2.1.1 La porosité

La porosité ϕ est le pourcentage de vides dans le volume total de roche. Elle est dite effective ou efficace lorsque les espaces exploitables sont suffisamment interconnectés pour permettre une circulation de fluides. Au sein des réservoirs fracturés, la porosité totale peut se décomposer en une porosité matricielle et une porosité de fracture (double porosité ϕ_M, ϕ_F).

$$\phi = \phi_M + \phi_F \tag{2.1.1}$$

La porosité matricielle ϕ_M (ou porosité primaire) dépend principalement de la nature et de la granulométrie de la roche, ainsi que de l'environnement de dépôt. De son côté, la porosité de fracture ϕ_F (ou porosité secondaire), constituée par des réseaux plus ou moins denses de fractures (souvent décrits par une densité volumique d_F), dépend de l'ouverture e_F et de la connectivité des fractures à l'échelle d'observation. On suppose souvent que les fractures occupent un volume $V_F = d_F \times e_F \times V_T$ petit comparé au volume total V_T . $\phi_F = d_F \times e_F$, la porosité fracture totale, doit être corrigée par la proportion de fractures connectées pour obtenir la porosité effective.

2.1.2 Équations d'état

En thermodynamique, l'équation d'état d'un système à l'équilibre est une relation entre ses différents paramètres physiques (appelés variables d'état). Un même corps peut avoir plusieurs équations d'état, mesurées en laboratoire. En conditions isothermes (notre cas puisque la température varie peu dans le réservoir pour les phénomènes et les échelles de temps que nous simulons), la compressibilité du liquide (huile, eau) ou du gaz suffit à relier la pression P et le volume V. La compressibilité isotherme totale χ_t d'un fluide f de masse volumique ρ contenu dans un volume V_t se définit comme suit :

$$\chi_t = -\frac{1}{V_t}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = -\frac{1}{V_t}\left(\frac{\partial V_f + \partial V_r}{\partial P}\right)_T = \chi_f + \chi_r \tag{2.1.2}$$

où χ_f est la compressibilité du fluide et χ_r celle du solide contenant le fluide, ce qui permet de relier la variation de masse volumique à la variation de pression au cours du temps pour un volume de masse m :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{m}{V_t}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_T = -\rho\chi_t \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_T \tag{2.1.3}$$

2.1.3 Loi de Darcy et tenseur de perméabilité

Ingénieur de la ville de Dijon, Henri Darcy a écrit les fondements de l'hydrodynamique des milieux poreux (Darcy, 1856). Il a notamment montré, par l'étude de l'écoulement dans des colonnes de sables, qu'il existe, sous certaines conditions et à partir d'une certaine échelle L , une relation linéaire entre la densité de flux ou vitesse de filtration $\vec{Q}$ et le gradient de pression $\vec{\nabla}P$. Cette loi macroscopique initialement obtenue sur des expériences 1D homogènes et isotropes, est généralisée aux milieux hétérogènes, anisotropes, saturés et non saturés par Buckingham (1907). Son équation générale, s'applique notamment aux écoulements monophasiques de fluides de viscosité μ, de type newtonien, rampants, incompressibles, dans un milieu poreux continu et homogène soumis à la gravité $\vec{g}$:

$$\vec{Q} = -\frac{\bar{\bar{K}}}{\mu}.\left(\vec{\nabla}P - \rho\vec{g}\right) \tag{2.1.4}$$

Il est important de noter que ce paramètre tensoriel $\bar{\bar{K}}$, appelé perméabilité, est indépendant de la nature du fluide. La loi de Darcy permet donc de séparer le rôle du fluide, décrit par la viscosité, du rôle du solide décrit par la perméabilité qui a une dimension homogène à une surface. Si le milieu est isotrope, la perméabilité s'exprime par un scalaire et, dans le cas contraire, elle s'exprime au moyen d'un tenseur reliant les 2 entités vectorielles, le flux $\vec{Q}$ et le gradient de pression $\vec{\nabla}P$. Pour l'analyse des variations de pression dans les écoulements monophasiques, la force de gravité étant considérée comme homogène et permanente, il est intéressant de travailler avec une variable pression diminuée de la pression hydrostatique, ce qui fait disparaître le terme gravitaire de l'équation. On adoptera ce changement de variable par la suite. La perméabilité d'un milieu poreux caractérise son aptitude à laisser circuler tout fluide (liquide ou gaz) au sein de son espace poral. Elle ne dépend, à priori, que de la structure du réseau de pores et/ou des fractures du matériau et particulièrement de la connectivité de ces différents éléments. C'est une propriété de transport macroscopique exprimant le rapport entre une force (gradient de pression) imposée à un fluide pour traverser le milieu et le débit résultant. On peut la mesurer à l'échelle de l'échantillon de laboratoire ou du terrain, ou bien l'évaluer en modélisant la circulation des fluides dans un milieu poreux dont on connait la microstructure. Nous nous attacherons dans la suite à relier cette perméabilité aux propriétés géométriques du matériau.

Cette loi correspond à une solution linéaire approchée des équations de Navier-Stokes pour le cas d'écoulements à très bas nombre de Reynolds, ou écoulement rampants. Pour vérifier que la loi de Darcy est valide, on utilise le nombre de Reynolds donné par $Re = \rho\frac{UD}{\mu}$ où U est prise égale à la vitesse moyenne intrinsèque de phase du fluide dans les pores ($\overrightarrow{Q} = \Phi\overrightarrow{U}$) et D le diamètre effectif des grains

(pour D on adopte en général la convention d_{10} (la taille du filtre à travers duquel 10% en masse des grains passe)). Le nombre de Reynolds mesure l'importance des forces d'inertie par rapport aux forces de viscosité. Muskat and Wyckoff (1937) montrent plusieurs études selon lesquelles l'écoulement est marqué par des effets inertiels pour des valeurs de Re comprises entre 1 et 12. Une telle valeur peut être atteinte dans le cas d'écoulement en milieux fracturés, karstiques ou pour des fluides de faible viscosité tels que le gaz. En effet, des forces d'inertie dues à la dissipation d'énergie cinétique dans les pores viennent s'ajouter aux forces visqueuses dues aux frottements sur les parois de la phase solide du milieu poreux. Ces forces inertielles sont prépondérantes sur les forces visqueuses pour des écoulements à nombre de Reynolds supérieur à 100. Dans ce cas une loi de perte de charge quadratique (Darcy- Forchheimer (Forchheimer, 1901)), dont la validité a été abondamment étudiée dans la littérature, est plus appropriée (Chauveteau and Thirriot, 1967; Wodié and Lévy, 1991; Firdaouss et al., 1997; Skjetne and Auriault, 1999; Al Bitar, 2007; Bailly et al., 2009; Lasseux et al., 2011; Soulaine and Quintard, 2014). Nous supposerons par la suite que l'ensemble des conditions pour appliquer une loi de Darcy sont remplies. Bien que les milieux poreux puissent se révéler très hétérogènes, la taille des pores n'excède jamais quelques millimètres. Au contraire, les fractures ne sont pas limitées par une échelle caractéristique r_0 et cette notion est primordiale pour étudier les milieux poreux. Bear (1972) a pour cela défini le concept de Volume Élémentaire Représentatif (VER).

2.1.4 Le Volume Élémentaire Représentatif (VER)

Un volume élémentaire représentatif est un volume pour lequel les propriétés caractéristiques moyennes (comme la porosité, la perméabilité dans le cas d'un milieu poreux) peuvent être déduites. Il est propre à un milieu et un processus donnés. Le comportement effectif du matériau doit pouvoir y être représenté à partir des comportements élémentaires et de la morphologie (arrangement géométrique) des différentes phases le constituant. Ce concept est en général utilisé pour le changement d'échelle appliqué sur le VER qui doit répondre aux critères suivants, quant à sa taille r_0 :

- Le VER doit avoir une taille suffisamment grande pour que la moyenne globale de la propriété étudiée soit significative et ne fasse plus apparaître de fluctuations à petite échelle ;
- Le VER doit être suffisamment petit pour que les variations des propriétés d'un domaine au domaine voisin puissent être approchées par des fonctions continues, sans introduire d'erreur décelable par les instruments de mesure à l'échelle macroscopique.

Dans le cas des réservoirs fracturés, la taille représentative du réseau des fractures étudié fera bien entendu partie de ces paramètres utiles pour décrire l'échelle carac-

téristique de la structure du milieu. En général, les mouvements d'un sous-ensemble de points massiques ne décrivent pas complètement le mouvement d'ensemble d'un milieu continu déformable. Nous admettrons, à l'échelle du VER, que deux points massiques infiniment proches l'un de l'autre à un instant donné et appartenant au même continuum resteront infiniment proches l'un de l'autre à l'instant suivant et que chaque espèce (solide/fluide) est continue et ne subit pas de discontinuités de déplacements.

2.2 Conservation de la masse

Sur un intervalle de temps court $[t,\, t+\Delta t]$, nous étudions l'évolution d'un fluide f dans un réservoir fracturé 3D saturé occupant un domaine ω régulier ouvert et borné par la frontière $\partial\omega$, soumis à des sources extérieures provoquant des déséquilibres hydrauliques en conditions isothermes (Figure 2.2.1). A l'instant t la masse M du fluide de masse volumique ρ, dans le volume de contrôle ω, de porosité Φ est donnée par :

$$M = \rho\Phi\omega \tag{2.2.1}$$

Le principe de conservation de la masse implique que la variation de masse stockée dans le milieu poreux est égale au flux total Q_T (entrant et sortant) ajouté à un éventuel terme source volumique s. On utilise δ_Ω la distribution de Dirac définie sur le réservoir, qui vaut 1 quand on extrait du fluide sur le volume considéré et 0 ailleurs. Le signe du terme source s est considéré par convention comme positif pour un apport de fluide et négatif pour une extraction. La compressibilité du fluide (Équation 2.1.3) est utilisée pour relier la variation de masse volumique à la variation de pression en négligeant la variation de densité avec la température.

$$\frac{dM}{dt} = 0 = \iiint_\Omega \left(\rho\chi_t\Phi\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_T\right) dV - \delta_\Omega\rho s - \iint_{\partial\Omega} \rho\vec{Q}.\vec{n_\omega} dS$$

A l'échelle du volume de contrôle le fluide f, à la pression P, se déplace à la vitesse de filtration de Darcy $\vec{Q}$ (Bear, 1972) :

$$\iiint_\Omega \left(\rho\chi_t\Phi\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_T\right) dV = \delta_\Omega\rho s + \iint_{\partial\Omega} \rho(\frac{\bar{\bar{K}}}{\mu}.\vec{\nabla}P).\vec{n_\omega} dS \tag{2.2.2}$$

$\bar{\bar{K}}$ et Φ varient fortement dans l'espace en raison de la présence de fractures qui se trouvent dans Ω. On considère alors une séparation du milieu en 2 domaines : fracture Ω_F et matrice Ω_M dont les propriétés sont respectivement indexées par $_M$ et $_F$ (Figure 2.2.1) :

$$\iiint_{\Omega_F} \left(\rho \chi_{tF} \Phi_F \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_T - \rho div(\frac{\bar{\bar{K}}_F}{\mu}.\vec{\nabla} P) \right) dV \quad + \quad \iiint_{\Omega_F} \left(\rho \chi_{tF} \Phi_F \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_T - \rho div(\frac{\bar{\bar{K}}_F}{\mu}.\vec{\nabla} P) \right) dV$$
$$= \quad \delta_{\Omega_F} \rho s_F + \delta_{\Omega_M} \rho s_M \qquad (2.2.3)$$

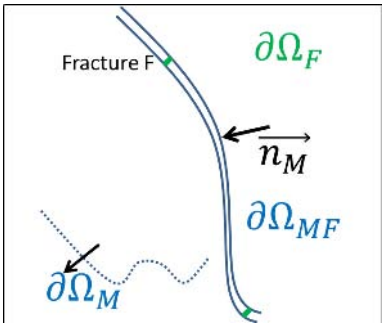


FIGURE 2.2.1 – Définition et notation des frontières entre le milieu matrice M et le milieu fracture F

Le changement de phase fluide/solide n'est pas considéré dans notre modèle. Puisque l'équation est vérifiée dans le milieu matrice et dans le milieu fracture avec ($\Omega_M \cup \Omega_F = \Omega$) quelle que soit la position du point, la continuité des flux sur l'interface de surface S_F entre ces deux milieux ($\partial\Omega_{MF} = \Omega_M \cap \Omega_F$) permet d'introduire le terme de couplage $q_{M\to F}$ des systèmes d'équation double milieux. Il représente un débit par unité de surface :

$$\begin{cases} \chi_{tF} \Phi_F \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_T - div(\frac{\bar{\bar{K}}_F}{\mu}.\vec{\nabla} P_F) & = s_F - S_F.q_{M\to F} \; X \in [\Omega_F] \\ \chi_{tM} \Phi_M \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_T - div(\frac{\bar{\bar{K}}_M}{\mu}.\vec{\nabla} P_M) & = s_M + S_F.q_{M\to F} \; X \in [\Omega_M] \\ q_{M\to F} = (\frac{\bar{\bar{K}}_M}{\mu}.\vec{\nabla} P_M).\vec{n_M} & = (\frac{\bar{\bar{K}}_F}{\mu}.\vec{\nabla} P_F).\vec{n_M} \end{cases} \qquad (2.2.4)$$

2.3 Différentes échelles étudiées et analyse aux dimensions

Les modèles de simulations peuvent être classés en fonction de la résolution d'espace du problème résolu en partant de l'échelle du pore jusqu'à l'échelle régionale. Ainsi, l'échelle d'observation peut être définie (Matheron, 1965; Adler and Thovert, 1999a; Sahimi, 2012) comme la taille d'échantillon pour laquelle l'hétérogénéité est étudiée via son impact sur les paramètres pétrophysiques et sur l'écoulement. Cette échelle est ensuite ordonnée en trois entités pour l'étude des milieux poreux :

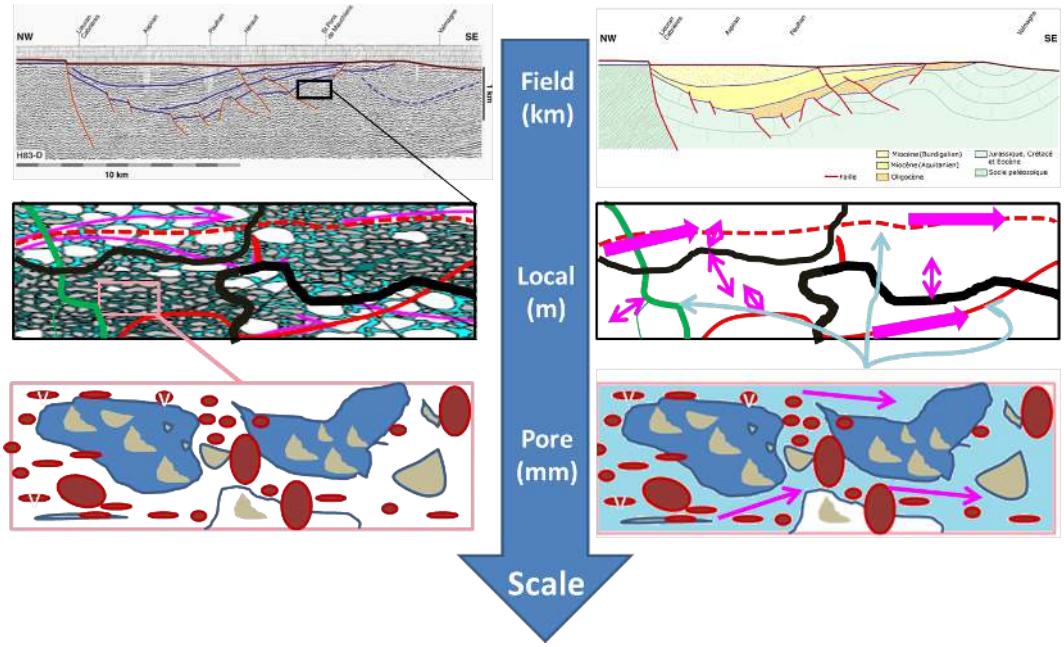


FIGURE 2.2.2 – Représentation des écoulements et de la fracturation à plusieurs échelles : du réservoir au pore.

— L'échelle *laboratoire*, typiquement utilisée pour étudier les carottes, s'attache aux effets d'hétérogénéités de tailles proches de celles du pore, nous l'appellerons l'échelle du pore et elle ne sera que très brièvement abordée dans nos travaux, la loi de Darcy est utilisée pour décrire les écoulements à cette échelle
— L'échelle *géologique* (appelée aussi échelle unité), de l'ordre de 5 à 100 mètres, correspond approximativement à l'épaisseur d'une unité géologique. Elle est observable à l'œil nu au cours d'un relevé de terrain, et permet de décrire la fracturation diffuse, les hétérogénéités dans les logs de puits et est proche de la taille des zones investiguées pendant les tests hydrauliques. Les propriétés mesurées au laboratoire sont souvent recalées à cette échelle, ce sera notre échelle dite locale. Latéralement, on emploie aussi le terme d'échelle *bloc,* qui varie de 50 à 300 mètres. Les propriétés sont à cette échelle souvent homogénéisées. Elle correspond typiquement à l'ordre de grandeur des grands accidents tectoniques que sont les failles,
— L'échelle d'observation *gigascopique*, utilisée par le géophysicien et de la même résolution que des images satellites (de l'ordre du km), elle intègre la variabilité spatiale des modèles.

Nous cherchons, pour notre part, en partant de données aux échelles locales, unité et gigascopique à simuler une production (fonction objectif) à l'échelle bloc sur des

temps observables à l'échelle humaine (secondes à années). La description des composantes du réservoir à étudier doit se faire à l'aide de modèles mathématiques qui expriment les principes physiques de conservation de la masse mais ceci avec différents degrés de détail selon les modèles. Les processus étudiés vont conditionner le choix des simplifications effectuées.

Prenons, par exemple, la description des tests de puits. Considérons un puits vertical, au centre d'un domaine uniformément fracturé et isotrope, avec une description des écoulements ne prenant pas en compte une perméabilité de matrice à grande échelle mais seulement l'échange matrice vers le milieu fracture. Cette hypothèse est dénommée hypothèse $2\Phi 1k$. On ajoute en général une seconde hypothèse qui est l'existence d'un facteur de forme σ (Section 5.3) tel que l'échange entre la matrice et la fracture $q_{M\to F}$ puissent être écrit de façon pseudo-permanente $q_{M\to F} = \frac{\sigma K_M}{\mu}(P_M - P_F)$ (hypothèse de Warren et al. (1963), voir discussion dans Landereau et al. (2001)). L'équation 2.2.4 dans le milieu fracture est reprise en coordonnées cylindriques :

$$\chi_t \Phi_F \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_T - \frac{K_F}{\mu r}\frac{\partial P_F}{\partial r} = -\frac{\sigma K_M}{\mu}(P_M - P_F) \tag{2.3.1}$$

avec pour origine le puits vertical, r est la distance au puits.

En introduisant les variables adimensionnées :

$$P_D = \left(\frac{2\pi K_F z}{q\mu}\right)(P_\infty - P(r,t)) \tag{2.3.2}$$

$$t_D = \left(\frac{K_F}{(\chi_F\Phi_F + \chi_M\Phi_M)\,\mu r_w^2}\right) t \tag{2.3.3}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \tag{2.3.4}$$

et les opérateurs

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{q}{2\Pi z((\chi_F\Phi_F + \chi_M\Phi_M)\,r_w^2}\frac{\partial P_D}{\partial t_D} \tag{2.3.5}$$

$$\frac{\partial}{\partial r} = \frac{1}{r_w}\frac{\partial}{\partial r_D} \tag{2.3.6}$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = -\frac{q\mu}{2\pi z K_F r_w}\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \tag{2.3.7}$$

on peut dériver l'équation en :

$$\frac{K_F}{\mu}\frac{1}{r_D r_w}\frac{1}{r_w}\frac{\partial}{\partial r_D}r_D r_w - \frac{q\mu}{2\Pi K_F z r_w}\frac{\partial P_{FD}}{\partial r_D} - \frac{\sigma K_M}{\mu}\left(-\frac{q\mu}{2\pi K_F z}(P_{MD}-P_{FD})\right) = -\chi_F\left(\Phi_F\frac{q}{2\Pi z((\chi_F\Phi_F+\chi_M\Phi_M)\,r_w^2}\right)\frac{\partial P_{FD}}{\partial t_D} \quad (2.3.8)$$

Deux variables adimensionnées peuvent être définies pour étudier les écoulements, soit le 'coefficient d'interporosité' λ et la 'capacité d'emmagasinement' ω :

$$\omega = \frac{\chi_F\Phi_F}{\chi_F\Phi_F+\chi_M\Phi_M} \quad (2.3.9)$$

$$\lambda = \frac{\sigma K_M r_w^2}{k_F} \quad (2.3.10)$$

où λ définit les communications entre les blocs de la matrice et les fissures. Lorsque λ est petit, le transfert de fluide de la matrice vers les fractures est difficile : il faut beaucoup de temps avant que le modèle double porosité se comporte comme l'ensemble du système homogène équivalent. Un tel comportement peut être obtenu lorsque la matrice est très peu perméable (réservoirs non conventionnels) ou lorsque la densité de fractures est faible (dans ce cas σ est petit). λ varie en général entre 10^{-4} et 10^{-10} (Bourdet, 2002).

L'équation se réécrit ainsi dans le milieu fracture :

$$\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial P_{FD}}{\partial r_D}\right) - \omega\frac{\partial P_{FD}}{\partial r_D} - (1-\omega)\frac{\partial P_{MD}}{\partial t_D} \quad (2.3.11)$$

et dans le milieu matrice en négligeant les échanges matrice-matrice

$$(1-\omega)\frac{\partial P_{MD}}{\partial tD} + \lambda(P_{MD}-P_{FD}) = 0 \quad (2.3.12)$$

Dans ce cas simple d'un milieu homogène semi-infini Ω (borné en z), soumis à un saut de pression dans un puits, des solutions analytiques peuvent être obtenus en utilisant la transformée de Laplace.

$$P_D = \frac{1}{2}\left(ln(t_D) + 0.80907 + E_i(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} - E_i(-\frac{\lambda t_D}{(1-\omega)}\right) \quad (2.3.13)$$

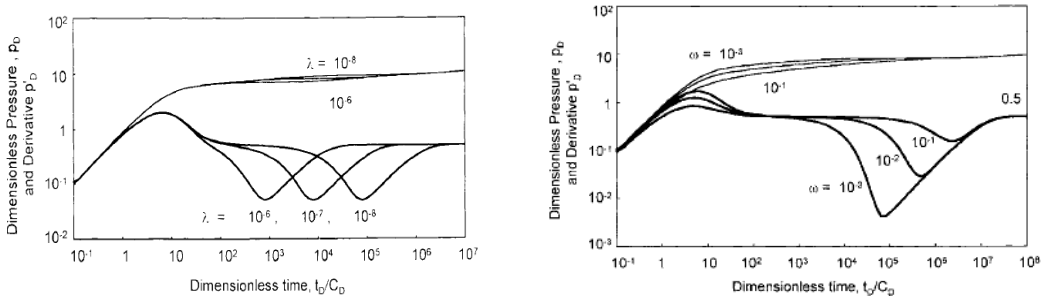
où E_i est la fonction exponentielle intégrale : $E_i(x) = \int_{-x}^{\infty}\frac{e^{-t}}{t}dt$

Elles font apparaître plusieurs phases selon différents temps caractéristiques : ces phases sont des signatures caractéristiques des réservoirs fracturés. Le temps de relaxation $t_{c\Omega}$ d'un point situé à une distance r_c est alors proportionnel à :

$$t_{c\Omega} \approx \mu\chi \frac{\phi_\Omega}{K_\Omega} r_c^2 \tag{2.3.14}$$

Une contribution théorique importante pour l'étude des réservoirs est réalisée par (Bourdet et al., 1983, 1989). Ils y présentent une nouvelle technique et des courbes types pour interpréter les essais hydrauliques : pour une période donnée de l'essai, le changement de pression, Δp, est tracé dans une échelle log-log par rapport au temps écoulé, ce qui permet d'analyser les données de test de pression. Généralement, ces courbes théoriques sont exprimées à l'aide des variables adimensionnnées pour que les réponses de pression deviennent indépendantes des grandeurs physiques telles que le débit, les propriétés des fluides ou de la roche. La double hétérogénéité (forte porosité de la matrice et perméabilité élevée de la fracture) peut être décelée dans ce diagramme et s'illustre par une signature caractéristique à baïonnette, permettant de quantifier les effets respectifs des coefficients λ et ω. Ce modèle, qui représente un milieu théorique du type Warren et al. (1963) (partie 5.3) est une simplification de la réalité : les paramètres résultant de l'interprétation définissent le modèle idéalisé, mais ils ne décrivent pas la configuration géologique en détail. Lorsqu'un puits est ouvert dans un réservoir fracturé :

1. Une réponse rapide de la pression se produit dans les fractures conductrices.
2. Une différence de pression est créée entre la matrice et les fractures, et les blocs de la matrice commencent à produire dans les fissures, la pression dans les fractures se stabilise.
3. La pression des blocs matrice diminue à mesure que progresse l'écoulement et, finalement, tend à égaliser la pression des fractures environnantes.



(a) Influence du coefficient d'interporosité λ (b) Influence du coefficient d'accumulation ω

FIGURE 2.3.1 – Signature caractéristique théorique d'un réservoir fracturé double milieu dans un diagramme log-log de la dérivée de pression d'après (Bourdet, 2002)

De nombreuses études en géologie et en ingénierie de réservoirs ont montré l'existence de réservoirs, fracturés de façon non uniforme. La densité du réseau de fissure peut varier avec la position dans le réservoir, en fonction des contraintes de roche due à la courbure de la formation et les orientation des fractures peuvent induire une anisotropie des perméabilités. Il est alors nécessaire de développer un modèle suffisamment général pour honorer l'hétérogénéité du réservoir, une distribution des géométries de blocs de la matrice doit par exemple être considérée (Belani, 1988).

Toute la problématique des milieux fracturés se retrouve dans cette simple analyse : les hypothèses géologiques sont elles réalistes et à quelles échelles de temps et d'espace sont elles valides pour les propriétés observées ? Ces variables adimensionnées permettent de quantifier la relative importance de chacun des paramètres du modèle et d'accéder à des solutions analytiques caractéristiques des milieux fracturés. Utilisées de façon isolée, plusieurs solutions permettent de reproduire la signature du réservoir, c'est la cohérence avec la géologie et l'intégration des données mesurées qui feront la qualité du modèle..

Nous essayons par la suite de combiner ces informations via les données géologiques et de les simuler numériquement dans un modèle qui intègre l'ensemble des contraintes.

Chapitre 3

Description géologique des réservoirs fracturés et phénomènes étudiés : Quelle précision employer ? Quelles données intégrer ?

Les fluides de réservoirs évoluent dans des environnements variables aux hétérogénéités multiples (Beucher and De Marsily, 1985; Teles et al., 1998, 2004; Neuman, 2005) et peuvent atteindre de grandes profondeurs (en général deux à trois milles mètres). L'accès aux données est complexe et les rend particulièrement difficiles à caractériser. Le modèle de fractures doit pourtant décrire les caractéristiques principales de la géologie et ses rapports spécifiques à l'écoulement de fluides. Caractériser la fracturation de la roche à l'échelle réservoir requiert pour cela de travailler avec de grandes incertitudes auxquelles nous pouvons faire face avec deux approches de modélisation :

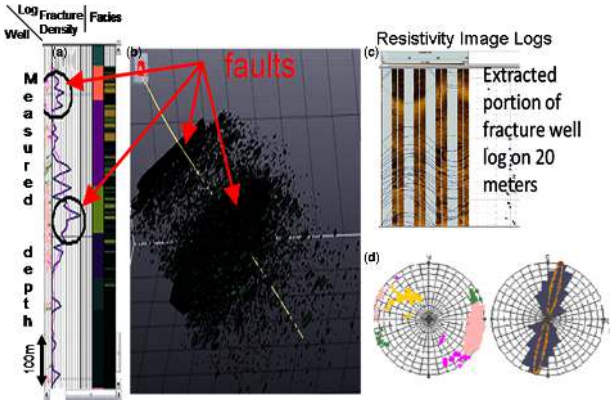
1. Simuler le processus de fracturation dans son ensemble (sa genèse) pour tenter de prédire la géométrie voire les propriétés hydrauliques du réseau de fractures. Il s'agit de résoudre le problème direct où les propriétés hydrauliques de chaque fracture (perméabilité, porosité, tortuosité) pourraient être connues et déduites des observations du milieu naturel.
2. Reproduire statistiquement les informations relatives aux fractures dans un état donné (état actuel mesuré) pour prédire leur effet sur les écoulements.

Bien que plus séduisante puisqu'elle permettrait de représenter l'évolution passée du massif et surtout de simuler son évolution future en fonction des sollicitations subies, la première approche nécessite de résoudre des problèmes fortement couplés et incertains pour lesquels la recherche n'a pas encore abouti. Malgré un regain d'intérêt, motivé notamment par le désir de prédire la formation des fractures

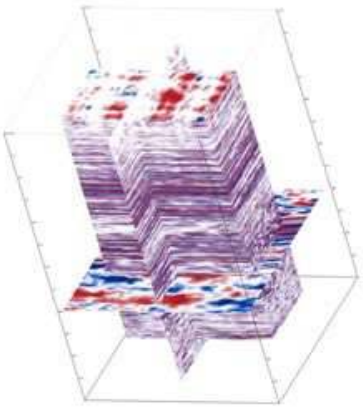
hydrauliques (Warpinski et al., 2004; Jorand, 2007; McClure, 2009) ou de reconstituer l'histoire du réservoir (Guiton et al., 2003; Maerten and Maerten, 2006) beaucoup d'informations restent manquantes et inaccessibles : rhéologie du matériau poreux en 3D, lois de création et d'évolution des fractures en fonction des contraintes géomécaniques, remplissage des fractures, historique des contraintes subies par le massif (Mustapha, 2008; Caumon, 2010). Si les données offrent des informations à plusieurs échelles : sismique (Gigascopique), forage-puits (unité), affleurements (unité) et carottes (locale) (Figure 3.1.1) elles sont remplies d'incertitudes et restent localement étalonnées et parcellaires. Puisque la finalité de notre modélisation n'est pas le réseau lui-même mais les conséquences qu'on peut en tirer du point de vue hydromécanique, une méthode itérative géostatistique est plus souvent employée. L'organisation interne des fractures est reproduite, contrainte par les observations, et met en cohérence les incertitudes grâce à des critères génétiques. La réponse hydraulique du modèle constitué est ensuite analysée et calibrée par rapport aux données acquises pendant les premières circulations de fluides.

3.1 Acquisitions et données pour décrire la géométrie du milieu :

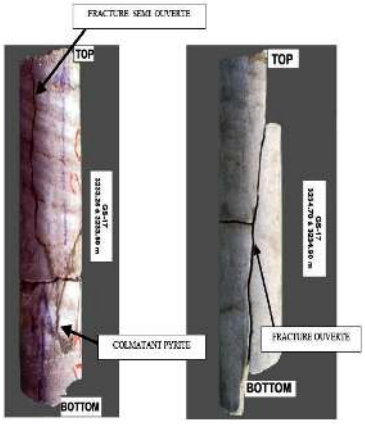
L'acquisition sismique et plus généralement les méthodes de subsurface (si on inclut les mesures de tomographie) produisent les données à la plus grande échelle et sont les seules mesures disponibles en trois voire quatre dimensions. Elles permettent de localiser les principaux réflecteurs souterrains, leurs répartitions et d'imager grossièrement les hétérogénéités (sous la forme d'attributs déduits de la cohérence) ainsi que les fluides en place dans la zone réservoir. D'une résolution verticale métrique à décamétrique, elles permettent une investigation latérale de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres selon la distance entre les sources et le réservoir (Lecour et al., 2001; Du Bernard et al., 2002; Adelinet et al., 2011). Dans certains cas, on peut déduire l'emplacement de quelques failles majeures mais très peu de certitudes sur le réseau des fractures de tailles moyenne à petite (une taille qualifiée de subsismique en référence à la résolution des mesures). Les informations recueillies le long des puits (logs) (Flury et al., 1983; Adler and Thovert, 1999a; Darcel, 2002; Massonnat et al., 2002) fournissent des informations locales, réputées plus précises, à une ou deux dimensions quant à l'organisation de la structure (lithologie notamment). La diagraphie pénétrative et non destructive, met en œuvre une multitude de techniques (mesure de résistivité électrique, différence de potentiel électrique, radioactivité naturelle et induite, rayonnement gamma absorbé, vitesse du son etc...) qui étendent son rayon d'action quelques mètres tout au plus autour du puits. Les données obtenues sont riches au niveau



(a) Interprétation d'un log de fracture (FMI) : Pendage et direction des fractures sont déterminés par la forme de l'intersection du plan de fracture avec le sondage sur l'image FMI puis intégrées dans une étude stéréologique (Delorme et al., 2014)



(b) Image sismique 3D interprétée



(c) Carotte du champ algérien El Gassi (Khelifa, 2013) l'épaisseur des fractures béantes n'est pas mesurables sur carottes

FIGURE 3.1.1 – Exemple de données de caractérisation statique.

de l'orientation des discontinuités locales in-situ (limites de bancs, pendages des couches, fracture) et du contenu du puits (nature et structure des roches, types de fluides). Les fractures détectées peuvent être orientées en 3D par rapport au forage. L'existence et la nature d'un remplissage éventuel est difficile à distinguer sur ce type d'images. Dans ce cas, seules les carottes (échantillons de roche prélevés lors du forage) permettent de l'estimer très approximativement (Bekri et al., 1997; Sausse, 1998) dans les fractures fermées (Figure 3.1.1c). La difficulté pour préserver les fractures dans leur orientation et leur état initial au sein du carottier, associée à la formation fréquente de fractures parasites liées au processus de forage (fractures induites), limite l'utilisation des carottes pour la caractérisation de l'orientation, de l'ouverture et de la distribution des fractures.

Étalonnée sur certaines propriétés déterminées par les forages, la sismique permet de généraliser les variations de propriétés à trois dimensions en extrapolant des attributs et des corrélations. Deux paramètres essentiels pour décrire les écoulements : l'ouverture et l'extension des fractures ne sont pas connus à partir des observations directes. Après interprétation, le réservoir peut ainsi être traduit sous la forme d'attributs de lithologie, de densité de fractures, de porosité ou de contenu en fluides. De ces résultats on infère des corrélations avec la structure ou la lithologie du réservoir. Les statistiques des variables régionalisées sont ensuite étendues aux zones non forées selon des considérations plus ou moins empiriques.

3.2 Représentation simplifiée d'une fracture

3.2.1 Représentation géométrique

Incertitude sur sa taille, sa forme, sa position

La complexité et la diversité des fractures a été étudiée en géologie et en géomécanique (Baecher et al., 1977; Flury et al., 1983; Beucher and De Marsily, 1985; Bandis et al., 1983; Barton et al., 1985; Bonnet, 1996; Lecour et al., 2001; Dautriat, 2009). Selon les forces existantes (pression lithostatique, contrainte tectonique, thermique...) dans le solide et selon la rhéologie du matériau (capacité d'emmagasiner l'énergie), la création de fractures conduit à une grande variété de morphologies. On rencontre des fractures de formes linéaires, sinueuses ou en zigzag s'étalant sur plusieurs ordre de grandeurs (de quelques centimètres à plusieurs kilomètres). Du fait de leur taille (significative par rapport aux mailles de simulation d'écoulement) et de l'incertitude moindre quant à leur position, seules les grandes discontinuités (longueurs supérieures à l'hectomètre) peuvent être localisées de façon déterministe par l'intermédiaire de la sismique. Ces dernières ont une échelle généralement supérieure à celle de la maille d'étude et seront modélisées

comme des failles déterministes. La courbure des fractures est en général faible devant l'extension longitudinale ce qui justifie une représentation par des plans. Selon s'il y a un déplacement visible du milieu environnant avec un rejet (failles, charriage ...) ou sans (les fissures, joints, diaclases, veines ...) on peut savoir si les fractures se sont plutôt formées par cisaillement ou par traction/compression. Quand une fracture se développe sans être entravée par une limite de banc (changement de rhéologie) ou par d'autres fractures, sa forme est souvent circulaire ou elliptique, elle s'oriente selon la contrainte minimale et est susceptible de la modifier. La surface et la forme des fractures étant, en pratique, inaccessible, la fracture est généralement modélisée par des objets suffisamment simples pour être facilement paramétrables. Pour mieux tenir compte de l'anisotropie, les premiers modèles de disques (Charlaix et al., 1984; Oda, 1985; Ababou et al., 2011) ont progressivement été remplacés par des polygones (Cacas et al., 1990; Huseby et al., 1997; Adler et al., 2011) et des ellipses (De Dreuzy, 1999; Barthélémy, 2009). Pour des réseaux bidimensionnels, les fractures sont systématiquement modélisées par des segments de droites.

Malheureusement, le relevé de la distribution des longueurs des fractures n'est possible en deçà de la résolution sismique qu'à l'affleurement ou en galerie. Il faut tenir compte du fait que les traces les plus courtes n'y sont pas relevées, et que les traces longues ne sont souvent visibles que partiellement, les 3 dimensions de l'espace ne sont en principe pas échantillonnées. Bien que faisant état du caractère multi-échelle de la fracturation en surface les affleurements sont rares et sont donc plutôt utilisés pour créer des analogies et établir un ordre de grandeur. L'amplitude des mesures estimées à l'affleurement est discutable puisque les conditions (de pression et contraintes notamment) ne sont pas les mêmes qu'au niveau du réservoir. La variabilité dans les longueurs de fractures est prise en compte dans les lois géostatistiques.

3.2.2 Représentation hydraulique

A leur création, les fractures n'ont pas de remplissage, sauf celui d'éventuels minéraux dus à une altération mécanique superficielle. Selon le mode de création (cisaillement, traction ou compression) on relève que la surface de la fracture est plus ou moins nette et rugueuse. Aussi, après leur formation, les fractures sont susceptibles d'être traversées par du fluide durant la diagenèse. Les eaux d'infiltration, plus ou moins acides peuvent dissoudre la roche (karstification) : les réseaux de fractures souterrains s'agrandissent verticalement à partir des diaclases, et horizontalement le long des joints de stratification. A l'inverse, les fractures peuvent se remplir complètement ou partiellement par recristallisation, ce qui donne naissance à des veines plus ou moins étanches dont les propriétés tranchent avec la matrice poreuse environnante.

Puisqu'en hydrologie le remplissage et la rugosité des fractures subordonnent l'aptitude de la fracture à laisser circuler le fluide, plusieurs études pilotes (Bianchi and Snow, 1969; Witherspoon et al., 1980; Brown, 1987; Pyrak-Nolte et al., 1988, 1997; Barton et al., 1995; Sausse, 1998; Detwiler et al., 1999) ont mesuré l'influence de l'hétérogénéité dans une fracture sur son comportement hydraulique (imprégnation de résines, balayage laser, analyse d'image et lames minces, profilométrie...).

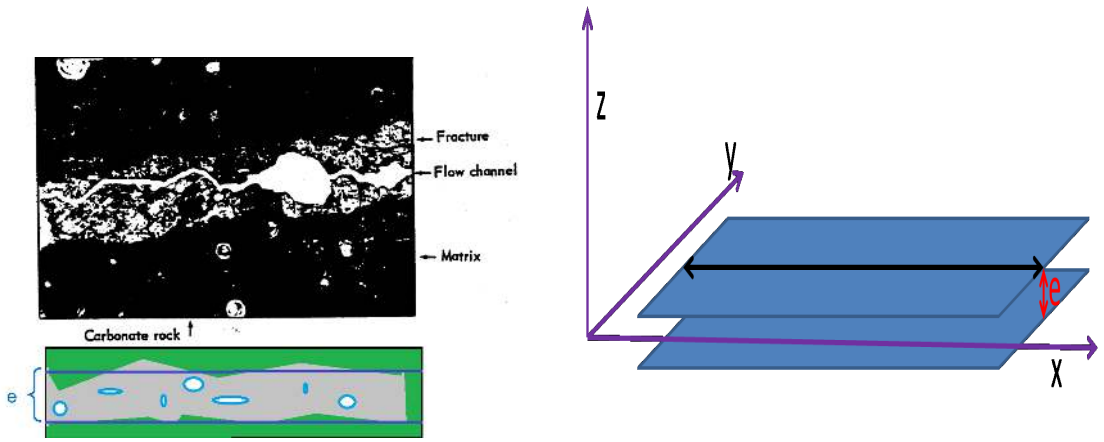
Définition de la conductivité de fracture et pseudo loi cubique

La représentation la plus simple d'un écoulement au sein d'une fracture est une loi de Darcy avec une loi cubique pour la transmissivité en fonction de l'épaisseur. Ce modèle utilisé pour décrire les écoulements dans la fracture la représente par deux plans parallèles espacés d'une ouverture moyenne e (considérée comme infiniment petite par rapport aux autres dimensions, Figure 3.2.1b). On le dénomme aussi écoulement de Poiseuille Plan ou cellule de Hele Shaw. En supposant que le fluide incompressible de viscosité μ soumis à une différence de pression à ses extrémités s'écoule en régime permanent entre 2 plans infinis, le champ de vitesse moyenne parallèle au plan de fracture vérifie en effet une relation assimilable à une loi de Darcy : $\overrightarrow{v} = -\frac{e^2}{12\mu}\vec{\nabla}P$. La perméabilité fracture idéalisée vaut alors $k_F = \frac{e^2}{12}$.

Des résultats comparatifs ont montré que cette loi reste applicable lorsque l'épaisseur des fractures est comparable ou supérieure à l'échelle caractéristique de la rugosité (de l'ordre du μm). Cependant la perméabilité des fractures dépend aussi de la chenalisation le long de la fracture (l'épaisseur n'est pas constante) et d'un éventuel remplissage (sédimentation et circulation des fluides : diagénèse) (Cacas, 1989; Cacas et al., 1990; Nordqvist et al., 1992; **?**; **?**). Puisqu'en conditions in situ ces données (rugosité, distribution d'épaisseurs dans la fracture, perméabilité de l'éventuel remplissage) sont bien trop rares pour donner des résultats de haute confiance, nous supposerons l'existence d'une conductivité hydraulique apparente constante c dans chaque fracture, distribuée selon une loi géostatistique sur le réseau. Cette conductivité pourra être corrélée ou non à l'ouverture de fracture par la loi dite cubique $c \sim \lambda k_F e$ tout en étant corrigée pour tenir compte de la tortuosité, de la rugosité et du remplissage de la fracture avec un facteur λ (Elsworth and Goodman, 1986; Barton and de Quadros, 1997). Ce choix de simplification n'est pas une limite aux méthodologies développées par la suite. L'ingénieur disposant d'informations sur la distribution d'épaisseurs à une échelle donnée (micro-scanner) pourra par exemple appliquer un masque « auto-affine » (surfaces statistiquement invariantes par changement d'échelle) pour estimer à priori les conductivités hydrauliques des fractures ouvertes voire des failles Tsang and Neretnieks (1998); Mourzenko et al. (1999).

Chacune des fractures, sera donc de notre point de vue considérée comme deux

plans parallèles d'extension finie orientés dans l'espace selon une normale, séparés par une épaisseur e (l'ouverture) et potentiellement remplie. L'ouverture est négligeable par rapport aux 2 autres dimensions mais est cruciale du point de vue hydraulique puisqu'elle détermine la dynamique de l'écoulement le long des plans si la fracture est ouverte. Si la fracture est de grande taille (plusieurs unités géologiques et/ou plusieurs hectomètres), elle pourra être modélisée comme une union de plans homogènes aux propriétés variables par unité.



(a) (b)

FIGURE 3.2.1 – Représentation simplifiée des écoulements au sein d'une fracture employée dans cette thèse : une conductivité moyenne par fracture discrète. 3.2.1a Fracture scannée dans un carbonate Reiss (1980) et représentation théorique et simplifiée, 3.2.1b Poiseuille Plan

3.3 Paramétrisation et représentation géométrique du réseau de fractures

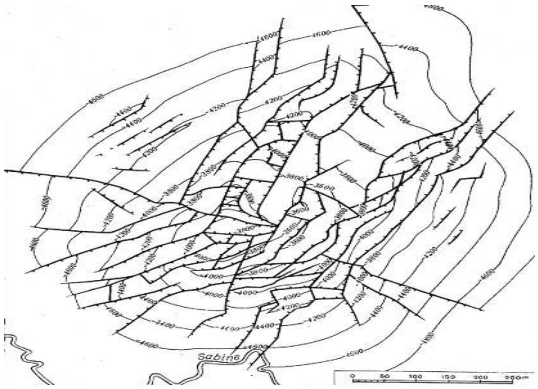
Les réseaux de fractures sont le produit d'interactions complexes entre des forces exercées sur le milieu durant un ou plusieurs évènements dans le temps. Chaque fracture croît en fonction du champ de contraintes, de la rhéologie du milieu et des fractures pré-existantes (sur lesquelles elle peut buter). Chacune à leur tour, elles modifient la distribution de contraintes et influent sur la croissance de telle ou telle partie du réseau. Il est donc raisonnable de penser qu'il existe certaines corrélations entre des fractures qui se répartissent généralement en plusieurs familles directionnelles. Le regroupement en réseaux se fait selon deux ou plusieurs



(a) Exemple de couloir fracturé dense dans un banc calcaire épais. Photo de J.P. Petit (Jorand, 2007)



(b) Réseau de diaclases



(c) Système de fissures radiales et concentriques. Dôme Hasking dans le Texas. Les courbes de niveau indiquent la profondeur de gisement du niveau de base en pieds. Les traits sur les lèvres affaissées marquent le sens du pendage



(d) Fractures régionales, Lake Powell, southeastern Utah. La forte anisotropie des contraintes tectonique cause la création de réseaux orthogonaux Nelson (2001)



(e) Variations d'intensité de fracturation à l'affleurement en fonction de la composition de la roche (les couches sont des carbonates contenant plus ou moins de dolomites), anticlinal de la rivière Sun, Montana. Nelson (2001)

FIGURE 3.3.1 – Exemples d'organisation des réseaux.

directions conjuguées (reliées à n évènements géologiques), de sorte que la région est découpée en une série de blocs (Figure 3.3.1).

Puisque, pour les sites profonds, le réseau n'est observable qu'à une dimension le long des forages, on essayera de représenter le système souterrain de fracture de façon réaliste sur la base des éléments qu'apportent les analogues et le contexte géodynamique. Les paramètres obtenus sur un analogue sont ainsi recalés aux mesures en fonction de considérations géomécaniques pour inférer les données manquantes :

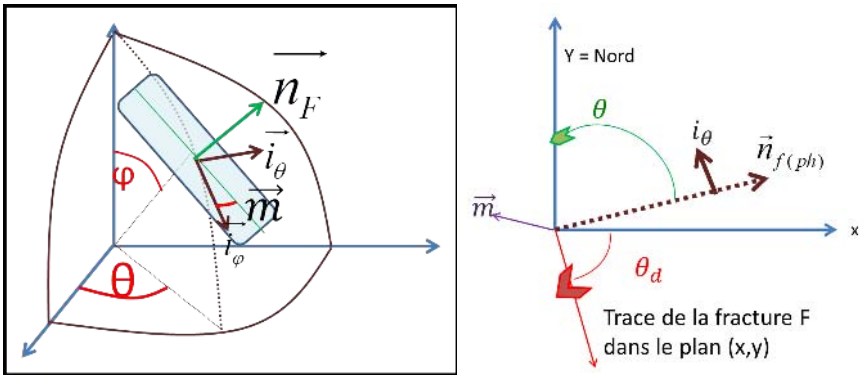
- Dans les couches bien litées et pour un même évènement, les fractures se répartissent généralement en deux familles dites conjuguées, perpendiculaires l'une à l'autre et perpendiculaires à la surface des couches.
- Dans les roches plissées, une famille se développe perpendiculairement au plan axial, tandis que l'autre a une position plus variable à travers les plis, souvent sub-orthogonale à la surface des couches et parallèle à l'axe du pli.
- A proximité des dômes, le réseau peut compter une famille de fractures rayonnantes (tout azimut) tandis qu'une famille de fractures périphériques dessine des ellipses de forme plus ou moins grossières (Figure 3.3.1).
- Une faille majeure dont le mouvement peut avoir perturbé localement le champ de contrainte favorisera la formation d'une intense fracturation secondaire de petite échelle. Ces familles exhibent une orientation spécifique : souvent parallèle ou perpendiculaire à la faille majeure (Feuga, 1981; NRC, 1996).
- Selon les propriétés géomécaniques de la couche, les fractures sont plus ou moins allongées et denses (Nelson and Handin, 1977; Tsang and Neretnieks, 1998; Warpinski et al., 2004).

Une fois les fractures replacées en 3D le long du puits, ces différents scénarios sont testés et analysés par exemple via une projection stéréographique. Les familles de fractures sont identifiées et les statistiques sur leurs propriétés géométriques sont calibrées (Figure 3.1.1a)(Beucher and De Marsily, 1985; Berkowitz and Adler, 1998; Bonnet et al., 2001; Darcel et al., 2003; Sisavath et al., 2004; Delorme et al., 2014). La connectivité macroscopique (Chapitre 4) est encore très incertaine à ce stade.

Loi d'orientations

Les distributions d'orientations sont déduites des données de puits et leur variation spatiale modérée expliquée par des évènements géologiques locaux (failles, plis etc...) ainsi que par l'état de contraintes passé ou présent. C'est à partir des statistiques sur les orientations que les familles de fractures sont déterminées. Si une distribution aléatoire est parfois choisie, les champs de fractures montrent en général un nombre limité de directions préférentielles que l'on peut exprimer sous la forme d'une loi Bivariate-Normale, Von-Mises ou de Fisher par exemple (Annexe B). C'est l'une des données les plus « dure ». Cette orientation est généralement

donnée par deux vecteurs unitaires $\vec{n_F}$ et $\vec{m}$ pour chaque fracture (Figure 3.3.2). $\vec{n}_F$ est la normale au plan de fracture entièrement défini par les angles azimut θ (angle que fait l'intersection de la fracture ou trace avec le plan horizontal par rapport au nord) et le « dip » φ (angle de plus grande pente que fait la fracture avec le plan horizontal). θ varie entre 0 et 360° et φ entre 0 et 90° puisque un seul hémisphère suffit pour décrire l'ensemble des plans. $\vec{m}$, appelé aussi « pitch » donne l'orientation de la distance caractéristique (plus grande taille) dans le plan de la fracture (Mourzenko et al., 2011b).



(a) Orientation des fractures dans l'espace 3D, cas d'une fracture ayant une longueur caractéristique orientée par le vecteur $\vec{m}$

(b) Conventions dans le plan horizontal : azimut θ ; dip-azimut θ_d et pitch $\vec{m}$

FIGURE 3.3.2 – Représentation de l'orientation des fractures dans l'espace, cas d'une fracture ayant une longueur caractéristique

Dans FracaFlow, le couplet azimut/dip est fréquemment remplacé par le couplet dip-azimut/dip où le dip-azimut (θ_d) est l'angle que fait la projection de $\overrightarrow{n_f}$ sur le plan de fracture avec le nord, pris par convention à « droite » de l'azimut. Les relations entre la normale de la fracture, son dip et son dip-azimut et/ou son azimut (3.3.2) sont données ci-dessous :

$$\begin{aligned} \overrightarrow{n_f} &= (-\sin(\varphi)\cos(\theta); \sin(\varphi)\sin(\theta); \cos(\varphi)) \\ \overrightarrow{n_f} &= (\sin(\varphi)\sin(\theta_d); \sin(\varphi)\cos(\theta_d); \cos(\varphi)) \end{aligned} \tag{3.3.1}$$

Densité - Loi de longueurs

Lorsque l'observation est possible, la distribution en longueurs des fractures peut être approchée pour certaines familles. C'est cependant une donnée très incertaine et, pour cette raison, elle a été beaucoup étudiée. Quelques équipes (Huseby et al.,

1997; Bour and Davy, 1998; Darcel, 2002; Tran and Rahman, 2006; Dreuzy et al., 2012) ont notamment recherché dans les mesures une similarité des échelles qui permettrait de restreindre le nombre de paramètres. Des observations effectuées sur plusieurs sites et plusieurs ordres de grandeur (affleurement, sismique et images satellites) ont été synthétisées dans Bonnet et al. (2001). Elles n'ont pas permis de mettre en évidence une règle valable pour tous les réservoirs : si les statistiques sont prises comme un tout, la plupart des résultats obtenus amènent à un large éventail de dimensions fractales, de moyenne proche de 2, c'est-à-dire que les réseaux sont plutôt uniformes. Deux types de distributions sont donc généralement utilisées en pratique : la loi lognormale (Baecher et al., 1977; Long and Billaux, 1987; Cacas et al., 1990; Odling, 1992) ou, si l'on suppose que le processus de fracturation est fractal, la loi puissance (Darcel, 2002; Macé, 2006; Verscheure, 2010). Bonnet (1996) a d'ailleurs montré par l'expérimentation que ces lois de distribution devraient plutôt être associées aux processus de croissance des fractures (nucléation, coalescence....).

La distribution des longueurs de fracture va de pair avec la densité de fractures, paramètre non moins essentiel puisqu'il définit la porosité et joue un grand rôle sur la perméabilité du système de fractures dans le réservoir. La densité peut être exprimée en terme de nombre de fractures par mètre (d_{10}), en longueur cumulée par unité de surface (d_{21}) ou en surface cumulée par unité de volume (d_{23}). Le plus souvent, l'information de densité de fracture est donnée par les forages et est donc d_{10}. Il existe ensuite des méthodes pour passer du d_{10} aux autres descriptions (Terzaghi, 1965; Berkowitz and Adler, 1998; Mauldon et al., 2001; Davy et al., 2006; Barthélémy et al., 2009). Ce passage nécessite d'avoir une idée précise sur la forme des fractures (ce qui n'est que rarement le cas). La zone fracturée peut être localisée ou couvrir l'ensemble du bassin et les densités de fractures, même par famille, apparaissent assez variables et peu corrélées sur de grandes distances (Beucher and De Marsily, 1985). Une fois étalonnée le long du puits, on construit un modèle lithologique voire géomécanique pour donner une variabilité dans le réservoir. Selon les corrélations trouvées, plusieurs modèles sont possibles Olsson et al. (1992); Hestir et al. (1998); Bai et al. (2000); Olson et al. (2009); Delorme et al. (2013c) :

— La première méthode, simple et rapide, se base sur l'intensité de la courbure des horizons pour estimer la déformation subie.
— Une deuxième approche utilise la distance aux failles comme indicateur de la fracturation de petite échelle, avec une intensité plus importante au fur et à mesure que l'on s'approche d'une faille.
— Il existe aussi parfois une corrélation à l'épaisseur des bancs géologiques : plus le banc géologique est petit, plus la densité de fracture est grande et plus les fractures sont petites (Bai et al., 2000; Olson et al., 2009).

La modélisation des écoulements et du transport doit intégrer les informations apportées par le contexte géologique et géomécanique. Aussi, Gringarten (1996) reproche aux réseaux stochastiques de négliger les mécanismes de propagation de fracture et notamment les interactions pendant la création des fractures successives. Il propose un algorithme de génération de fractures régi par des règles simplifiées de propagation et d'interactions entre fractures. La hiérarchie dans le modèle vient de la « reproduction » des épisodes tectoniques simulés pas à pas et de façon itérative. Les fractures se comportent comme si elles étaient indépendantes, parallèles, et le taux de croissance dépend de la contrainte aux extrémités des fractures, qui est lui-même proportionnel à la longueur des fractures. Les interactions entre fractures concernent la croissance de la deuxième série par rapport à la première. Ces modèles, dits génétiques, permettent de reproduire qualitativement l'hétérogénéité de la distribution spatiale des fractures à une échelle donnée. La transposition de ces approches à la modélisation de la fracturation aux échelles d'espace et de temps qui nous intéressent se heurte à de grandes difficultés pratiques qui sont loin d'être résolues : notamment à la modélisation des hétérogénéités de la roche, à la relation entre contrainte et déformation ainsi qu'à la modélisation du champ des contraintes passées, de son évolution et des conditions aux limites. Des études récentes ont montré que, dans certains cas, les fractures interagissent lors de la croissance, dans d'autres elles n'interagissent pas, ou seulement d'une série à l'autre mais pas entre les fractures d'un même groupe. En conclusion, ces corrélations restent avant tout qualitatives (Caumon, 2010). En fonction des hypothèse réalisées, on emploiera une distribution des centres de fractures poissonnienne, fractale ou génétique

3.4 le DFN (Discrete Fracture Network)

Incertitudes et erreur de mesures

La géométrie tridimensionnelle des milieux fracturés n'est donc connue que localement en dimension une dans les puits, éventuellement en deux dimensions sur les affleurements et en trois dimensions à une échelle macroscopique via la sismique. Seule une analyse statistique des données recueillies sur le terrain permet de reconstituer le milieu. Ces problèmes d'apparence simples, qui font souvent partie de la catégorie des problèmes "mal posés", font apparaître toute une série de biais :

1. La longueur et le nombre de sondages doivent permettre d'échantillonner suffisamment les fractures de chaque famille,
2. Pour remonter à la loi des tailles des fractures, il faut se donner leur forme et faire appel aux relations stéréologiques entre paramètres des fractures et paramètres des traces. Il faut aussi tenir compte du fait que les traces les

plus courtes ne sont pas relevées, et que les traces longues ne sont souvent visibles que partiellement.

3. Les fractures obliques par rapport à l'affleurement ou au forage sont sous-représentées par rapport à celles qui leur sont orthogonales. La correction est difficile puisque forme et extension de fractures ne sont pas connues.

A ce manque d'informations sur la géométrie des fractures viennent s'ajouter les erreurs de mesure : pour l'anecdote on citera que, dans le cadre de la caractérisation des fractures dans les galeries de la mine de Fanay-Augères, deux fois plus de fractures ont été observées à 1.60 m (à hauteur du regard) qu'à 40 cm du sol, probablement pour des raisons d'éclairage (Chilès, 2004). De plus, le forage génère des contraintes dans la formation et peut induire la création de fractures locales qu'il est difficile de distinguer des fractures naturelles au moment d'effectuer nos statistiques. Des critères d'orientation par rapport au champ de contrainte macroscopique (par exemple une fracture induite devrait être orthogonale à la direction du champ de contraintes actuel maximale et avoir une trace signature partielle sur l'imagerie de puits). Il n'est donc pas rare d'avoir des incertitudes de mesure d'un ordre de grandeur sur la densité (dues à des différences d'interprétation d'une image sismique ou d'un FMI).

Pour résumer, c'est la combinaison de l'ensemble de ces données qui permet d'inférer une géométrie incertaine au milieu fracturé avec des données mieux connues au voisinage des puits tandis que la sismique contribue à étendre cette information à tout le réservoir. Selon la maturité de développement du champ, la quantité de données disponibles peut ou non être suffisante et justifier une approche statistique. Cette grande incertitude amène le modélisateur à poser un certain nombre d'hypothèses et de scenarii induisant une charge élevée en temps de calculs et simulations. Le choix du nombre de répliques générées dépend de la taille et de l'hétérogénéité du milieu. Pour que de telles études soient possibles, les simulations et la caractérisation se doivent d'être extrêmement efficaces en temps de mise en œuvre.

Les phénomènes géologiques ne sont pas régis par des lois aussi bien établies que les lois physiques. Néanmoins un nombre croissant de processus géologiques et géochimiques sont compris et font l'objet d'une modélisation. Chaque famille de fracture présente des caractéristiques statistiques propres indépendantes ou reliées, en termes d'occurrence, de distribution des orientations, de taille ou d'ouverture. En premier lieu, il s'agira donc d'identifier ces familles à l'aide des mesures. Si l'on constate des similitudes au niveau des échelles, une approche avec un réseau fractal permettra de mieux comprendre l'organisation interne du réseau. Sinon, on s'appuiera sur notre éventuelle connaissance de l'histoire structurale du massif pour corréler les statistiques des principaux paramètres des fractures individuelles. Cette approche fournit une panoplie de modèles de réseaux de fractures, aptes à

rendre compte de situations très variées, même si bien sûr on peut toujours trouver des sites et des applications demandant de concevoir un nouveau modèle. La caractérisation d'un réseau de fractures reste toutefois incertaine et complexe du fait du caractère très fragmentaire des données. D'un point de vue plus théorique, l'utilisation de ces notions probabilistes nécessite de vérifier deux hypothèses fondamentales (Matheron, 1965, 1967; Dagan, 1989; Gelhar, 1993; Cherblanc, 1999; Zhan, 1999; Anguy et al., 2001) :

1. L'hypothèse de stationnarité : la loi de probabilité de la propriété générée doit être invariante par translation. En particulier, dès que l'on passe à des échelles plus larges il n'est pas toujours légitime d'étendre les caractéristiques observées sur l'affleurement ou le long d'un forage à l'ensemble de la zone d'étude.
2. L'hypothèse d'ergodicité : La réalisation unique déploie dans l'espace la loi de distribution stationnaire invoquée. A partir de l'observation des variations de propriété définies sur une réalisation unique, on déduit les lois de distribution et de corrélation inconnues valables dans l'ensemble des réalisations possibles. C'est l'hypothèse de la fiabilité de la mesure unique.

3.5 Hydraulique du réseau de fractures : le problème inverse

Les observations ne permettent pas d'accéder de façon satisfaisante aux ouvertures réelles des fissures et à la longueur des fractures de taille intermédiaire. Afin de compléter ces données éparses et/ou incomplètes et d'estimer les propriétés de fracture dans tout le volume de réservoir, des méthodes alternatives indirectes de caractérisation ont donc été développées. A notre connaissance, seuls les modèles intégrant l'écoulement permettent de le faire (Bourbiaux et al., 2002; Jafari and Babadagli, 2011). Dans le contexte des premières mises en production, les écoulements sont souvent monophasiques, ce qui rend le système à résoudre plus simple et fait de la calibration une étape clé de la caractérisation.

Suite à une injection ou à une production de fluide, on mesure les variations de pression dans le(s) puits dans le but de déterminer la perméabilité effective de la zone affectée, ses capacités de stockage, sa compressibilité et les éventuelles hétérogénéités. Cette nouvelle source d'informations est intégrée au processus de caractérisation. Une fois chaque fracture représentée dans un DFN (Discrete Fracture Network), l'écoulement peut en effet y être simulé si l'on se donne une distribution d'épaisseurs et de conductivités à priori pour chaque famille de fractures que l'on inverse pour reproduire les mesures. Pouvoir le faire sur un réseau qui honore la géométrie, nous semble nécessaire dans l'optique de prédire des phénomènes plus

complexes.

Distribution des ouvertures et conductivités à priori

Les ouvertures des fractures peuvent être mesurées directement et on parle d'ouverture géométrique, ou être déduites de mesures hydrauliques, on parle alors d'ouverture hydraulique ou conductivité. L'observation directe d'ouvertures géométriques est réalisée sur des carottes. Cependant les fractures ne sont pas des surfaces planes aux parois lisses et la mesure de l'ouverture varie dans le plan de fracture ; elle ne peut être reliée facilement à l'ouverture hydraulique (McKay et al., 1993; Sausse, 1998). Le tableau 3.1 donne un aperçu de quelques ordres de grandeur des mesures d'épaisseurs de fractures publiées et utilisables pour initier notre problème inverse.

publication	valeurs d'ouvertures de fractures
Snow (1970)	0.5–1.5 10-2 cm, (distribution du type logNormal)
van Golf-Racht (1982)	1.0–4.0 10-3 cm
Wilson and Witherspoon (1970)	2.5 10-2 cm (valeurs moyennes)
Taylor et al. (1999)	0.18-0.23 cm In Situ (valeurs moyennes)
Ababou et al. (2011)	50 μm

TABLE 3.1 – Quelques mesures d'ouvertures de fractures publiées

Ces valeurs comprises entre 10^{-3} et 0.5 cm s'étendent sur un peu plus d'un ordre de grandeur. On peut dire que les observations en profondeur (mines, galeries, carottes) seront moins biaisées que celles en surface, où la décompression des roches et l'altération peuvent avoir provoqué une ouverture des fractures supérieures à ce qu'elle est en profondeur. A des profondeurs plus grandes, ces ordres de grandeur devraient être encore plus petits. Les distributions statistiques équivalentes conduisent en général à une distribution lognormale et parfois à une loi puissance (Bianchi and Snow, 1969; Cacas et al., 1990; Baghbanan and Jing, 2008).

Génération et calcul du réseau utile

Une fois les données analysées, plusieurs familles de fractures sont représentables dans l'espace en fonction de leurs paramètres géostatistiques (la finesse de la représentation des lois dépend de la précision du modèle géologique) :

— leur taille, inférieure ou non à la taille de la maille réservoir et à la résolution sismique.

— leurs orientations moyennes et une dispersion,
— d'une loi de distribution de longueurs, souvent la loi puissance ou la loi lognormale,
— d'une densité , mesurée le long des puits,
— une loi d'épaisseurs et de conductivité à calibrer lors des essais de puits.

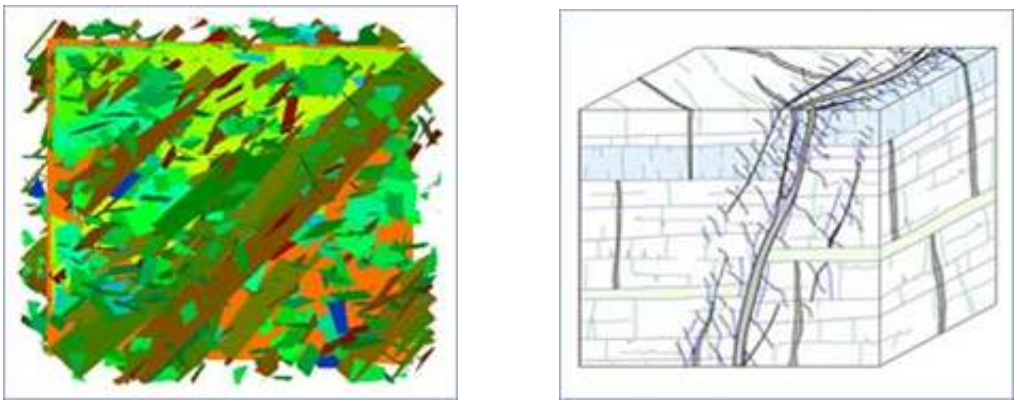


FIGURE 3.5.1 – Exemple de réseau géostatistique généré pour reproduire la structure interne du réservoir.

Il existe plusieurs méthodes pour générer l'ensemble des discontinuités sous la forme d'un réseau discret représentatif (DFN). Ces méthodes sont parfois directement reliées à la méthode de maillage et ou de simulation. Nous nous intéressons ici à la méthode la plus fréquemment employée qui consiste à :

1. Générer autant de germes ($nb_{Fractures}$ centres des fractures) que nécessaire sur la zone de génération pour honorer la densité linéique d_{21i} ou surfacique d_{23i} de chacune des $nb_{Familles}$ présentes dans une maille géologique de surface S et de volume V. $\langle\rangle$représente la moyenne, l_i la longueur et S_i la surface des fractures de la famille i.

$$nb_{Fractures} = \sum_{i=1}^{nb_{Familles}} \frac{d_{21i}}{\langle l_i \rangle} S = \sum_{i=1}^{nb_{Familles}} \frac{d_{23i}}{\langle S_i \rangle} V$$

2. Affecter à chaque germe une orientation contrainte par une loi de distribution. Suivant les modèles, on emploiera une loi Normale, VON-MISES ou FISHER (SECTIONB).
3. Affecter à chaque germe une longueur, une largeur, une épaisseur et une conductivité chacune contraintes par une loi de distribution. Suivant les modèles, on emploiera une loi constante, lognormale, uniforme, exponentielle.

Les contraintes géologiques sont supposées être honorées à grande échelle, c'est à dire pour une zone d'étude plus grande que celle du VER. Dans notre cas,

les familles sont générées indépendamment les unes des autres et chaque centre des fractures est choisi aléatoirement par un processus poissonnien. Les propriétés peuvent être indépendantes ou non les unes des autres. Une fracture peut donc couper une fracture d'une autre famille et la traverser. Cette hypothèse est différente de celle effectuée par d'autres équipes (Bauer et al., 2008) où les fractures butantes s'arrêtent lorsqu'elles sont au contact avec une autre ou qu'elles peuvent être entourées d'une zone d'exclusion Masihi et al. (2005). Dans ce cas, les lois de densité, de longueurs et de position ne sont pas indépendantes et/ou la loi de distribution de longueur n'est pas une contrainte mais un résultat de la génération, ce type de DFN est plus réaliste mais est difficile à calibrer à partir des données géologiques. Les 2 types de configurations existent dans la nature. Il s'agira, ce n'est pas l'objet de cette thèse, d'utiliser le modèle le plus approprié au contexte connu de genèse des fractures dans le champs étudié (plusieurs évènements etc...). La loi de longueur est honorée si l'on compte la longueur effective de la fracture et non la longueur tronquée des fractures dans la zone d'observation. C'est la variance des résultats pour chacune des réalisations qui permet de dire si la géométrie est représentative. Faute d'observations précises sur la régionalisation de la densité de fractures, la distribution des centres de fractures est fixée uniforme par cellule pour la suite de notre étude.

Dans le cadre de la simulation des écoulements dans les milieux fracturés, nous supposons que les échanges avec le milieu Matrice ne modifie pas significativement les écoulements dans la fracture, le fluide circule plus facilement de fractures en fractures. Les fractures peuvent parfois apparaître isolées, mais sont en général groupées en réseau dont la géométrie dépend des directions principales de la déformation. Pour cette raison, seules les fractures connectées entre elles et connectées à des conditions aux limites seront le lieu d'un écoulement significatif. Ainsi, pour limiter la surface des fractures à mailler, on détermine d'abord un réseau dit "utile" à partir des conditions aux limites et du DFN en ôtant les autres fractures du modèle (Sahimi, 2012). En fonction du problème simulé, le réseau utile sera défini comme l'ensemble des fractures appartenant à un amas connecté à n conditions aux limites. Les amas de fractures isolés pourront eux être homogénéisés dans les propriétés du milieu matrice.

3.5.1 Essais hydrauliques

Le but des essais hydrauliques est de calibrer le modèle à partir de l'écoulement réel de fluides réalisé au sein du réservoir pendant une période courte comparée à la vie du réservoir. On les distingue selon leur mode opératoire : les tests de puits par injection ou production de fluide mesurent les variations de pression aux puits (en condition fond ou en surface) et font apparaître une perméabilité hydraulique moyenne, une capacité de stockage et la compressibilité du milieu

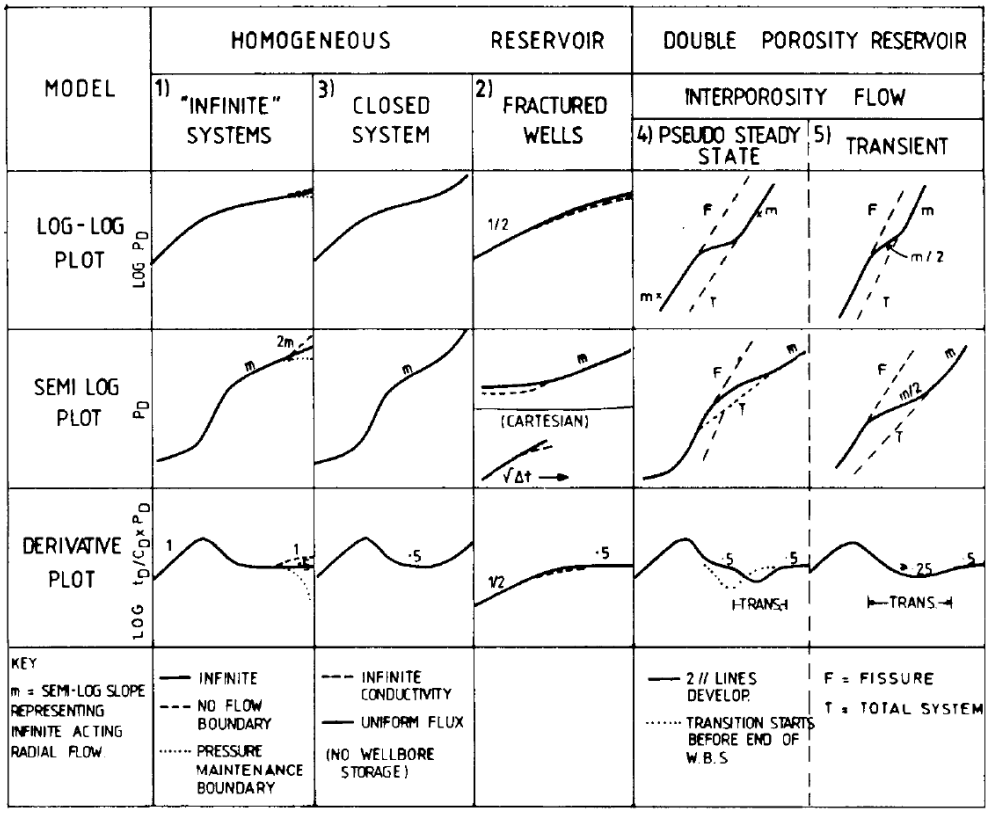


FIGURE 3.5.2 – Signatures caractéristiques des réservoirs pendant un test hydraulique d'après Clark and Van Golf-Racht (1984)

s'ils sont suffisamment longs. Les tests de traceurs ou d'interférences par injection d'un soluté mesurent dans le temps et l'espace les variations en chaque point d'observation pour estimer la connectivité globale du milieu ainsi que ses propriétés de transport.

Un essai hydraulique fait d'abord intervenir le champ proche du point d'injection ou de soutirage puis le champ lointain. Il apporte une information sur la position et l'activité hydraulique des fractures qui intersectent la zone testée, puis sur la connectivité hydraulique du réseau et la perméabilité globale du champ lointain. Ils rendent compte du comportement moyen d'une zone et donnent donc indirectement des informations sur les paramètres géométriques comme la taille moyenne des fractures, auxquelles on ne pouvait pas accéder directement. Ces essais peuvent être exploités non seulement pour la détermination des paramètres hydrauliques, mais également pour tout ce qu'ils apportent concernant la géométrie et la topologie du réseau de fractures (Bourdet et al., 1989; Da Prat, 1990; Bourdarot, 1998). Ainsi, un débitmètre mesure les flux le long du forage et permet de délimiter des zones plus ou moins conductives de fluide voire les propriétés hydrauliques des différentes familles de fractures. Une arrivée nette de fluide y indique la présence d'une fracture ouverte. Son emploi n'est pas systématique mais vient en complément de l'imagerie pour valider l'interprétation initiale et fournir un ordre de grandeur de la perméabilité de la fracture transversale au forage par rapport à la matrice (Paillet et al., 1987; Delorme et al., 2006; Mourzenko et al., 2011c). Les tests de puits, plus usités, traduisent la réponse macroscopique du réservoir à une stimulation rapide en débit. On emploie, en première approximation les solutions analytiques pour déterminer les propriétés macroscopiques caractéristiques du milieu fracturé au voisinage du puits. Ainsi, à partir de l'équation adimensionnée 2.3.11, on cherche un triplet de paramètres K, λ, ω qui approche au mieux la solution du système. L'écart par rapport à la solution théorique en milieu infini permet de localiser des barrières à flux nul par exemple. La théorie de superposition s'appliquant, on peut en effet dériver beaucoup de solutions (Cinco-Ley et al., 1985).

La formulation du modèle de simulation hydrogéologique est itérative. Si l'hétérogénéité réelle n'est pas correctement représentée dès le début, l'étude peut mener à un échec (Carrera et al., 1993; Oreskes et al., 1994; Refsgaard, 1997). La méthodologie commence donc par la mise en place d'un modèle statique décrivant les caractéristiques principales du système et procède par étapes séquentielles de collection des données et de synthèse de modèle, de mise à jour et de raffinement des approximations incorporées dans le modèle géologique. En pratique on se donne quelques géométries et lois statistiques pour les conductivités, et on cale ces paramètres par calibration sur des tests hydrodynamiques. Il s'agit alors de développer des méthodes de simulation conditionnelle respectant l'information aux puits et assurant que les fractures recoupées par un forage sont suffisamment prolongées

ou environnées d'autres fractures pour être connectées au réseau actif qui produit telle ou telle signature au puits (Narasimhan, 1982). Ces méthodes d'intégration numériques ne sont pas si courantes à l'heure actuelle en raison de la difficulté à mailler le domaine(Chilès, 2004).

3.5.2 Microsismique

Un certain nombre d'opérateurs ont mis en œuvre avec succès des études sismiques passives pour traiter des questions spécifiques aux fractures (Sarda et al., 1988; Deflandre and Dubesset, 1992; Nicholson and Wesson, 1992; Warpinski et al., 1997; Phillips et al., 2002; Jupe et al., 2003; Maxwell et al., 2005). Il existe deux méthodes d'acquisition : par triangulation (on considère les temps d'arrivée des ondes aux différents emplacements des capteurs dans les puits d'observation) ou par polarisation (les signaux qui montrent une succession d'onde de compression (P) et d'onde de cisaillement (S) sont géo-localisés). Les amplitudes relatives des ondes P et des ondes S dépendent des mécanismes de déformation et des diagrammes de rayonnement associés si bien qu'on est capable d'estimer le mécanisme au foyer dans certains cas (cisaillement ou compression). Ces mesures de la microsismicité sont essentiellement réalisées pendant l'injection de fluide pour des procédés de récupération secondaire ou pour stimuler la zone et augmenter la perméabilité des fractures. La roche, qui réagit aux tensions et contraintes liées aux changements de pression et aux mouvements dans le réservoir, génère un signal mesurable le long des discontinuités pré-existantes ou sur les fractures induites. Ce signal, post-traité en terme d'évènements microsismiques est alors utilisé pour cartographier la croissance du réseau de fracture in situ fournissant une estimation de la forme géométrique du réseau de fractures. La précision de ces mesures dépend beaucoup de la qualité du dispositif employé (capteurs en surface ou in-situ, distance des puits d'observation etc...) et de la qualité du modèle de vitesse dans le réservoir ainsi que de la connaissance des propriétés mécaniques. On pourra, via un couplage mécanique ajouter cette contrainte à notre fonction objectif pour mieux contraindre notre problème inverse (Section 6.6.2).

3.6 Synthèse, Méthodologie et « Workflow »

L'observation des fractures en forage, en affleurement ou en géophysique permettent une représentation statistique géométrique du réseau de fractures. Les essais hydrauliques viennent compléter les informations statiques et hiérarchisent les divers effets des fractures : on estime les propriétés hydrauliques apparentes de l'écoulement en résolvant des problèmes inverses qui infèrent des propriétés hydrauliques à l'échelle de zones d'intérêt autour du puits (Figure 3.6.1). Cette

approche nécessite un grand nombre de simulations pour réduire les incertitudes et améliorer les prédictions.

La difficulté de l'obtention de données nécessaires pour les approches utilisant des fractures a conduit certains auteurs, pour se libérer de la connaissance précise de la répartition des entités morphologiques conditionnant les écoulements, à l'utilisation immédiate de méthodes de double continuum équivalent pour la modélisation des écoulements dans les réservoirs fracturés. Nous tentons dans cette thèse de réconcilier les 2 approches. Dans les parties suivantes nous nous attachons au transfert des propriétés du modèle géologique (avec ses incertitudes) vers le modèle d'écoulement en veillant à la représentation choisie de la porosité et de la perméabilité pour chacun des domaines (matrice poreuse et réseau de fractures). Pour modéliser les milieux complexes, on simplifie la réalité ; ceci passe d'abord par une simplification du rôle du milieu et ensuite par une homogénéisation des structures géologiques. L'efficacité de ce passage dépend en premier lieu de la qualité des données mesurées par rapport à l'échelle du problème résolu et en second lieu des ressources informatiques disponibles pour les traiter.

Selon l'échelle choisie, les modèles ne sont pas forcément sensibles à tous les détails du milieu, particulièrement dans le cas de réservoirs très hétérogènes à géométrie extrêmement complexe comme les réservoirs fracturés. Pour tenir compte partiellement des différents temps de relaxations dans les blocs matriciels, dans les fractures et de l'évolution de l'échange matrice-fracture, les modèles à plusieurs porosités $n\phi(1K/nK)$ ont été développés. Ces modèles contiennent l'essentiel de la physique du problème, à savoir que le fluide contenu dans les régions matricielles est transporté aux puits via le réseau fracturé percolant. La connectivité du réseau de fractures est alors une condition nécessaire à l'application d'une approche milieu continu équivalent. Des approches discrètes, reposant sur la représentation explicite de la géométrie du réseau de fractures représentatif, permettent de considérer l'écoulement dans chaque fracture. La géométrie des réseaux est décrite par les distributions statistiques des paramètres géométriques des fractures et les propriétés hydrauliques sont estimées à partir du comportement moyen calculé sur de multiples réalisations. L'inconvénient de cette méthode est que la résolution des écoulements et du transport sur un réseau discret peut être limitée par la taille des systèmes étudiés. L'étude des réservoirs fracturés se faisant généralement dans un *workflow* de caractérisation où la simulation doit pouvoir s'insérer facilement, des méthodes efficaces pour de telles simulations sont encore recherchées.

Pour obtenir un modèle comprenant le moins d'incertitudes possibles et dans le but de limiter le nombre de simulations, nous proposons un *workflow* en deux temps. La première étape, théorique, consiste à relier les propriétés géométriques des réseaux avec les propriétés de connectivité et de perméabilité afin de déterminer des modèles de comportement simplifiés. La deuxième étape consiste à estimer les

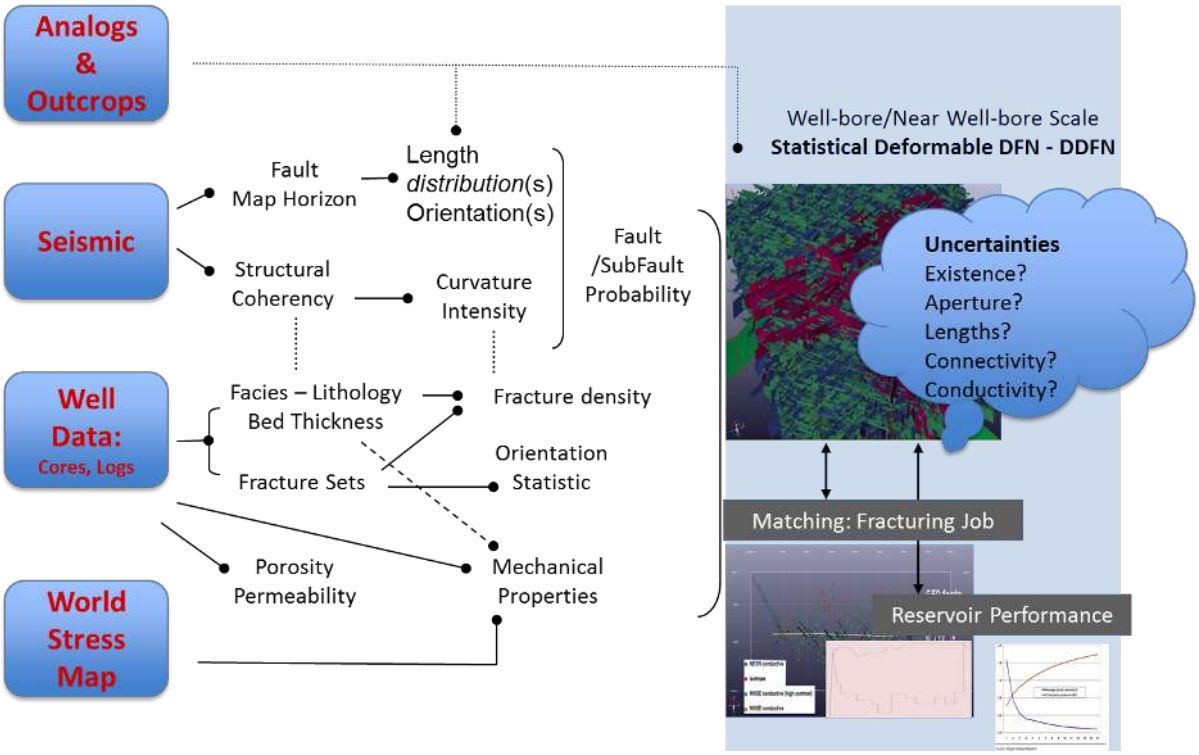


FIGURE 3.6.1 – Lien entre les données d'acquisition et les paramètres qui décrivent le modèle de fractures (Delorme et al., 2013a). Une analyse spécifique est nécessaire pour relier et intégrer chacune des données. Les paramètres du modèle de fracture les plus incertains avant la calibration hydraulique sont souvent l'ouverture, la perméabilité et la longueur des fractures.

paramètres des modèles de fractures en calibrant les propriétés hydrauliques. Notre première tâche consistera à développer des méthodes d'analyse du réseau observé, la spécification de la méthode de discrétisation, la détermination des paramètres du modèle et sa simulation viendront ensuite.

Points clés

Pour améliorer la qualité de prédictions en production, on intègre les données dynamiques (calage de données d'essais hydrauliques) dans un modèle incrémental. Les modèles géologiques proviennent de simulations géostatistiques, pour lesquelles il est nécessaire d'effectuer de nombreuses simulations d'écoulement sur différents modèles équiprobables. Des méthodes efficaces de discrétisation du milieu sont donc nécessaires pour réduire le coût des calculs d'écoulement. Comme les milieux auxquels nous nous intéressons ont à la fois une structure et des propriétés hydrauliques complexes, de part l'hétérogénéité de la perméabilité et la chenalisation des écoulements, nous simulons le test hydraulique sur un réseau s'approchant au mieux de la géologie afin d'en extraire le maximum d'informations et définir des modèles efficaces. La difficulté à ce stade est de représenter suffisamment finement le réseau de fractures et d'avoir une méthode de simulation suffisamment rapide pour effectuer une boucle d'inversion et bien échantillonner l'espace des possibles.

Positionnement

- ❑ La relation entre ouverture et perméabilité de fracture échappe pour l'instant à une modélisation systématique, on utilise la notion de conductivité hydraulique au sein de la fracture.
- ❑ L'évaluation des propriétés du modèle de fractures se fait à l'aide de méthodes statistiques appliquées à des mesures multi-supports (ponctuelles au laboratoire, linéaires par forage, surfaciques par analyse de faciès).
- ❑ On génère des DFNs pour reproduire la structure interne du milieu fracturé.
- ❑ Les informations recueillies pendant les tests de puits permettent de mieux contraindre le modèle de fractures.
- ❑ Une méthode de simulation suffisamment rapide et qui s'applique à un réseau de fractures représenté suffisamment finement est nécessaire pour décrire l'écoulement de l'échelle unité à l'échelle réservoir.

Étapes du *workflow* de caractérisation	Support utilisé pour les simulations	
1. Construction du modèle géologique	Généralement sur une grille de cellules à 8 sommets « Corner Point Grid » décrivant : 1. la géométrie des structures géologiques, 2. la distribution spatiale des faciès pétrophysiques, 3. la distribution des propriétés mécaniques	La variabilité spatiale est le plus souvent attachée aux attributs sismiques (déduits d'une inversion) et chaque propriété est calibrée aux puits via les logs ou les mesures sur carottes.
2. Construction du modèle de fractures	Le plus souvent réseau de fractures discret DFN décrivant : 1. la géométrie des fractures, 2. leur distribution spatiale,	Ces propriétés sont généralement obtenues par des simulations géostatistiques en raison du faible pourcentage de données disponibles sur l'ensemble du réservoir. La variation spatiale est corrélée aux mesures sub-surfaces.
3. Calibration des propriétés hydrauliques via les essais hydrauliques	La plupart du temps, une table de connectivité décrit l'ensemble des transmissivités et nœuds qui sont eux-mêmes reliésaux propriétés hydrauliques des fractures et de la matrice.	La signature double milieu est souvent masquée par les effets opératoires, le manque de temps et l'écart entre la représentation idéale double milieu et la réalité. Cette étape permet toutefois de réduire les incertitudes quant au modèle.
4. Les informations de géométrie et de propriétés doivent ensuite être transmises au simulateur d´écoulement qui effectue les calculs d'écoulement.	On y décrit sur un support le plus souvent CPG : • Les propriétés hydrauliques des fractures et de la matrice.	Ces propriétés sont généralement obtenues par mise à l'échelle et une erreur attachée aux simplifications vient s'ajouter aux incertitudes liées aux données pour les prévisions.

TABLE 3.2 – Étapes principales pour construire le modèle réservoir

Changement d'échelle, connectivité

« Everything should be made as simple as possible, but not simpler. »"

(Albert Einstein)

Chapitre 4

Indice d'interconnectivité Ic_{DFN}, percolation et calcul de propriétés équivalentes

L'exploitation quantitative des données de fracturation à des fins hydrauliques est délicate puisque les données statiques (pour l'essentielle géostatistiques) sont mesurées à des échelles très variables, parcellaires. Toute calibration via des mesures dynamiques nécessite donc des méthodes rapides et efficaces ainsi qu'un plan d'expérience pour intégrer ces données, le plus souvent statistiques. Les réservoirs fissurés constituent un type extrême de réservoirs hétérogènes comportant deux milieux contrastés, un milieu matriciel détenant la plus grande part de l'huile en place et présentant une faible perméabilité, et un milieu de fissure représentant peu du volume des fluides en place et hautement conducteur. Malheureusement, une image en 3D du réservoir fissuré ne peut le plus souvent pas être utilisée directement comme donnée d'entrée de simulation de réservoir et l'ingénieur de réservoir a l'habitude de décrire le milieu fracture à l'aide de propriétés moyennes équivalentes. Pour en tenir compte, des modèles à plusieurs porosités ont été mis en place (Barenblatt et al., 1960; Warren et al., 1963; Kazemi et al., 1969; Pruess and Karasaki, 1982). Puisque le milieu fissuré est lui-même complexe, avec différents ensembles de fissures caractérisés par leur densité, longueur, orientation, inclinaison et ouverture respectives, l'une des difficultés est de doter ce modèle de base de paramètres en vue d'obtenir des prédictions d'écoulement fiables. En particulier, les propriétés pétrophysiques de base des fissures et des matrices, ainsi que la taille des blocs matriciels, doivent être connues pour chaque cellule du simulateur d'écoulement. Alors que la perméabilité matricielle peut être évaluée à partir de carottes, la perméabilité du réseau de fissures contenu dans la cellule, c'est-à-dire la perméabilité de fissure équivalente, ne peut pas être évaluée simple-

ment et nécessite la prise en compte de la géométrie et des propriétés hydrauliques du réseau de fissures.

Ce chapitre concerne l'établissement de critères a priori, pour le choix d'un mode de description des caractéristiques régionales utiles aux simulations à l'échelle du champ. Nous supposons que le réseau est, soit déterministe avec des incertitudes autour de la géométrie soit, ce qui est le plus courant, un réseau stochastique reconstruit selon les observations de terrain (et donc incertain).

Les fractures sont considérées comme des hétérogénéités convexes bidimensionnelles planes, orientées et situées dans l'espace selon des lois de distribution de probabilité et une densité uniforme par maille. La densité uniforme par maille implique que l'on peut utiliser un processus poissonien pour générer les centres de fractures. Le développement d'un ensemble d'outils numériques a été nécessaire pour les études susmentionnées. Le premier et le plus original, le maillage SLM3D, fera l'objet d'une description détaillée dans la partie suivante 6. Cet outil numérique peut être utilisé pour la simulation directe de problèmes d'écoulements spécifiques sur un réseau réel entièrement caractérisé ou peut être appliqué à des fins de changement d'échelle comme ce sera le cas dans ce chapitre. Il s'agit d'un enjeu important dans des applications où le coût du calcul doit être minimisé sans sacrifier outre mesure la précision. L'originalité de la méthode développée repose sur une analyse des relations qui existent entre la fracturation, la percolation du réseau et sa perméabilité. On recherche, selon l'échelle et les mesures, une approximation efficace (justifiable et rapidement estimable) pour décrire la structure géométrique du réseau.

La percolation, introduite par Broadbent and Hammersley (1957) pour décrire les caractéristiques des milieux aléatoires (son origine latine « percolatio » signifie filtration) permet ce type d'études. On y réalise la mise en relation d'un phénomène qui émerge à une échelle macroscopique, par l'intermédiaire de règles de communication entre éléments qui se connectent à une échelle inférieure. Certaines contraintes doivent être vérifiées pour que ce concept s'applique :

1. Le phénomène étudié doit prendre place dans un espace contenant un grand nombre d'éléments,
2. La relation entre les éléments doit reposer sur un aspect local,
3. Cette relation entre les éléments doit avoir un caractère aléatoire.

Dans une roche peu perméable, les écoulements n'ont lieu que si les fractures conductrices de fluide sont suffisamment connectées. L'organisation ou structure géométrique de ces fractures permet de faire émerger, via la création de chenaux, une perméabilité à l'échelle supérieure. Ce type de réservoirs associé à la problématique d'estimation des perméabilités équivalentes a donc suscité une part du vaste intérêt pour la théorie de la percolation (Dullien, 1979; Sahimi and Arbabi, 1992; Berkowitz and Ewing, 1998; Adler and Thovert, 1999b; Hunt, 2005). L'objectif

pour certains (Nolte et al., 1989; De Dreuzy, 1999; Mourzenko et al., 2005) est d'utiliser la nature statistique fractale des réseaux de fractures afin d'« unifier » les différentes échelles du milieu hétérogène. De cette façon, les propriétés qui deviennent indépendantes de l'échelle, peuvent être appliquées à l'échelle du pore, de la carotte et du terrain (Berkowitz, 1995). Dans cette partie, nous étudions le problème plus simple de la connectivité des fractures et son rapport à la perméabilité, elle s'organise comme suit. Nous rappellerons d'abord quelques définitions et concepts importants de la percolation, puis des résultats antérieurs (essentiellement 2D) sont brièvement évoqués et commentés pour illustrer la méthode. Enfin, un modèle heuristique 3D, assez général pour le calcul analytique de perméabilité est formulé : il est conforme aux comportements asymptotiques mesurés pour des densités de fractures élevées et correspond assez bien aux mesures numériques sur l'ensemble de la gamme de densités rencontrées. Les exemples présentés ici sont des extraits des calculs réalisés. Ils correspondent à des cas pour lesquels nous disposions de solutions tiers (autre méthode ou publications), facilitant ainsi la discussion et les comparaisons.

4.1 Nomenclature utilisée dans le chapitre

Symbole	Définition
$\langle A \rangle$,	aire moyenne d'un objet
$A_{excli,j}$	surface exclue entre 2 objets i, j
α_{cor}	facteur correctif appliqué au nombre d'intersections pour tenir compte de l'effet de tailles finies.
β_{12}	est l'angle entre les 2 fractures (et donc entre les 2 normales).
C_v	coefficient de variabilité pour n calculs de perméabilité dans les directions $\vec{u}_i$.
C_i	classe de fractures i : ensemble de fractures de même forme, même taille et même normale $\vec{n}_i$
c_f	conductivité de la fracture F_f : terme décrivant la propension d'une fracture à laisser circuler le fluide. La conductivité dépend du remplissage, de la tortuosité, de l'ouverture de la fracture...
d_{10}	nombre de fractures par unité de longueur
d_{20}	nombre de fractures par unité de surface

Symbole	Définition
d_{21}	longueur cumulée de fracture par unité de surface, suffixée d'un indice correspondant au numéro de la famille de fracture
d_{32}	surface cumulée de fracture par unité de volume, suffixée d'un indice correspondant au numéro de la famille de fracture
ΔP_j	différence de potentiels dans la direction j
$DDOF$	indice de connectivité selon Li and Zhang (2011)
e_f	ouverture moyenne de la fracture F_f
F_i	fracture i
Ic_{DFN}	Indice d'interconnectivité du DFN, correspondant au nombre moyen d'intersections par fractures.
Ic^i_{DFN}	Indice d'interconnectivité du d'un ensemble i de fractures au sein du DFN.
K_{ij}	composante de la ième ligne et jième colonne du tenseur de perméabilité
$k_{1...3}$	perméabilités principales.
$\langle K_{3D} \rangle$	moyenne arithmétique des termes de la trace du tenseur de perméabilité
$\langle l \rangle$	longueur moyenne de fractures
μ	viscosité du fluide
nI_{ij}	nombre d'intersections entre 2 classes de fractures C_i et C_j
$\vec{n}_i$	normale au plan de l'objet i
$nb_{paramètre}$	nombre d'objets correspondant à paramètre
$\bar{\bar{N}}_F$	tenseur de projection sur un plan de normale $\vec{n}_f$
$\overrightarrow{\nabla} P$	gradient de pression global moyen
$\overrightarrow{\nabla} p$	gradient de pression local
$\langle P \rangle$	périmètre moyen d'un objet
p_c	paramètre critique de percolation
$\vec{Q}$	flux moyen
$\vec{Q}_i$	flux moyen à travers la face de normale $\vec{n}_i$
$\rho(paramètre)$	densité de propabilité du paramètre
$\vec{v}$	vitesse du fluide
$V_{excli,j}$	volume exclu entre 2 objets i,j

TABLE 4.1 – nomenclature du chapitre

4.2 Définitions

Il convient d'abord de se donner quelques définitions.

Densité de fracture

La quantité de fractures dans le réservoir est décrite par la densité qui peut être exprimée sous plusieurs formes :

- nombre de fractures par unité de longueur (d_{10}), cette notion suppose que l'orientation de la ligne d'échantillonnage est connue (par exemple un puits)
- nombre de fractures par unité de surfaces (d_{20}), cette notion suppose que l'orientation de la surface d'échantillonnage est connue (par exemple un affleurement)
- nombre de fractures par unité de volumes (d_{30}), cette mesure n'est que très rarement utilisée (scanner) car elle implique un biais (voir plus bas)
- longueur cumulée de fracture par unité de surface (d_{21}), cette notion suppose que l'orientation de la surface d'échantillonnage est connue (par exemple un affleurement)
- surface cumulée de fracture par unité de volume (d_{32}),

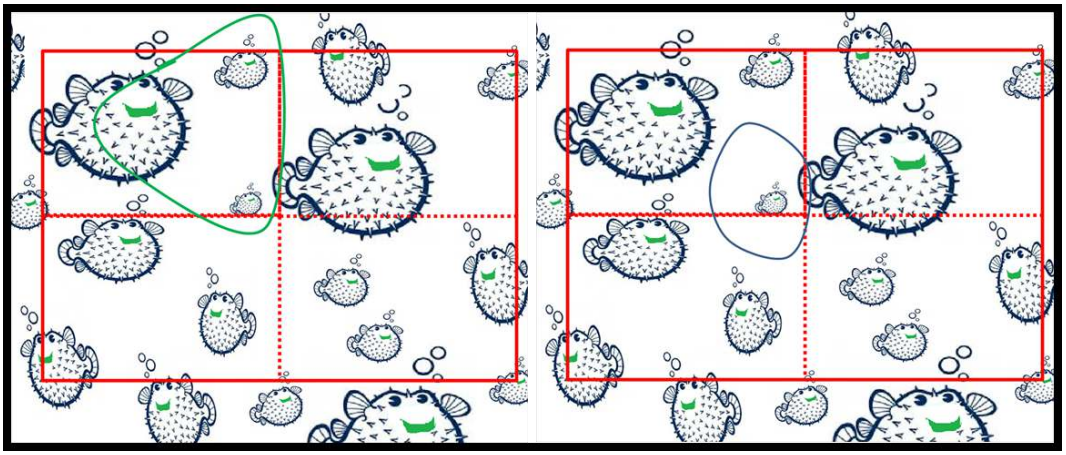


FIGURE 4.2.1 – Biais pour dénombrer le nombre d'éléments présents dans un échantillon : selon le critère pour dénombrer le nombre de diodons dans l'échantillon rectangulaire en haut à gauche, on peut en dénombrer 3 (si on s'attache au nombre de bouches) ou 1 (si on compte le nombre de diodons entiers avec les bulles) .

Il est important de noter qu'il existe un biais (Mauldon et al., 2001) pour dénombrer le nombre de fractures (d_{20}, d_{30}) dans un échantillon dont la taille n'est

pas infiniment grande devant celle des objets observés. Ainsi, la notion d'entièreté et un simple dénombrement sur une zone finie peuvent engendrer des erreurs. Par exemple (Figure 4.2.1), on peut compter 1 à 3 diodons selon la convention de dénombrement dans la zone échantillonnée (pointillés en haut à gauche). Pour la suite, nous préfèrerons donc travailler avec des densités d_{21} pour les problématiques 2D et d_{32} en 3D puisque seules les proportions sont utilisées dans ces cas.

Dans les différentes relations entre ces quantités, interviennent les distributions d'orientation et de forme, pourtant mal connues. Il est très courant d'employer l'hypothèse que les fractures sont de même forme, aux centres équi-répartis sur une même zone et orientées isotropiquement. Ces 3 hypothèses (Adler et al., 2011) permettent les formulations analytiques utilisées dans les analyses stéréologiques. Un certain nombre de ces relations (tableau (4.2)) sont très utiles puisqu'elles relient les paramètres géométriques 3D aux mesures de terrains qui sont, nous le rappelons, une densité linéique d_{10} et une distribution d'orientations quand il s'agit d'un log de puits ; ou d'une densité surfacique d_{21}, une distribution d'orientations et une loi de longueur (même partielle) quand il s'agit d'un affleurement et une surface de fracture, 1 normale, un pitch et une densité d_{32} en 3D.

Seuil de percolation

La connectivité (ou connexité) du domaine traduit le degré de liaison des fractures entre elles. En admettant que chaque fracture étudiée est conductrice (les autres n'entrent pas dans le calcul), la théorie de la percolation établit l'existence d'une transition brutale (seuil de percolation) durant laquelle un groupe d'éléments connectés les uns aux autres (amas) apparaît et se développe jusqu'à avoir une taille infinie. Le réseau est l'ensemble des entités nommées sites qui sont fortement ou faiblement connectés via des connexions appelées liens. Les nœuds et les liens peuvent être du même type ou varier en fonction de leurs spécificités. On dit qu'il y a percolation lorsqu'il existe un chemin continu de liens passant par des sites reliant les limites du domaine (qui peuvent être éventuellement à l'infini). Dans notre cas, les fractures sont les liens entre les sites. Les sites étant, quant à eux, les intersections entre fractures. Nous étudions l'organisation géométrique de ces sites au travers de leurs propriétés statistiques. Pour ce faire, on introduit un paramètre géométrique p déduit d'une mesure moyenne des propriétés du système étudié. Ce p a été le plus souvent associé à la densité d_{30} des éléments considérés. Différents régimes sont définis en fonction des valeurs du paramètre p et d'un paramètre critique p_c, également appelé seuil de percolation (Stauffer and Aharony, 1991) :

1. Le régime sous-critique $p < p_c$: Dans ce régime, le processus de percolation avorte. Il n'existe pas d'amas infini au sein du réseau et le système n'est globalement pas connecté. Il est constitué d'éléments impasses (amas esseulés),

	cas 3D isotrope	Cas 3D anisotrope	sub-vertical isotrope	sub-vertical anisotrope
$nb_{intersections}$ moyen dans une direction $\langle \vec{u}_i \rangle$	$0.5 d_{30} \langle A \rangle$	$d_{30} \langle A \lvert \vec{p}.\vec{n_i} \rvert \rangle$	$\frac{2}{\pi} d_{30} \langle A \rangle$	$d_{30} \langle A \lvert \vec{p}.\vec{n_i} \rvert \rangle$
$nb_{fractures}$ par unité de surface d_{20}	$0.25 d_{30} \langle P \rangle$	$\frac{d_{30}}{\pi} \langle \lvert \sin\alpha \rvert P \rangle$	$\frac{d_{30}}{\pi} \langle P \rangle$	$\frac{d_{30}}{\pi} \langle P \rangle$
longueur moyenne de fractures $\langle l \rangle$	$\pi \frac{\langle A \rangle}{\langle P \rangle}$	$\pi \frac{\langle \lvert \sin\alpha \rvert A \rangle}{\langle \lvert \sin\alpha \rvert P \rangle}$	$\pi \frac{\langle A \rangle}{\langle P \rangle}$	$\pi \frac{\langle A \rangle}{\langle P \rangle}$
longueur cumulée de fractures par unité de surface d_{21}	$0.25 \pi d_{30} \langle A \rangle$	$d_{30} \langle A \lvert \sin\alpha \rvert \rangle$	$d_{30} \langle A \rangle$	$d_{30} \langle A \rangle$
$nb_{intersections}$ par fractures par unité de surface $\sum_p$	$\frac{\pi d_{30}^2}{16} \langle A \rangle^2$	$0.5 d_{30}^2 \langle A_1 A_1 \lvert \vec{n}_{\Pi}.(\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2) \rvert \rangle$ (*)	$\frac{1}{\pi} d_{30}^2 \langle A \rangle^2$	$\frac{d_{30}^2}{2} \langle A_1 A_2 \lvert \sin\beta_{12} \rvert \rangle^2$

TABLE 4.2 – Relations stéréologiques à partir d'observations réalisées dans un plan Π, sous l'hypothèse que la densité d_{30} des objets est uniforme (Adler et al. (2009, 2011), p52). Les objets ont une aire égale à $\langle A \rangle$, un périmètre égal à $\langle P \rangle$. α est l'angle entre la normale $\vec{n}_{\Pi}$ du plan Π, et la normale moyenne des objets. $\vec{p}$ est la trace dans le plan d'observation Π et β_{12} est l'angle entre les 2 fractures. (*) est une généralisation des formules isotropes mais ne s'applique pas à tous les réseaux anisotropes.

où le fluide tend à stagner et non à s'écouler. La taille du plus grand amas est alors appelée longueur de corrélation.

2. Le régime sur-critique $p > p_c$: Dans la phase sur-critique, il existe une unique composante infinie de points connectés les uns aux autres et rencontrant tout l'espace. Les amas finis y sont généralement en nombre très limité.

En dessous du seuil, le réseau n'est, à grande échelle, pas perméable, et la recherche d'une perméabilité équivalente à une échelle largement supérieure y est dépourvue de sens. Au dessus du seuil, et plus on s'en éloigne, le réseau devient perméable et de plus en plus assimilable à un milieu continu équivalent (on parle "d'écoulement généralisé"). Établir la situation d'un réseau de fractures par rapport au seuil de percolation est un préalable souhaitable avant d'y étudier la perméabilité (Beucher and De Marsily, 1985).

L'objectif de ces études est de trouver des lois « universelles » reliant les paramètres macroscopiques M (dont la perméabilité, la longueur du plus grand amas ...) à la distance au seuil de percolation par une relation en loi puissance :

$$M \propto (p - p_c)^{\alpha} \tag{4.2.1}$$

La théorie de la percolation, d'abord exprimée dans des sous-systèmes euclidiens discrets (lattices) de rang fini, dont par exemple nous connaissons le nombre de voisins (nombre de coordination Z), a été étendue aux systèmes continus par Scher and Zallen (1970) et formalisée dans (Drory, 1996a,b; Drory et al., 1997). Plusieurs études de connectivité ont été réalisées depuis, d'abord en dimension 2 puis 3 moyennant quelques hypothèses sur les distributions et les formes des fractures (Garboczi et al., 1995; Gur et al., 1985; Charlaix et al., 1984). Quelques valeurs de seuils sont publiées (exprimées par rapport à la densité d_{30} de fractures) et rappelées dans Adler and Thovert (1999a); Adler et al. (2011) (tableau 4.3). Les seuils de percolation semblent plutôt dépendre des spécificités des lois de distribution employées.

Il faut souligner que les études mentionnées traitent les caractéristiques de percolation et de transport pour des réseaux de formes géométriques généralement considérées semblables et isotropes en orientations. Les études de réseaux de fractures plus réalistes (directionnels) existent mais sont plus rares.

Perméabilité

Nous rappelons en préambule la loi de Darcy utilisée pour passer de l'échelle de la fracture à l'échelle de la maille réservoir. Elle s'applique aux écoulements monophasiques de fluides de viscosité μ, de type newtonien, laminaires, incompressibles, dans un milieu poreux continu et homogène. La perméabilité relie donc 2 grandeurs macroscopiques moyennes $\vec{Q}$ et $\vec{\nabla} P$ par une relation linéaire :

Forme des objets	dimension	nombre critique de liens par objet
segments orthogonaux	2	3.2
segments aléatoires	2	3.6
disques parallèles	2	4.5
tiges orthogonales	3	0.7
tiges aléatoires	3	1.4
cubes aléatoires	3	2.46
sphères	3	2.80

TABLE 4.3 – Quelques valeurs de seuils de percolation d'après Adler et al. (2011)

$$\begin{aligned} \vec{Q} &= -\frac{\bar{\bar{K}}}{\mu}.\vec{\nabla}P \\ \vec{Q} &= \frac{1}{V}\iiint \vec{q}(\vec{OM})d\Omega \\ \vec{\nabla P} &= \frac{1}{V}\iiint \vec{\nabla}p(\vec{OM})d\Omega \end{aligned} \tag{4.2.2}$$

En 3D elle s'exprime sous la forme d'un tenseur à 9 composantes, en théorie symétrique si le Volume Élémentaire Représentatif est atteint (VER). Elle est alors diagonalisable. Ses vecteurs propres sont appelés perméabilités principales $(k_1\,, k_2\,, k_3)$ à ne pas confondre avec les perméabiltés directionnelles exprimées dans une base (Par exemple dans la base orthonormée $(\vec{x}, \vec{y}, \vec{z})$, K_{xy} correspond à la relation entre le flux Q_y à travers les faces de normale $\vec{y}$ lorsqu'on impose un gradient $\vec{\nabla P}$ selon la direction $\vec{x}$). Par abus, les perméabilités sont souvent exprimées par 3 composantes dans le sens du maillage K_x,K_y,K_z, ce qui peut avoir d'importants effets si le milieu est anisotrope (comme c'est le cas en milieux fracturés).

4.3 Mise à l'échelle : calcul du tenseur de perméabilité équivalente

Considérons un corps perméable hétérogène occupant un domaine Ω dans l'espace. Ce corps est le siège d'un écoulement de fluide sous l'effet de pressions ou de flux imposés sur son contour $d\Omega$. En tout point de Ω, caractérisé par son vecteur position $\vec{OM}$, l'écoulement a lieu suivant la loi de Darcy (équation 4.2.2).

L'équation de conservation de la masse en régime permanent s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \forall M \quad &\subset \quad \Omega \ div(\vec{Q}) = 0 \\ \vec{Q} \quad &= \quad -\frac{\bar{\bar{K}}}{\mu}.\vec{\nabla}P \end{aligned} \tag{4.3.1}$$

Les champs locaux $\overrightarrow{p}$ et $\overrightarrow{q}$, solutions du problème d'écoulement, doivent vérifier ces deux équations et les conditions aux limites de flux ou de pression sur $d\Omega$.

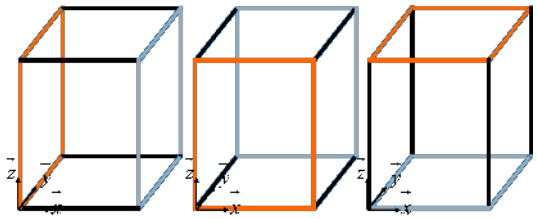
4.3.1 Méthodes numériques

Une méthode qui s'applique à tout type de réseaux nous servira de référence (paragraphe (4.3.1)) puisqu'elle permet de simuler les écoulements à grande échelle des réservoirs fracturés. Elle consiste à simuler l'écoulement permanent sur un réseau de fractures représentatif (DFN) dans une maille réservoir, et à trouver le tenseur $\bar{\bar{K}}$ reliant $\vec{Q}$ à $\vec{\nabla}P$ par inversions successives de systèmes linéaires. Selon l'échelle (maille ou VER) à laquelle ces calculs sont effectués on parle de perméabilité effective ou de perméabilité équivalente : il existe en effet un seuil théorique à partir duquel la perméabilité est stationnaire en fonction de la taille de l'espace échantillonné et des conditions aux limites associées (Long et al., 1982; Caillabet et al., 2000). En pratique les mailles de calcul pour la simulation réservoir ne respectent pas forcément ce critère. Dans ce cas on effectue des calculs de paramètres effectifs : on s'assure que les flux sont conservés pour une condition aux limites en pression donnée. Le système linéaire discret associé à chaque fracture du réseau est déterminé et bien posé via les conditions de fermeture auxquelles il faut porter attention. Connaissant le gradient de pression macroscopique imposé à la maille, la conservation du flux calculé sur chacune des faces de l'échantillon après simulation permet d'identifier chaque terme du tenseur de perméabilité équivalente. La matrice résolue dans le système global est creuse, symétrique, définie et positive.

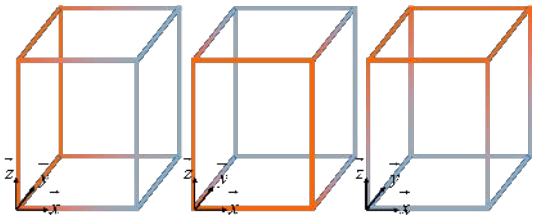
L'expression des transmissivités dépend des méthodes de maillage employées et quelques écarts sont attendus. Pour améliorer les performances numériques, un juste équilibre doit être trouvé entre le nombre de mailles nécessaires à la précision de la méthode, le nombre total de fractures testées pour une bonne représentativité statistique de l'échantillon, et le respect de la limite numérique imposée par l'ordinateur.

Si les conditions aux limites peuvent être de tout type, quatre grandes familles de conditions se dégagent par leur fréquence d'utilisation : perméamètre, pressions linéaires, conditions périodiques et pressions à l'infini (Figure 4.3.1) .

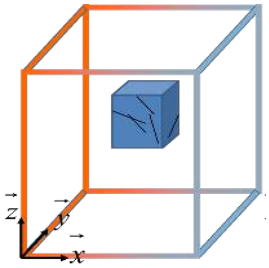
Les conditions perméamètres délivrent un tenseur diagonal adapté aux schémas à 2 points des simulateurs de réservoir et sont pour cette raison beaucoup employées. Pourtant, Pouya and Courtois (2002) montrent que, sous ces conditions,



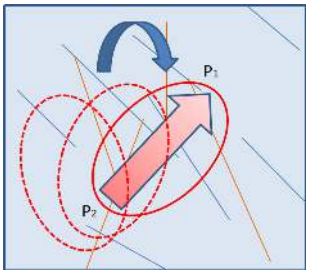
(a) Conditions aux limites de type Perméamètre, imposées aux faces dans les 3 directions x,y,z. La valeur rouge correspond aux pressions les plus fortes et la valeur bleue aux pressions les plus faibles. Les flux sont supposés nuls sur chacune des faces avec des arêtes noires.



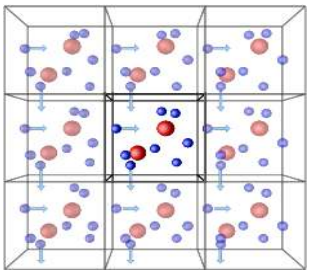
(b) Conditions aux limites de type Pression linéaire imposées aux faces dans les 3 directions x,y,z. La valeur rouge correspond aux pressions les plus fortes et la valeur bleue aux pressions les plus faibles. Les flux sont libres sur chacune des faces.



(c) Pressions à l'infini : seul l'amas infini est finalement soumis aux conditions aux limites.



(d) Cas plus rare : perméamètre directionnel : on réalise n simulations par rotation d'une fenêtre glissante à laquelle on impose des conditions du type perméamètre



(e) Représentation schématique du principe des conditions aux limites périodiques : une particule qui sort de la boite de simulation par une face donnée est réintroduite dans la boite par l'extrémité opposée

FIGURE 4.3.1 – Conditions aux limites imposées le plus fréquemment pour estimer numériquement un tenseur de perméabilités

contrairement à ce qui est fait en pratique, la moyenne volumique du gradient de pression ne peut être déduite des seules valeurs de la pression sur les bords à pression imposée (Green-Ostrogradsky Équation A.1.3). Les conditions périodiques (Mourzenko et al., 2011a) sont plutôt utilisées dans les milieux matriciels hétérogènes. Le système est supposé invariant par translation et ces conditions peuvent changer la connectivité et la représentativité des fractures. Dans de plus rares cas, par la méthode du perméamètre directionnel (Figure 4.3.1d), le flux à travers le volume de contrôle est estimé pour un nombre élevé de gradients de pressions imposés selon des angles variables. On déduit un ensemble de perméabilités directionnelles k_i. La théorie impose que si les résultats convergent vers une ellipse de perméabilité, le problème est bien posé et le VER est atteint (Long et al., 1982; Guerin and Billaux, 1994; Pouya and Courtois, 2002). Associée au calcul d'un coefficient de variabilité C_v pour n calculs dans les directions $\vec{u}_i$, cette méthode permet de juger de la validité du tenseur $\bar{\bar{K}}$calculé (meilleur tenseur représentant l'ellipsoïde) : $C_v = \frac{\sum_{i=1...n}\left(\bar{\bar{K}}.\vec{u}_i - ki\right)^2}{n.((k_1+k_2+k_3)/3)^2}$ avec $k_{1,2,3}$ les perméabilités principales. Nous préférons pour notre part, vérifier que le résultat est quasiment invariant en fonction de la taille de la zone de calculs pour nous assurer que le VER est atteint et nous appliquerons la plupart du temps les conditions pression linéaire où le gradient de pression moyen dans une maille est égal au gradient de pression imposé sur les faces. Le tenseur calculé après la résolution des 3 systèmes linéaires est constitué de 9 composantes, mais n'est pas forcément symétrique : au delà du VER il l'est. Rigoureusement, il faudrait imposer un gradient de pression à l'infini (Holden and Lia, 1992; Bauer et al., 2008). Le flux moyen et le gradient de pression moyen étant ensuite calculés sur une fenêtre d'intérêt (glissante) plus petite. Cette méthode qui a l'avantage de reproduire les conditions de réservoir, est flexible pour déterminer une taille de fenêtre en accord avec le VER mais a un coût de calcul très important (le nombre d'hétérogénéités, d'autant plus en 3D est considérable) et n'est pour cette raison pas très fréquemment employée. Les essais réalisés avec notre méthode de discrétisation n'ont pas été concluants, pour estimer les flux au travers des fenêtres glissantes, notre maillage impose d'ajouter des noeuds qui modifient la solution.

Ce n'est que récemment que les calculs de perméabilités équivalentes discrètes en 3D, prenant en compte la géométrie réelle du réseau de fractures ont abouti. Les phases de calcul et de simulation numérique s'avèrent en effet très coûteuses à cette échelle. La taille limite, informatiquement parlant (coût mémoire et temps de calculs), pour simuler les écoulements sur un DFN était par le passé bien souvent atteinte avant que l'on puisse s'assurer que le VER soit atteint (Long et al., 1982; Long and Billaux, 1987). L'un des intérêts de ce chapitre est de présenter les propriétés macroscopiques obtenues et de les étudier systématiquement comme des fonctions des paramètres définissant le réseau.

Méthode employée (SLM3D)

Nous décrivons d'abord la méthode utilisée. Elle se décompose en 3 étapes (Figure 4.3.2) :

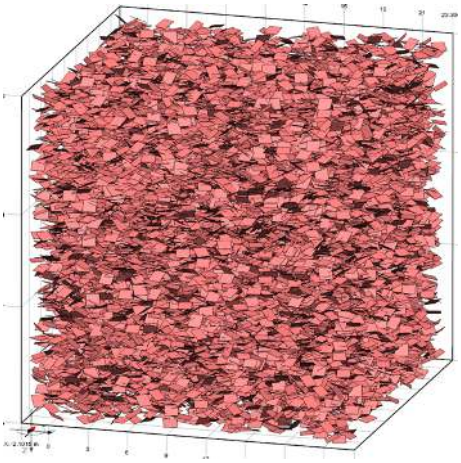
1 Génération du DFN

Les fractures sont décrites par des lois de distribution de longueur et par une densité (d_{21} en 2D et d_{32} en 3D). Honorer à la fois la distribution de longueurs et la surface cumulée de fractures dans la maille n'est pas possible. Pour respecter au mieux la densité et la distribution de longueurs, les fenêtres de calcul employées par la suite sont des extractions de la zone sur laquelle sont générées les propriétés. De cette façon, la densité (d_{21} ou d_{32}) sur la zone de calculs (plus petite que la zone de génération) est supposée être honorée puisque statistiquement, la longueur cumulée de fractures tronquées aux bords est compensée de part et d'autre des frontières par les fractures générées à l'extérieur (Figure 4.3.3). Pour valider notre méthode, nous générons le réseau à une échelle macroscopique très supérieure à celle de la zone de calculs.

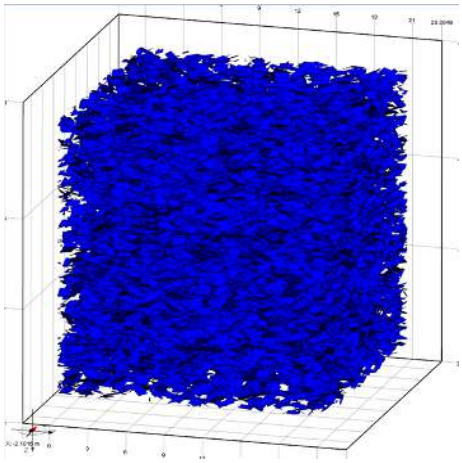
2 Maillage du DFN et constitution du système linéaire permanent à résoudre

Le réseau de fractures est ensuite discrétisé sous la forme d'une série de nb_{noeuds} nœuds, chaque nœud étant placé au centre des segments d'intersection entre deux Fractures F_i, F_j (Chapitre 6). Le problème consiste donc à trouver la distribution des débits dans le réseau pour les conditions pressions fixes imposées. Des conditions limites perméamètre ne donnent pas accès aux termes non diagonaux du tenseur de perméabilité équivalente, alors que des potentiels (ou des pressions) à variation linéaire sur les faces latérales permettent d'imposer la direction du gradient au sein du milieu anisotrope et d'estimer directement les termes de perméabilité non diagonaux des débits latéraux. Sur deux faces opposées la pression est constante et les pressions varient de manière linéaire sur les quatre faces latérales (entre les valeurs imposées sur les deux autres faces), ceci successivement dans 3 directions orthogonales. Les nœuds de fissures n'appartenant pas au réseau utile (nœuds isolés ou groupes de nœuds sans lien avec l'une des limites latérales du volume 3D étudié) ne contribuent pas au transport du fluide et peuvent entraver les procédures de résolution mises en œuvre pour déterminer les pressions aux nœuds lors d'un écoulement en régime stable à travers le réseau. On applique donc au DFN une procédure de tri en vue de les éliminer.

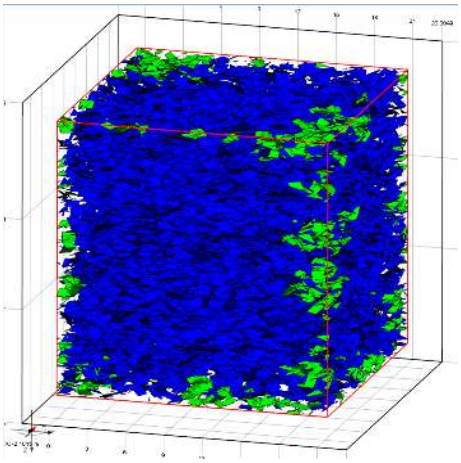
Une fois le réseau discrétisé, un écoulement monophasique incompressible à travers le réseau de fractures peut être simulé en résolvant un système de N équations 4.3.1. Chaque équation exprime le fait que le débit total est nul à chaque nœud de fissure. Le flux qui s'établit entre chaque face des nœuds i et j s'exprime à l'aide



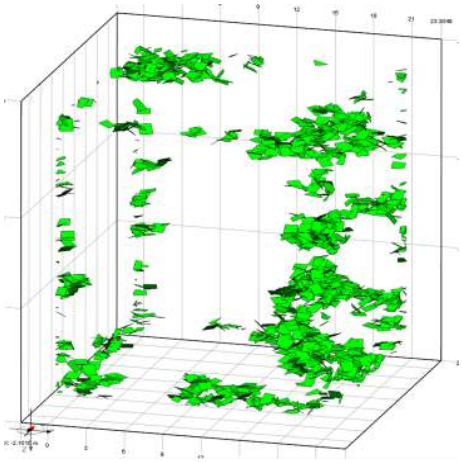
(a) Le DFN est d'abord généré dans un volume plus grand que la fenêtre de calcul.



(b) Les fractures du DFN sont découpées par rapport à la boite de calcul, on ne garde que les portions intérieures (bleu) : la distribution des tailles n'est plus respectée.

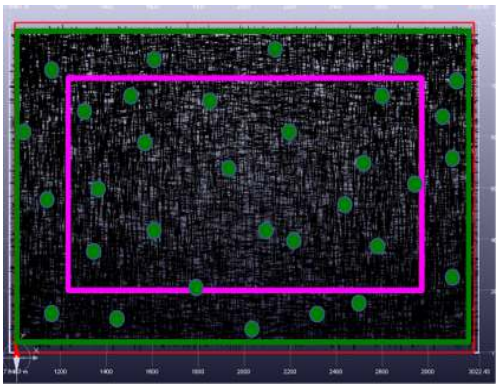


(c) On identifie les amas connectés (en vert) aux conditions aux limites (faces de la fenêtre de calcul).

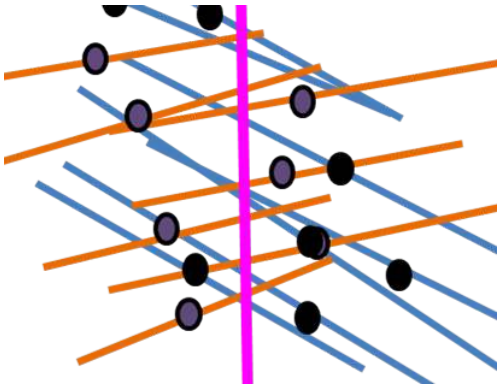


(d) On simule un écoulement permanent sur les amas de fractures connectés aux faces.

FIGURE 4.3.2 – Étapes de calcul du réseau utile.



(a) Fenêtre de génération des centres de fracture (vert) et fenêtre d'échantillonnage (rose). Pour respecter la densité aux bords des cellules on génère des fractures à l'extérieur de la zone et on découpe les portions de fractures intérieures à la zone d'échantillonnage.



(b) Vue d'un bord de la cellule de calculs dans une coupe 2D : De cette façon la longueur cumulée par unité de surface (en 2D) et la surface cumulée par unité de volume (en 3D) sont supposées être respectées de part et d'autre de la ligne (du plan) rose.

FIGURE 4.3.3 – Calcul de la densité 'vraie' sur un échantillon.

des transmissivités $T_{i,j}$ et des pressions dans les mailles voisines. Pour calculer 3 composantes du tenseur de perméabilité, on considère qu'une pression constante est imposée à chacune des limites aval et amont. Une pression variant de manière linéaire en fonction de la position entre les limites aval et amont est également imposée sur les faces (ou dans le cas du perméamètre une condition de flux nul).

3 Calcul des flux et identification du tenseur de perméabilité équivalent

Chaque simulation dans la direction $\vec{j}$ permet de calculer le flux cumulé $\vec{Q}_i$ au travers de chacune des faces tout en connaissant L_j la longueur de la zone de calcul dans la direction $\vec{j}$, ce qui permet d'identifier chacune des composantes du tenseur de perméabilité connaissant la viscosité du fluide μ :

$$K_{ij} = \mu \frac{Q_i.L_j}{\Delta P_j} \tag{4.3.2}$$

Finalement, le tenseur de perméabilité équivalente ($\bar{\bar{K}}$) est diagonalisé pour calculer les directions principales de l'écoulement et les perméabilités équivalentes principales $k_{1,2,3}$ respectives dans ces directions.

Remarque pour la comparaison des cas 3D et 2D

Nos résultats de comparaison 3D/quasi-2D ont souligné des disparités de résultat dans le cas d'un gradient de pression linéaire (Figure 4.6.1). Ces différences s'expliquent par les conditions aux limites imposées au bord de la fracture : puisque l'extension des fractures connectées à 2 faces au moins est finie, un flux transversale est crée dans chacune de ces fractures. Le problème résolu est alors différent du simple cas 2D qui suppose que la face verticale est à flux nul et qui modélise un écoulement de type piston se rapprochant des conditions perméamètre 3D.

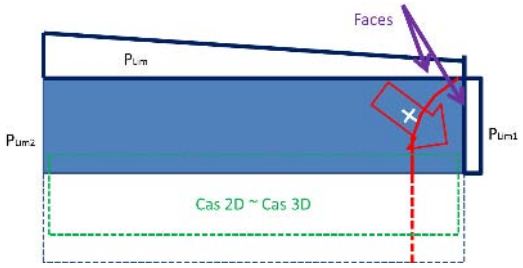


FIGURE 4.3.4 – Conditions aux limites en 3D : effet de taille verticale finie pour une fracture intersectant 2 faces de la cellule de calcul

Si le VER n'est pas atteint, ces méthodes de simulation explicite sur un réseau de fractures stochastique doivent donc être utilisées avec précaution puisqu'elles dépendent :

- des conditions aux limites appliquées,
- du réseau représentatif choisi, surtout si le DFN est généré à partir de données statistiques,
- de la précision du maillage,
- des tailles de la zone d'intérêt.

Compte tenu des limitations informatiques pour simuler précisément les flux sur un réseau de fractures à grande échelle, il est donc tentant d'employer des techniques usuelles multi-échelle (Correia et al., 2014) :

- Calcul des perméabilités effectives sur des petites zones pour évaluer un tenseur de perméabilité effective,
- Mise à l'échelle des tenseurs de perméabilité pour évaluer une perméabilité effective à grande échelle.

Cette pratique est en effet employée dans des domaines différents de celui des réservoirs fracturés. En 1D, on sait que la moyenne harmonique des perméabilités est égale à la perméabilité équivalente. En 2D et dans le cas de surfaces infinies, où les perméabilités (scalaires) sont distribuées de façon isotropes et log-normales, la perméabilité équivalente est égale à la moyenne géométrique (Matheron, 1993). Sans réelles justifications issues des données, ce modèle a été fréquemment uti-

lisé dans l'industrie pétrolière. Ainsi, Bouwer (1969) est arrivé à la conclusion que la moyenne géométrique était l'estimateur le plus approprié pour calculer des perméabilités équivalentes à partir de perméabilités distribuées aléatoirement dans l'espace. Durlofsky (1992) et Wen and Gómez-Hernández (1996) ont comparé ces résultats à des simulations numériques. Ils arrivent à la conclusion qu'il n'existe pas de prise de moyenne (arithmétique, géométrique, harmonique, arithmétique/harmonique) valable pour toutes les formations anisotropes même si en 2D la méthode géométrique donne une bonne estimation lorsque les anisotropies ne sont pas trop fortes. Dagan et al. (2013) suggèrent d'encadrer la perméabilité effective d'un milieu par les moyennes harmonique et arithmétique.

Si dans leur revue des méthodes de mise à l'échelle des tenseurs de perméabilité, (Gómez-Hernández and Wen, 1998; Ilarri and Gomez-Hernandez, 2007) rappellent que la nature tensorielle de la perméabilité équivalente dépend notamment de la corrélation spatiale des conductivités prise en compte dans les méthodes numériques, des méthodes plus approchées mais plus rapides ont été développées. A partir de solutions analytiques et d'hypothèses simplificatrices, on peut en effet estimer un tenseur de perméabilité équivalente analytiquement. Toute la difficulté consiste à forger des méthodes permettant de contrôler à tout moment la qualité des calculs, de façon à fournir des résultats restituant toute la variabilité naturelle du problème.

4.3.2 Méthodes Analytiques

4.3.2.1 Échelles comparables entre les hétérogénéités et la cellule équivalente : La fracture traversante, modèle de Snow

Snow (1969) propose une méthode de calcul géométrique reliant le gradient de pression au flux traversant une fracture et assume deux hypothèses majeures :

1. La fracture est infinie en longueur, c'est à dire qu'elle est traversante à l'échelle du VER dans 2 directions,
2. La fracture, considérée comme un plan infini d'épaisseur hydraulique constante, orientée en 3 dimensions selon une normale $\overrightarrow{n}$ n'interagit pas avec le milieu englobant ou avec les autres fractures du milieu.

Sous ces conditions le modèle de Poiseuille d'écoulement entre 2 plans s'applique. La fracture infinie étant traversante, elle est soumise au gradient de pression $\overrightarrow{\nabla} P$ imposé à la maille. Le fluide ne peut s'écouler que selon le plan de la fracture (de normale $\vec{n}$) où le gradient effectif est la résultante $\overrightarrow{\nabla} P_f$ de la projection de $\overrightarrow{\nabla} P$ selon $\vec{n}$ (Figure 4.3.5) :

$$\overrightarrow{\nabla} P_f = \overline{\overline{(I - \overrightarrow{n}.{}^t\overrightarrow{n})}}.\overrightarrow{\nabla} P \tag{4.3.3}$$

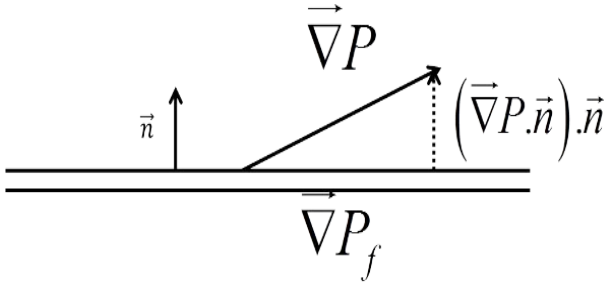


FIGURE 4.3.5 – Fracture traversante orientée avec une normale $\overrightarrow{n}$ soumise à un gradient de pression $\overrightarrow{\nabla} P$

Il s'agit d'un écoulement laminaire entre deux plaques parallèles non mobiles, la loi de Darcy appliquée le long de la fracture permet d'exprimer la vitesse, $\vec{v}$, du fluide dans le plan de fractures en fonction du gradient dans la maille, de l'ouverture e_f et de la conductivité c_f de la fracture :

$$\vec{v} = \frac{c_f}{e_f.\mu}\overrightarrow{\nabla} P_f = \frac{c_f}{e_f.\mu}\overline{\overline{(I - \overrightarrow{n}.{}^t\overrightarrow{n})}}.\overrightarrow{\nabla} P \tag{4.3.4}$$

On pose, $\bar{\bar{N}}_f = \overline{\overline{(I - \overrightarrow{n_f}.{}^t\overrightarrow{n_f})}} = \overline{\overline{(I - \delta_{ij} n_{fi} n_{fj})}}$ le tenseur de projection d'une fracture orientée dans l'espace par la normale $\vec{n_f}$, ce qui nous permet de déduire, selon sa définition, le tenseur de perméabilité équivalente $\overline{\overline{K}}_{inf}$ si l'écoulement de fluide à travers la surface S_f de fracture ne modifie pas le flux dans le milieu matrice :

$$\begin{aligned} \bar{\bar{K}}_{inf}.\overrightarrow{\nabla} P &= \mu\left(\frac{1}{V}\iiint \vec{v} d\Omega_F\right) = \left(\frac{1}{V}\frac{S_f e}{e_f} c_F \overrightarrow{\nabla} P_f\right) = \frac{S_f}{V} c_f \bar{\bar{N}}_f.\overrightarrow{\nabla} P \\ \bar{\bar{K}}_{inf} &= \frac{S_f}{V} c_f \bar{\bar{N}}_f \end{aligned} \tag{4.3.5}$$

Cette dernière hypothèse est vraie pour les réservoirs dont la matrice est soit très perméable soit presque inexistante. Dans le premier cas, la matrice répond individuellement au gradient de pression globale plutôt que par rapport à la variation de pression de la fracture. Si, au contraire, la perméabilité de la matrice est faible au point de pouvoir être négligeable, les échanges matrice fracture redeviennent sans importance. La fracture est homogène le long de sa section en terme d'orientation, de largeur et d'espacement. Dans un milieu à trois dimensions recoupé par un ensemble de fractures supposées infinies, d'ouverture et de propriété constantes dans l'espace, il est possible de calculer les composantes du tenseur de perméabilité du milieu continu équivalent en utilisant le principe de superposition (les équations sont linéaires) : les perméabilités directionnelles données plus haut s'additionnent vectoriellement pour constituer le tenseur de perméabilité Feuga (1981).

Dès lors, les développements analytiques sur les méthodes de changement d'échelle se sont poursuivis dans des contextes variés : écoulements multiphasiques, milieux fracturés, transport réactif. Parmi les méthodes proposées, on peut distinguer les méthodes d'homogénéisation et de prise de moyenne volumique (Quintard and Whitaker, 1988; Arbogast et al., 1990; Cherblanc, 1999), visant à adapter le maillage aux propriétés du milieu et aux conditions aux limites de l'écoulement. La prise de moyenne en puissance avec un exposant α variable $\bar{\bar{K}}_{eq} = \sum (K_{ii}^{\alpha})^{\frac{1}{\alpha}}$ où l'exposant dépend de la configuration du réseau de fractures, des conditions limites, de la distribution des hétérogénéités et de la forme des surfaces. Dans le cas de distributions stationnaires (ce qui n'est pas le cas puisque les fractures ont une dimension) Noetinger (1994) propose une forme générale $\alpha = 1 - \frac{2}{dimensionSysteme_{1\ldots3}}$.

Oda (1985), dont l'approche est détaillée plus bas, propose un modèle statistique où le modèle de Snow (Équation 4.3.5) est appliqué à un ensemble idéalisé de fractures finies en tailles supposées toutes appartenir à un même amas connecté aux conditions aux limites. Il formule ainsi une borne maximale puisque la perméabilité réelle d'un réseau partiellement connecté devrait tendre vers une valeur inférieure à celle de ce modèle (Renard and De Marsily, 1997). L'avantage est qu'il n'est ni nécessaire de générer les fractures ni nécessaire d'y simuler les écoulements : sa solution exprimée à partir des lois de distribution de probabilités tend vers la solution souhaitée dans le cas des réseaux de fractures très denses.

4.3.2.2 Fracturation diffuse, effet local de l'arrangement des fractures

Oda (1985) : Sur la généralisation du modèle des fractures traversantes aux réseaux de fractures définis par la statistique

Oda (1985; 1987) établit un tenseur de perméabilité équivalente 3D directement à partir des données statistiques décrivant le modèle. Pour calculer la perméabilité équivalente du DFN comme la somme des perméabilités équivalentes de chaque fracture finie, la connectivité est négligée et chaque fracture est supposée pleinement participer à l'écoulement : chaque fracture du domaine d'étude "voit" un gradient de pression identifié au gradient macroscopique $\overrightarrow{\nabla} P$. Les fractures sont représentées par des volumes dont l'une des dimensions (ouverture hydraulique) est très inférieure aux autres. Elles sont décrites par une densité surfacique d_{32} et 4 lois de densités de probabilité indépendantes les unes des autres : longueur, hauteur, ouverture et orientation. La probabilité d'existence d'une fracture ρ_F appartenant à une famille de densité d_{32} ayant pour caractéristique une surface S_F, une perméabilité $k_f = \frac{c_f}{e_f}$ et une normale $\vec{n}_F$ est donnée par le produit de ses densités de probabilité $\rho(paramètre)$ respectives. Sous ces conditions, et puisque la vitesse macroscopique dans la zone étudiée est la moyenne des vitesses dans chaque fracture, la perméabilité équivalente s'écrit sous la forme continue :

$$\overline{\overline{K_{ODA}}}.\left(\vec{\nabla}P\right) = \mu\frac{1}{V}\left(\iiint (\vec{v}d\Omega_f)\, d_{32}\rho(\vec{n})\rho(S)\rho(k_f)\right) = \frac{1}{V}\iiint c_f\bar{\bar{N}}_F S d_{32}\rho(\vec{n})\rho(S)\rho(c_f).\left(\vec{\nabla}P\right) \tag{4.3.6}$$

ou sous une forme discrète, si le réseau est constitué de nb_{fam} familles g comprenant chacune $nbFrac_g$ fractures de surfaces et conductivités respectives S_{gi}, c_{gi} , générées dans une cellule de volume V_{cell} :

$$\overline{\overline{K_{ODA}}} = \overline{\overline{K_{inf}}} = \frac{1}{V_{cell}}\sum_{g=1}^{nb_{fam}}\sum_{i=1}^{nb_{fracturesg}} S_{gi}c_{gi}.\overline{\overline{N_{gi}}} \tag{4.3.7}$$

Pour sa simplicité de mise en œuvre, cette méthode est très employée actuellement (Bruhn et al., 1994; Khvoenkova et al., 2009; Ababou et al., 2011; Lang et al., 2014) et suscite beaucoup de travaux pour déterminer un coefficient λ (Oda et al., 1987) qui représenterait la connectivité. Une autre méthode, qui entre dans la famille des méthodes d'homogénéisation, est couramment employée dans les milieux fracturés : la méthode des milieux effectifs.

Les milieux effectifs

Les méthodes des milieux effectifs permettent d'estimer les propriétés effectives (i.e. macroscopiques) d'un milieu en fonction des propriétés locales de chaque constituant, et d'un certain nombre d'informations sur la microstructure telle la concentration de chacun d'eux (dans notre cas la phase matrice et la phase fracture). Les travaux originels d'Eshelby (Eshelby, 1957), concernant la situation élémentaire d'une inclusion déformée prise isolément puis placée dans un environnement infini de même composition, ont suggéré ces méthodes « d'homogénéisation » appliquées à des matériaux hétérogènes fracturés. Dans cette théorie, surtout développée en mécanique des milieux continus et en électrodynamique des milieux hétérogènes, on suppose que le rôle de l'hétérogénéité peut se décrire par l'interaction entre l'hétérogénéité et un milieu effectif homogène. On cherche à relier la propriété effective du milieu à la fraction volumique (concentration) d'hétérogénéité et à certains paramètres caractérisant leurs répartitions spatiales. En considérant que chaque phase est tour à tour rassemblée dans un domaine ellipsoïdal (l'inclusion), on assimile le milieu hétérogène qui l'entoure (la matrice) au milieu homogène équivalent, inconnu. On introduit ainsi successivement dans un milieu de perméabilité uniforme des hétérogénéités correspondant à une statistique donnée. A chaque étape, on calcule une nouvelle perméabilité effective en minimisant l'interaction de l'hétérogénéité introduite avec le nouveau milieu homogène. La perméabilité globale est la valeur obtenue après l'introduction de l'ensemble de la distribution des hétérogénéités. On note (Barthélémy, 2009), que cette méthode

fait apparaitre une densité de fracture critique interprétable comme un seuil de percolation dans l'approche auto-cohérente pour la distribution isotrope d'orientation des fissures. Le fait que cette densité critique n'existe pas pour une famille parallèle de fissures renforce l'idée de la lier au seuil de percolation. Le seuil de percolation obtenu par l'approche auto-cohérente pour le problème 3D est proche de ceux trouvés dans la littérature (Pouya and Courtois, 2002). Il doit y avoir absence de corrélations spatiales entre les éléments conducteurs pour que cette méthode s'applique (les centres sont supposés poissoniens). L'approche répond donc à priori, pleinement aux contraintes multi-échelles des réservoirs fracturés et a l'avantage de prendre en compte implicitement l'interaction entre les fissures.

4.4 Estimation de la connectivité par les statistiques géométriques : volumes exclus

Selon Robinson (1983), le paramètre critique p_c peut être exprimé comme le nombre moyen d'intersections par fracture : il serait invariant, quel que soit la distribution des orientations au seuil de percolation. Cette piste est suivie par Long et al. (1991); Hestir et al. (1998); Knudby and Carrera (2005) qui, empiriquement, utilisent la valeur moyenne du nombre d'intersections par fracture pour analyser la connectivité et la perméabilité d'un système fracturé 2D. Pour les réseaux de fracture, la probabilité de percolation (à savoir l'existence d'un amas continu qui traverse le système) est une fonction de la taille des cellules, de la densité et tailles de fractures et des lois de distribution des orientations. Toutefois, lorsque les volumes exclus sont utilisés, le seuil de percolation est apparu constant pour une large gamme de formes testées (Huseby et al., 1997). Nous poursuivons cette idée et étudions dans un premier temps si ce paramètre peut ou non être lié aux échelles de corrélation des "objets continus" ou des "objets discrets" et s'il peut s'estimer directement à partir des lois statistiques décrivant le modèle de fractures.

Sur un réseau stochastique, le calcul de la connectivité effective passe par la génération de chacune des fractures et la recherche de chacune des intersections. C'est une opération coûteuse (les algorithmes les plus performants sont en $n(log(n))$ itérations si le réseau est constitué de n fractures (Bonet and Peraire, 1991). Nous cherchons à éviter cette opération en estimant le nombre moyen d'intersections par fracture, à priori, à l'aide d'un indicateur qui ne dépendrait que des lois de distributions utilisées pour décrire la géométrie du réseau (densité de fractures, loi de formes (longueur en 2D et surface + périmètre en 3D) et loi d'orientation pour chacune des familles de fractures dans un volume d'étude) (King et al., 2001; Masihi et al., 2005; Delorme et al., 2008; Ozkaya, 2011).

4.4.1 Volumes Exclus

Pour l'étude du nombre d'intersections par fractures, Balberg et al. (1984) est le premier à introduire le concept des volumes exclus, ensuite généralisé et utilisé par (Garboczi et al., 1995; Huseby et al., 1997; Adler and Thovert, 1999a; Khamforoush and Shams, 2007; Adler et al., 2009; Mourzenko et al., 2011c; Sahimi, 2012). Si l'on considère deux objets O_i et O_j de formes et d'orientations données, le volume exclu $V_{excli,j}$ est le volume dans lequel doit se situer le centre de O_j pour que O_i et O_j s'intersectent. Des expressions analytiques existent (Tableau 4.3) pour les réseaux constitués d'objets de même forme et aléatoirement distribués en orientation dans des zone d'intérêt 2D (A_{excl}) ou 3D (V_{excl}) (Tableau 4.4). Les réseaux anisotropes et directionnels, plus représentatifs des réservoirs naturels, ont pour leur part été moins étudiés (Khamforoush et al., 2008).

4.4.2 Expression du nombre moyen d'intersections par fractures à l'aide des volumes exclus : Indice d'inter-connectivité Ic_{DFN} pour les réseaux de fractures dont les lois sont indépendantes (Formulation 2D)

Ic_{DFN} 2D

Nous explicitons d'abord la surface exclue dans le cas des problèmes 2D (Balberg et al., 1984) où les fractures représentent des segments. Soit une famille de fractures, de densité d_{21f}, dont les azimuts sont dispersés et définis par une loi de probabilité $\rho_{a,f}$. La loi de longueurs est quant à elle régie par une loi de densité de probabilité $\rho_{l,f}$. On dissocie chaque famille f de fracture en N classes de fractures C_f selon leurs azimuts (Figure 4.4.1) et selon leurs longueurs . Une fracture appartient à une classe C_j si et seulement si son azimut $\theta_j \in [\![\theta_j - \frac{d\theta}{2}; \theta_j + \frac{d\theta}{2}[\![$ et $l_j \in [\![l_j - \frac{dl}{2}; l_j + \frac{dl}{2}[\![$ avec $d\theta$ et dl très petits. Les éléments d'une classe ont une même longeur et une même orientation et sont supposés parallèles, ne pouvant pas s'intersecter.

On calcule ensuite "l'aire exclue cumulée" A_{EXCLij} entre une classe C_i et une classe C_j. Dans ce cas, A_{EXCLij} est la somme des surfaces exclues élémentaires (en bleu sur la Figure 4.4.2b) pour chacune des nb_{fi} fractures de C_i :

$$A_{EXCLij} = nb_{fi} l_i l_j \sin|\theta_i - \theta_j| \tag{4.4.3}$$

Référence	Forme de l'objet	Expressions (V_{excl} en 3D, A_{excl} en 2D)
Sangare and Adler (2009)	3D, sphères de rayons R_1 et R_2	$\frac{4}{3}\pi(R_1+R_2)^3$
Sahimi (2012)	2D, Disques de surface S dans un plan	$4S$
De Gennes and Prost (1976); Charlaix et al. (1984)	3D, disques de rayon R d'orientation aléatoire dans l'espace	$\pi^2 R^3$
Charlaix et al. (1984)	3D, disques de rayon R contenus dans 2 plans faisant un angle β	$4\pi R^3 \sin\beta$
de Dreuzy et al. (2000); Sahimi (2012)	3D, Ellipses d'orientation aléatoire de petit axe l_1 et de grand axe l_2, d'excentricité e_1,e_2	$\frac{1}{2}\pi^2\left(e_1 l_1^2 l_2 + e_2 l_1 l_2^2\right)$
Adler and Thovert (1999a)	Segments de longueur$l$ orienté aléatoirement dans un plan	$\frac{2l^2}{\pi}$
Adler and Thovert (1999a)	3D, Polygones de normales $\overrightarrow{n_1}$,$\overrightarrow{n_2}$ de périmètres P_1, P_2 et de surface A_1, A_2 aléatoirement distribués dans l'espace	$\frac{\overrightarrow{n_1}\wedge\overrightarrow{n_2}}{\pi}\left(A_1P_2+A_2P_1\right)$ (4.4.1)

Référence	Forme de l'objet	Expressions (V_{excl} en 3D, A_{excl} en 2D)
(Isihara, 1950; Adler et al., 2011; Sahimi, 2012)	3D, 2 objets tridimensionnels convexes aléatoirement distribués en orientation, de volumes $V_1; V_2$, de surfaces $A_1; A_2$ et de rayons de courbure moyens $R_{c1}; R_{c2}$	$V_1 + V_2 + (A_1 R_{c2} + A_2 R_{c1})$ (4.4.2)
Huseby et al. (1997); Adler et al. (2011)	3D, polygones réguliers de même taille circonscrits à un cercle de diamètre $2R$	$\pi^2 \left(\frac{N_v}{\pi}\right)^2 \cos\left(\frac{\pi}{N_v}\right) \sin^2\left(\frac{\pi}{N_v}\right)$ [*]
(Charlaix et al., 1984)	3D, polygones convexes aléatoirement orientés, de périmètres P_1, P_2 et surface A_1, A_2	$\frac{1}{4}(A_1 P_2 + A_2 P_1)$ [*]

TABLE 4.4 – Volumes exclus pour des réseaux isotropes en orientations. Les valeurs marquées d'une [*] se déduisent de l'Équation(4.4.2)

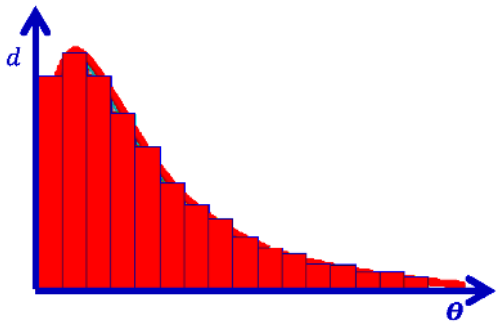
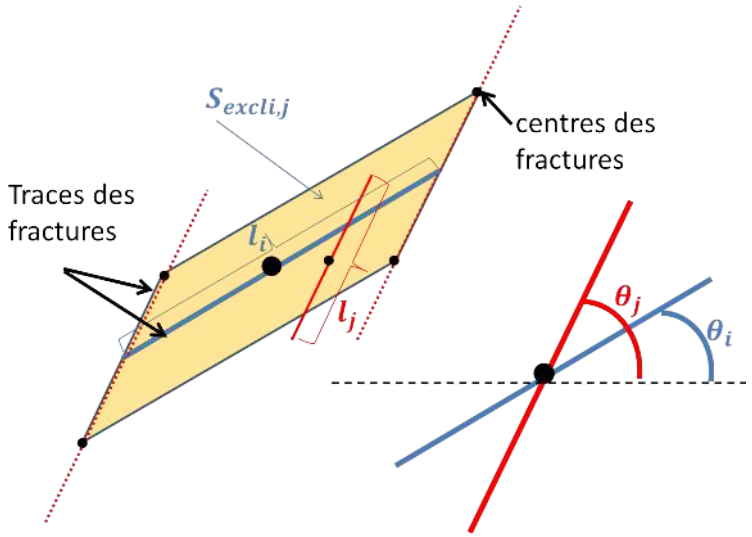


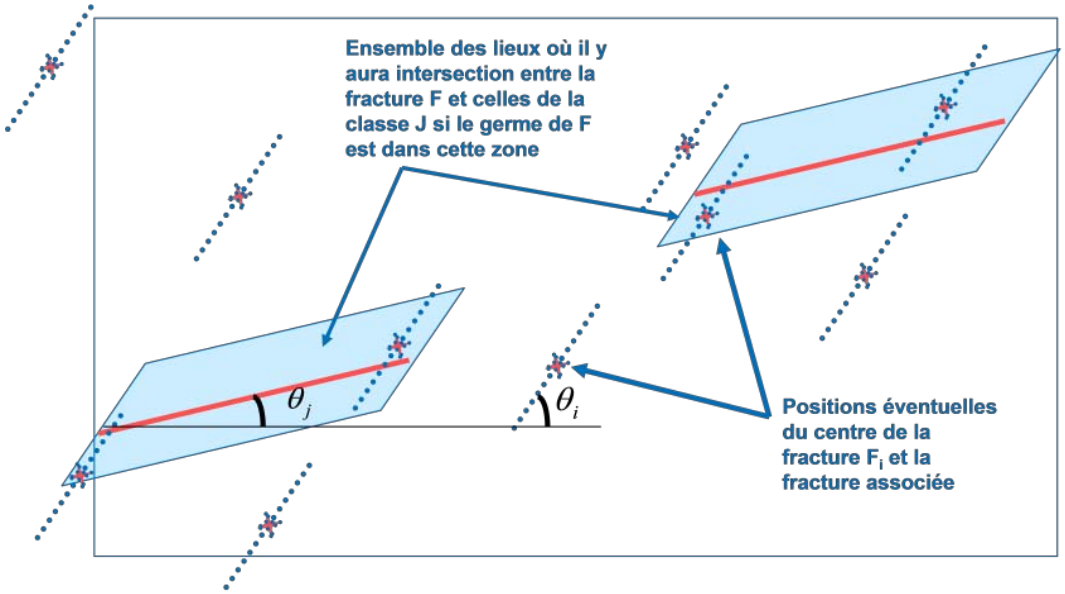
FIGURE 4.4.1 – Discrétisation d'une famille de fractures distribuée selon une loi de Von Mises avec une forte dispersion en N classes de fractures C_f d'orientations appartenant à un même intervalle de longueur $d\theta$,

Référence	Forme de l'objet	Expressions (V_{excl} en 3D, A_{excl} en 2D)
Balberg et al. (1984); Hestir and Long (1990); Delorme et al. (2008); Ozkaya (2011)	2D, Segments de longueurl_1 etl_2 faisant un angle β dans un plan	$A_{excl} = l_1 l_2 \sin\lvert\beta\rvert$ [*]
Équation 4.4.16	3D, Rectangles R_i de tailles a_i, b_i orientés dans l'espace par $(\vec{n_i}, \vec{p_i})$	$\mathrm{V}_{exclRectangles} = \lVert\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\rVert *$ $(\mathrm{a}_2 b_2(a_1 \sin\alpha_1 + b_1 \cos\alpha_1)$ $+\mathrm{a}_1 b_1(a_2 \sin\alpha_2 + b_2 \cos\alpha_2))$ [*]
Équation 4.4.13	3D, fractures convexes de normales $\vec{n}_1\vec{n}_2$ et de sommets $M_{1j}M_{2j}$ orientés dans l'espace par $\vec{n}_i$ et les vecteurs contours $\vec{p_i}$	$\begin{cases} V_{excl1,2} & = \left\lvert S_2\vec{n}_2.\vec{k}_1\right\rvert * 0.5 \sum \left\lvert\vec{k}_1.\vec{p}_{1,j}\right\rvert \\ & + \left\lvert S_1\vec{n}_1.\vec{k}_2\right\rvert * 0.5 \sum \left\lvert\vec{k}_2.\vec{p}_{2,j}\right\rvert \end{cases}$ avec $\begin{cases} S_i & = \frac{1}{2}\sum \left\lVert\overrightarrow{G_f M_i} \wedge \overrightarrow{G_f M_{i+1}}\right\rVert \\ \vec{p_{ol}} & = \overrightarrow{M_{ol}M_{ol+1}} = \vec{p_{oj}} \\ \vec{k}_1 & = \vec{n}_1 \wedge \frac{\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2}{\lVert\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\rVert} \end{cases}$

TABLE 4.5 – Volumes exclus pour des réseaux anisotropes en orientations de fractures aux formes quelconques convexes. Les valeurs marquées d'une [*] se déduisent de l'Équation4.4.13



(a) La surface exclue élémentaire 2D (portion de surface représentée en jaune) pour laquelle les germes (point noir) d'une fracture de longueur l_j d'orientation θ_j (en rouge) intersecterait une fracture d'orientations θ_i et de longueur l_i (en bleu) . La surface exclue entre 2 fractures est un parallélogramme dans le cas 2D.



(b) Surface exclue cumulée entre une fracture et une classe de fractures

Puisque le nombre de fractures nb_{ff} d'une classe C_f sur une surface S est donné par $nb_{ff} = \frac{d_{21cf}}{\langle l_f \rangle} S$, le nombre total moyen d'intersections nI_{ij} entre des fractures de la classe C_j et des fractures de la classe C_i sur une surface S est donné par le nombre de fractures de C_j contenues dans A_{EXCLij} :

$$nI_{ij} = Sd_{21cj}d_{21ci} \sin|\theta_i - \theta_j| \tag{4.4.4}$$

De l'équation (4.4.4) on déduit $Ic^{(i)}_{DFN}$, le nombre adimensionnel moyen d'intersections entre une fracture de la classe C_i et le réseau :

$$Ic^{(i)}_{DFN} = \frac{\sum_{j=0;j\neq i}^{nb_{classes}} nI_{ij}}{n_{fi}} = \frac{\langle l_i \rangle}{d_{21ci}} . \sum_{j=0;j\neq i}^{nb_{classes}} d_{21cj}d_{21ci} \sin|\theta_i - \theta_j| \tag{4.4.5}$$

Le nombre total moyen d'intersections par fracture dans le réseau (Ic_{DFN}) contenant $nb_{classes}$ est lui donné par la somme des nI_{ij} (on ne compte l'intersection qu'une fois) divisé par le nombre total d'éléments :

$$Ic_{DFN} = \frac{\sum_{i=1}^{nb_{classes}} \sum_{j>i}^{nb_{classes}} nI_{ij}}{nb_{fractures}} = \frac{\sum_{i=1}^{nb_{classes}} \sum_{j>i} d_{21j}d_{21i} \sin|\theta_i - \theta_j|}{\sum_{k=1}^{nb_{classes}} \frac{d_k}{\langle l_k \rangle}} \tag{4.4.6}$$

La densité de fractures d_{21cj} de la classe C_j se déduit facilement des lois de distribution :

$$d_{21cj} = d_{21f}\rho_{a,f}(\theta_j)\rho_{l,f}(lj)\, d\theta dl \tag{4.4.7}$$

ce qui permet d'écrire Ic_{DFN} sous sa forme intégrale :

$$Ic_{DFN} = \frac{\int_{\theta_i=0}^{2\pi} \int_{\theta_j=\theta i}^{2\pi} d_{21j}d_{21i} \sin|\theta_i - \theta_j|\, \rho_{a,j}(\theta_j)\rho_{a,i}(\theta_i)\, d\theta_i d\theta_j}{\sum_{k=0}^{nbclasses} \frac{d_k}{\langle l_k \rangle}} \tag{4.4.8}$$

$Ic^{(i)}_{DFN}$ peut être utilisé pour quantifier les impacts relatifs de chacune des familles sur la connectivité. Ainsi, si $Ic^{(i)}_{DFN} \ll 1$, nous verrons que la famille peut parfois être négligée dans le calcul des perméabilités équivalentes.

4.4.3 Expression 3D du nombre moyen d'intersections par fractures Ic_{DFN} à l'aide des volumes exclus : réseaux de fractures anisotropes dont les lois sont indépendantes :

On espère prédire, pour chaque fracture, la probabilité qu'elle a d'appartenir à un réseau connecté et le nombre moyen de fractures qu'elle intersectera. Dans notre

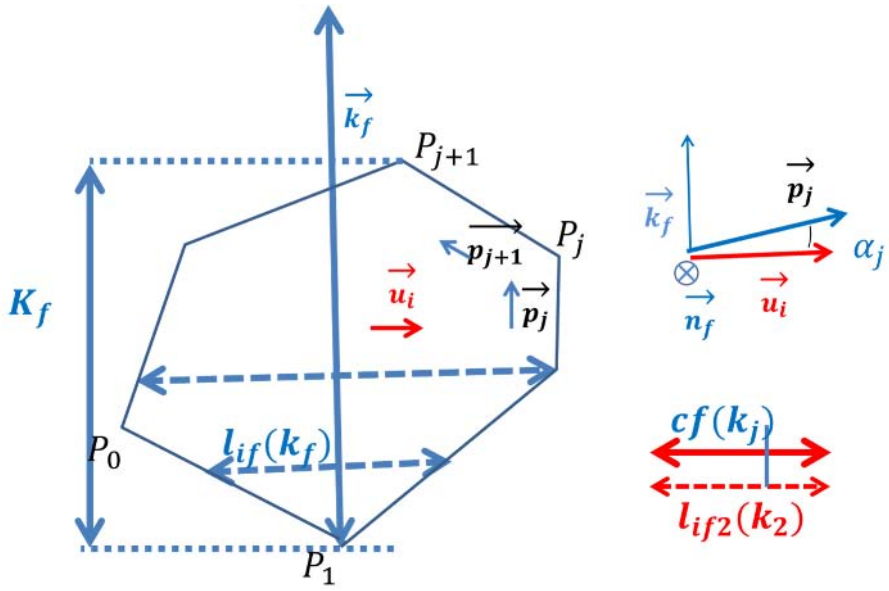
modèle, la connectivité dépend des seules données géométriques et les fractures étanches ne doivent pas être comptabilisées.

Remarques préalables concernant l'extension à 3D

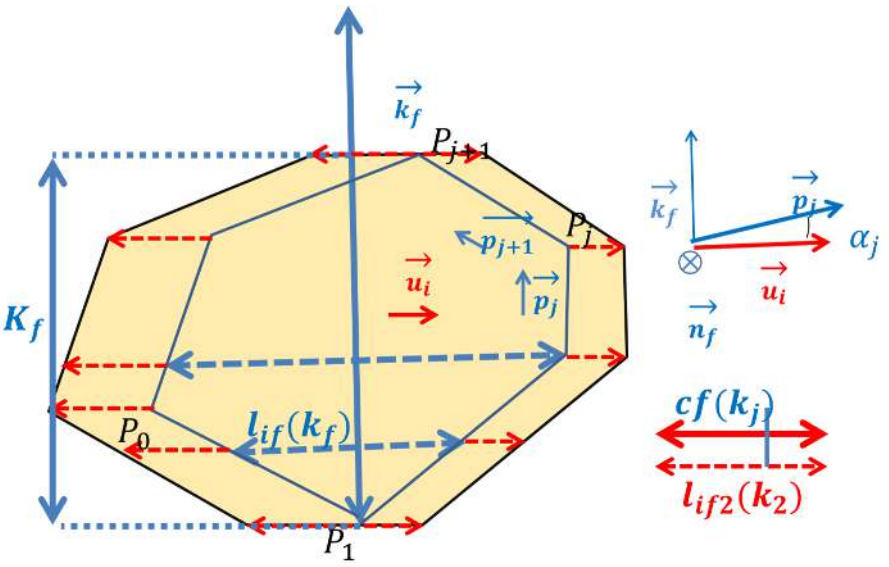
Si la percolation a été largement étudiée sur les réseaux anisotropes 2D, ce n'est pas le cas pour les réseaux de fractures anisotropes en 3D. Il est assez difficile de calculer le nombre d'intersections par fractures sur un DFN 3D numériquement du fait du biais sur le dénombrement des fractures et du fait de la précision numérique pour juger si 2 fractures s'intersectent (notamment à cause du critère de parallélisme et de plans confondus). Un biais, semblable à celui du dénombrement (qui est un effet de taille finie) nous a d'ailleurs posé des problèmes : en bord de domaine, les fractures étant découpées, une portion de fracture compte comme un élément (de surface plus petite) pouvant intersecter d'autres fractures. L'intersection potentielle entre cette portion et une autre fracture sera comptabilisée une fois. Admettons que l'autre partie de la fracture (qui statistiquement correspond à la portion d'une autre fracture découpée) intersecte la même fracture : une autre intersection sera comptabilisée. Pourtant, si la fracture avait été entièrement contenue dans la maille, seule une intersection aurait été prise en compte. Par cet effet de taille finie, le nombre d'intersections déterminé numériquement au voisinage des bords sera approximativement doublé (cela dépend de l'orientation des fractures par rapport au bord du domaine). Nous avons appliqué un facteur correctif au nombre total d'intersections $nI_{ij_{num}}$ trouvé au sein du réseau contenant $nb_{fractures_{num}}$ fractures :

$$\alpha_{cor} = \frac{nI_{ij_{num}}}{\left(1 + \frac{nb_{fractures_{num}} - nb_{fractures}}{2 * nb_{fractures}}\right)} \tag{4.4.9}$$

Par la suite, une méthodologie systématique (même si elle est cas dépendant puisqu'une formule générale applicable à toutes les formes de fractures n'existe pas) permet d'estimer le nombre moyen d'intersections par fractures dans un réseau 3D d'objets convexes distribués dans l'espace selon des probabilités. Le développement est théorique. Il convient d'abord d'exprimer le volume exclu en fonction des paramètres géométriques du réseau, notamment les normales $\vec{n}_f$ ou le dip et le dip-azimut, les vecteurs contours $\vec{p}_{if}$ avec $i \subset [\![1; nb_{Sommets}]\!]$, la distribution de tailles et leur forme (définie le plus souvent par un facteur d'homothétie). La méthodologie présentée est générale pour les objets de forme convexes mais n'a pu être testée que pour des fractures de formes rectangulaires.



(a) Vue 2D dans le plan d'une fracture F de normale $\vec{n}_f$: le vecteur $\vec{u}_i$ donnant la direction d'intersection entre les 2 objets (en rouge) appartient à ce plan. La longueur de corde de la seconde fracture F_2 , $l_{if2}(k_2)$ selon $\vec{u}_i$ dépend de l'abscisse curviligne k_2 du centre de F_2 selon le vecteur unitaire $\vec{k}_2$ qui n'appartient pas à ce plan. $\vec{k}_f$ est le vecteur du plan de la fracture F orthogonal à $\vec{u}_i$. La corde de la fracture F dans la direction $\vec{k}_f$ vaut $K_f = 0.5 \sum \left| \vec{k}_f . \vec{p}_{fj} \right|$ où les $\vec{p}_{f,j} = \overrightarrow{P_{fj} P_{fj+1}}$ sont les vecteurs contour du polygone.



(b) Vue 2D dans le plan $\vec{u}_i$, $\vec{n}_f$. La surface d'exclusion lorsque le centre de la fracture F_2 (à la positionk_2) donne une trace de longueur l_{if2} est matérialisée en jaune.

FIGURE 4.4.2 – Concept du volume exclu en 3D, cas d'une fracture convexe F, vue dans son plan, notations.

Méthodologie de calculs du volume exclu 3D pour des familles de fractures orientées dans l'espace

Soient 2 formes convexes F_1, F_2 orientées dans des plans de normales respectives $\vec{n}_{1,2}$ entièrement décrites par nb_P sommets P_{fj} délimitant la surface $S_f\vec{n}_f$ de périmètre $P_f = \sum_{j=0}^{nb_P} \|\vec{p}_{f,j}\|$ avec $\vec{p}_{f,j} = \overrightarrow{P_{fj}P_{fj+1}}$. G_f, barycentre de F, est intérieur à la fracture puisque cette dernière est convexe. Quelle que soit la fracture F, nous avons (Figure 4.4.2) :

$$\begin{cases} \vec{n}_f & = \frac{\vec{p}_{f1} \wedge \vec{p}_{f2}}{\left\|\vec{p}_{f1} \wedge \vec{p}_{f2}\right\|} \\ \vec{0} & = \sum_{j=0..N_f} \vec{p}_{f,j} \\ S_f\vec{n}_f & = \frac{1}{2} \sum \overrightarrow{G_fP_{fj}} \wedge \overrightarrow{G_fP_{fj+1}} \end{cases} \tag{4.4.10}$$

La relation entre la normale $\overrightarrow{n_f}$ d'une fracture F, son dip φ et son dip-azimut θ_d (Équation 3.3.1) est également rappelée ci dessous :

$$\overrightarrow{n_f} = (\sin(\varphi)\sin(\theta_d); \sin(\varphi)\cos(\theta_d); \cos(\varphi)) \tag{4.4.11}$$

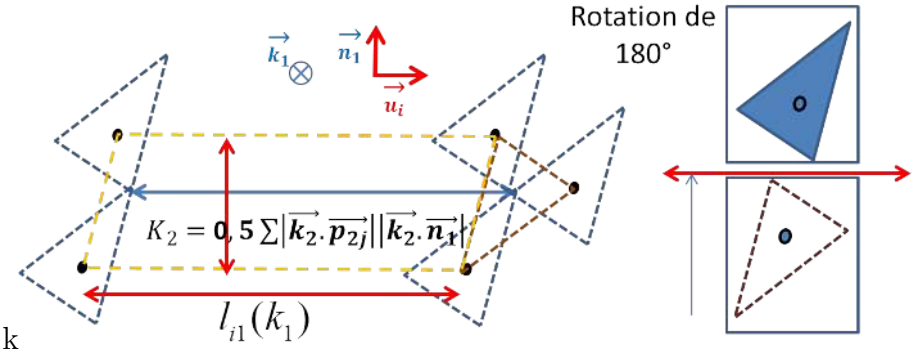
Si F_1,F_2 s'intersectent, c'est selon la droite de vecteur directeur unitaire $\vec{u}_i = \frac{\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2}{\|\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\|}$. On définit aussi les vecteurs unitaires $\vec{k}_f$ orthogonaux à $\vec{u}_i$ dans chacun des plans de fracture F : $\vec{k}_f = \vec{n}_f \wedge \vec{u}_i$.

La « plus grande corde » , $K_f(k_j)$, selon le vecteur $\vec{k}_j$, d'une fracture F décrite par nb_P sommets peut s'écrire en notation vectorielle :

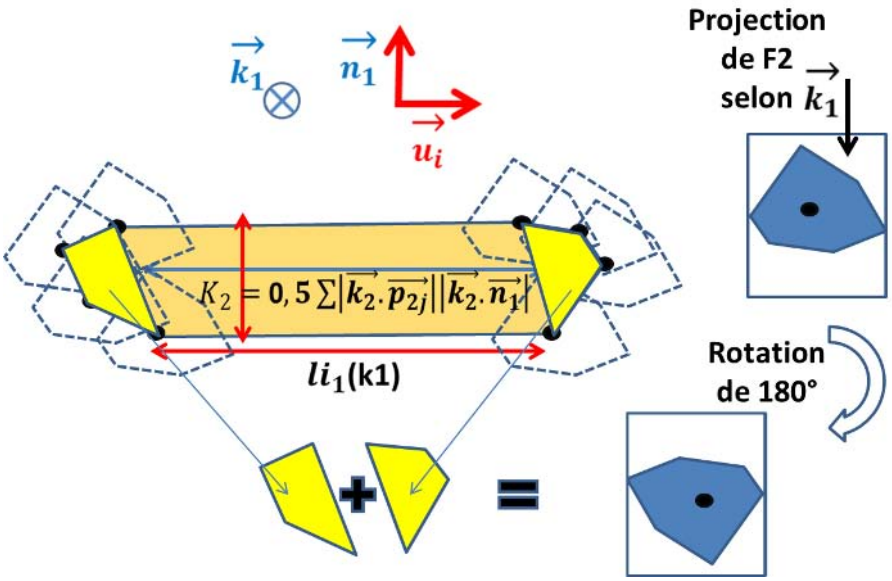
$$K_f(k_j) = 0.5 \sum_{i=1}^{nb_P} \left|\vec{k}_j.\vec{p}_{fi}\right| \tag{4.4.12}$$

Plaçons nous désormais dans le plan $P_{\nearrow 1}$ contenant les vecteurs ($\vec{n}_1$,$\vec{u}_i$), de normale $\vec{k}_1$. La fracture F_1 a une trace de longueur $l_{i1}(k_1)$ indépendante de la position de F_2 (Figures 4.4.2, 4.4.3).

La projection (convexe) de la fracture 2 dans ce plan permet de délimiter une surface exclue qui se décompose en une surface égale à la surface projetée de F_2 (rotation de 180°) et la surface d'un parallélogramme de base $l_{i1}(k1)$ de hauteur constante $K_2\vec{k}_2.\vec{n}_1$. Pour déterminer le volume exclu, on intègre cette surface selon $\vec{k}_1$ pour finalement trouver (en utilisant $\int l_{i1}(k_1)dk_1 = S_1$) , la formule générale qui



(a) Concept du volume exclu en 3D, cas d'un triangle, vue dans le plan $P_{\measuredangle 1}$ qui contient $\vec{n}_1$,$\vec{u}_i$. La surface projetée (en bleu) de la surface $S_2\vec{n}_2$ sur $P_{\measuredangle 1}$ de normale $\vec{k}_1$vaut $S_2 \left|\vec{n}_2.\vec{k}_1\right|$



(b) Vue du problème dans le plan $P_{\measuredangle 1}$ pour un polygone convexe de forme convexe. La surface exclue en jaune est la somme des surfaces d'un parallélogramme dont la base est $l_{i1}(k1)\vec{u}_i$ et la hauteur est la projection de $K_2.\vec{k}_2$ selon $\vec{n}_1$ et de la projection de l'objet 2.

FIGURE 4.4.3 – Calcul du volume exclu en 3D pour tout couple de fractures convexes. Notations et vue du problème dans le plan $P_{\measuredangle 1}$ contenant la normale $\vec{n}_1$ de l'objet 1 et le vecteur directeur d'intersection$\vec{u}_i$. $P_{\measuredangle 1}$ a donc pour normale $\vec{k}_1$. Le centre de l'objet 2 en limite du domaine exclu décrit la forme de l'objet 2 selon une rotation de 180° (qui conserve donc la surface) et un parallélogramme dont la base est $l_{if1}(k1)\vec{u}_i$ et le coté est la plus grande corde de la surface de F_2 projetée sur $P_{\measuredangle 1}$ selon $\vec{k}_1$.

donne le volume exclu entre 2 formes convexes F_1,F_2 :

$$\begin{aligned} V_{excl1,2} &= \int_{0..K_1} \left(\left| S_2\vec{n}_2.\vec{k}_1 \right| + K_2 \left| \vec{n}_1.\vec{k}_2 \right| \vec{n}_1 * l_{i1}(k1) \right) dk1 \\ &= \left| S_2\vec{n}_2.\vec{k}_1 \right| * K_1 + K_2 \left| \vec{n}_1.\vec{k}_2 \right| \vec{n}_1 S_1\vec{n}_1 \\ &= \left| S_2\vec{n}_2.\vec{k}_1 \right| * 0.5 \sum \left| \vec{k}_1.\vec{p}_{1,j} \right| + 0.5 \sum \left| \vec{k}_2.\vec{p}_{2,j} \right| * \left| \vec{n}_1.\vec{k}_2 \right| S_1 \qquad (4.4.13) \\ V_{excl1,2} &= 0.5 * \left(\left| S_2\vec{n}_2.\vec{k}_1 \right| * \sum \left| \vec{k}_1.\vec{p}_{1,j} \right| + \left| S_1\vec{n}_1.\vec{k}_2 \right| * \sum \left| \vec{k}_2.\vec{p}_{2,j} \right| \right) \qquad (4.4.14) \end{aligned}$$

Cette formule, symétrique, peut se dégénérer pour retrouver les formules suivantes :

1. 2 fractures F_1, F_2 orthogonales
   a) $\vec{n_1}.\vec{n_2} = 0$ et par voie de conséquence $\vec{k}_1 = \vec{n}_1 \wedge (\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2) = -\vec{n_2}$;$\vec{k}_2 = \vec{n_1}$
   b) $V_{excl1,2} = S_2K_1 + S_1K_2$ [(Adler and Thovert, 1999a), équation 5.5.3]
   c) 2 fractures F_1, F_2 de forme rectangulaire orthogonales et dont les côtés sont parallèles de longueurs M_1,M_2 orientées selon $\vec{M}_1$, $\vec{M}_2$ et de largeurs m_1,m_2 :
   $$V_{excl1,2Rectangles} = m_1m_2 \left(M_1 + M_2 \right)) \qquad (4.4.15)$$
2. 2 fractures F_1,F_2 de forme rectangulaire, de longueurs M_1,M_2 orientées selon $\vec{M}_1$, $\vec{M}_2$ et de largeurs m_1,m_2 appartenant respectivement à 2 plans non parallèles de normales $\vec{n}_1$ et $\vec{n}_2$ (conventions Figure (**??**))
   $$\begin{aligned} V_{excl1,2Rectangles} &= \|\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\| \qquad (4.4.16) \\ &\quad (M_2m_2(M_1 \sin\alpha_1 + m_1 \cos\alpha_1) + M_1m_1(M_2 \sin\alpha_2 + m_2 \cos\alpha_2)) \end{aligned}$$
   avec $\alpha_f = \arccos(\frac{\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2}{\|\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\|}.\vec{M}_f)$
3. 2 fractures F_1,F_2 verticales de longueurs l_1, l_2 et de hauteurs h_1,h_2 de dip-azimut θ_1,θ_2
   a) D'après l'équation (4.4.11) :
   $$\vec{n_1} = \begin{cases} \cos\theta_1 \\ -\sin\theta_1 \\ 0 \end{cases} ; \vec{n_2} = \begin{cases} \cos\theta_2 \\ -\sin\theta_2 \\ 0 \end{cases}$$
   b) $\vec{u}_i = \|\vec{n}_1 \wedge \vec{n}_2\| = \begin{cases} 0 \\ 0 \\ \sin(\theta_1 - \theta_2) \end{cases}$ est dans le plan vertical,
   $$\vec{k}_1 = \begin{cases} -\sin\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ 0 \end{cases} ; \vec{k}_2 = \begin{cases} -\sin\theta_2 \\ -\cos\theta_2 \\ 0 \end{cases}$$

et

$$K_1 = l_1;\ K_2 = l_2$$

c)

$$V_{excl1,RectVerticales} = l_1 l_2 \left(h_1 + h_2\right) \sin\left|\theta_1 - \theta_2\right| \tag{4.4.17}$$

4. Dans le cas de 2 fractures verticales traversant un banc, les centres des fractures appartiennent au même plan médian du banc, ce qui permet de retrouver la formule 2D (Équation(4.4.3)) à partir de l'équation (4.4.17).

Nous avons donc exprimé le volume exclu mutuel entre 2 objets F_1,F_2 convexes définis dans l'espace par deux contours fermés (ensemble de vecteurs contours $\vec{p}_{1j}$ et $\vec{p}_{2j}$).

Nombre moyen d'intersections entre 2 classes de fractures, formulation 3D de Ic_{DFN}

Nous reprenons la définition des classes employées pour la formulation 2D. La classe C_i est l'ensemble des fractures qui ont la même forme, la même taille (donc la même surface S_i) et la même normale $\vec{n_i}$. Le nombre d'intersections au sein de la classe C_i est nul puisque ces fractures sont sub-parallèles. Soit C_j une autre classe d'éléments de normale $\vec{n_j}$ non parallèle à $\vec{n_i}$. Le volume exclu cumulé $V_{EXCLi,j}$ dans un volume V entre les nb_{fi} fractures de C_i et les nb_{fj} fractures de C_j s'écrit à partir de l'équation 4.4.13 :

$$V_{EXCLi,j} = \frac{nb_{fi}}{2}\left(\left|S_j\vec{n}_j.\vec{k}_i\right| * \sum_l \left|\vec{k}_i.\vec{p}_{i,l}\right| + \left|S_i\vec{n}_i.\vec{k}_j\right| * \sum_l \left|\vec{k}_j.\vec{p}_{j,l}\right|\right) = nb_{fi}.V_{excli,j} \tag{4.4.19}$$

Le nombre moyen d'intersections nI_{ij} entre les 2 classes C_i ,C_j sur V est égal au nombre de fractures de C_j dans $V_{EXCLi,j}$, c'est à dire :

$$nI_{ij} = nb_{fj}nb_{fi}.\frac{V_{excli,j}}{V} \tag{4.4.20}$$

Pour un DFN de nb_{fDFN} fractures, constitué de $nb_{classes}$ classes discrètes, le nombre total d'intersections nI_{DFN} est la somme des nI_{ij} pour chaque classe :

$$nI_{DFN} = \sum_{i=1}^{nb_{classes}} \sum_{j>i}^{nb_{classes}} nI_{ij} \tag{4.4.21}$$

et comme conséquence si les classes ont des densités d_{32i}, d_{32j} :

$$Ic_{DFN} = \frac{nI_{DFN}}{nb_{fractures}} = \frac{\sum_{i=1}^{nb_{classes}} \sum_{j>i}^{nb_{classes}} \frac{d_{32i} d_{32j}}{S_i S_j} V_{excli,j}}{\sum_{k=1}^{nb_{classes}} \frac{d_{32k}}{S_k}} \quad (4.4.22)$$

Le plus souvent une famille décrit un ensemble de fractures de même forme et d'orientations similaires, la taille des fractures d'une classe C_H peut être donnée par un facteur d'homothétie $l_H \subset [\![l_H + dl [\![$ suivant une loi de distribution $\rho_{H(l)}$ et la distribution des normales de la famille F peut quant à elle suivre une loi de distribution du type $\rho_{F(\vec{n})}$.

De l'équation (4.4.22) on déduit $Ic_{DFN}^{(i)}$, le nombre adimensionnel moyen d'intersections entre les fractures de la Famille F_i et les $nb_{fam} - 1$ autres familles du réseau réseau sous sa forme discrète ou continue :

$$Ic_{DFN}^{(i)} = \frac{nI_{iDFN}}{nb_{fracturesi}} = \sum_{j=1; j\neq i}^{nb_{classes}} \frac{d_{21cj}}{S_j} V_{excli,j} \quad (4.4.23)$$

$$Ic_{DFN}^{(i)} = \sum_{j=1;\, j\neq i}^{n_{fam}} \int\int\int\int \frac{d_{21cj}}{S_j} V_{excli,j} \rho_{h(l)} \rho_{n(l)}$$

Méthode pour estimer Ic_{DFN} :

Puisque nous savons générer des fractures selon les lois étudiées, nous procédons au calcul d'une intégrale par la méthode de MonteCarlo et nous moyennons les volumes exclus ainsi tirés. Une autre pratique peut être d'intégrer directement les mesures réalisées si celle-ci sont en assez grand nombre (affleurement, log de puits...).

Validation avec des tests unitaires

Nous vérifions dans un premier temps la représentativité des réseaux de fractures diffuses générées (notamment que la taille de calcul est suffisamment grande pour respecter les statistiques) et la validité du calcul à priori du nombre moyen d'intersections par fractures.

En 2D, sur des systèmes de fracturation différents (densité de classes de fractures variables et longueur moyenne des classes de fracture différentes), nous présentons un extrait des résultats géométriques obtenus (Delorme et al., 2008). Pour le premier exemple (Figure 4.4.5), le modèle de fractures diffuses est constitué de 3 classes de fractures aux tailles différentes (différentes d'un ordre de grandeur). Nous faisons varier l'orientation de la classe 1 de 10° à chaque itération. La densité totale d_{21} du système est elle aussi variable (entre 0.79 et 1.25 m^{-1}). On teste ainsi des organisations géométriques différentes puisque sous ces conditions la loi

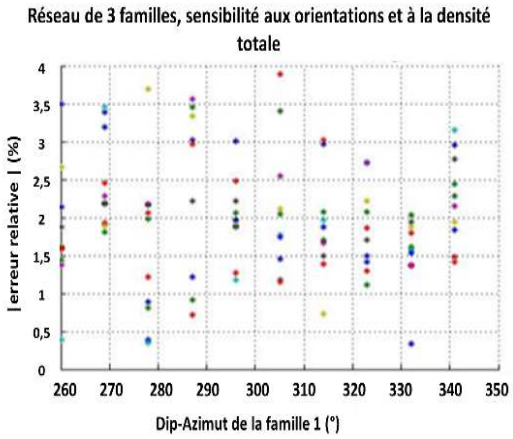
de densité de probabilité des orientations de l'ensemble du DFN varie. La valeur de référence du nombre d'intersection correspond à une moyenne du nombre total d'intersections divisé par le nombre total de fractures pour 10 DFN différents honorant la même statistique.

L'ensemble des cas testés : réseaux comprenant des lois de dispersion pour une à cinq familles de fractures, représente autant de systèmes de fracturation différents. L'erreur maximale était de l'ordre de 5% pour les milieux hétérogènes les plus complexes (beaucoup de classes de fracture et des lois de distribution de fracture avec une grande dispersion). Le modèle prédictif 2D apparaît donc fiable en terme de nombre moyen d'intersections par fracture. Remarquons pour la suite, que notre formulation 3D de Ic_{DFN} est récente. Elle n'a pas encore fait l'objet de tests étendus, on note toutefois que les résultats unitaires présentés Figure 4.4.6 permettent de valider l'expression. Si un effet d'échelle semble avoir lieu (plus marqué pour un réseau de fractures orthogonales), l'estimation est très encourageante.

4.5 Résultats, analyse d'inter-connectivité avec Ic_{DFN} pour les réseaux de fractures anisotropes (Formulations 2D et 3D)

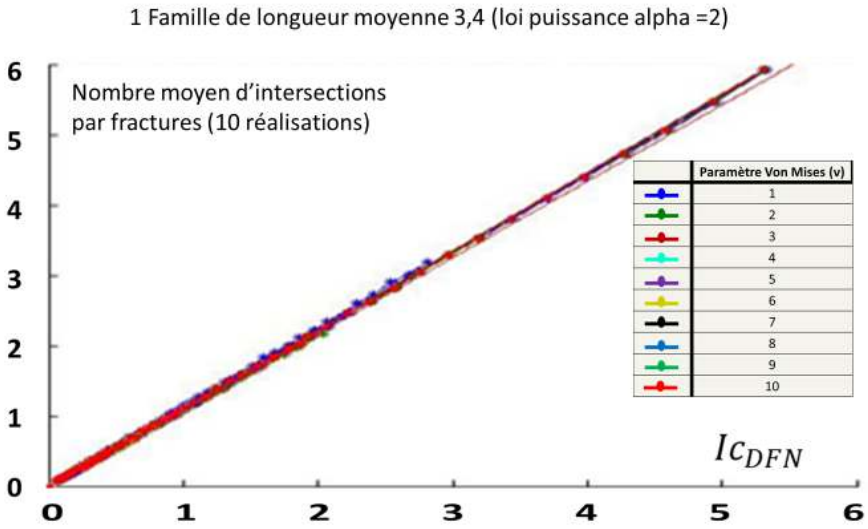
4.5.1 Procédure et plan d'expérience, validation par comparaison à des réseaux de fractures diffuses représentatifs

1. Pour chacun des jeux de données (c'est à dire une combinaison de lois de distribution et de densité), 10 DFN (réalisations statistiques) au minimum sont générés dans le but de contrôler l'influence du tirage aléatoire. Pour honorer la densité, le volume de génération est supérieur au volume de calcul. Pour travailler sur un nombre important de fractures, le volume de génération (et donc de calcul) dépend de la densité de fractures et de la longueur moyenne de chaque famille en 2D, il est fixe en 3D, avec une arête égale à 10 fois la plus grande diagonale de fracture dans le DFN. Les réseaux proposés sont définis de façon à pouvoir négliger les effets de taille finie : chacune des fractures a une taille réputée petite (au moins de 10 fois inférieure) comparée à la taille échantillonnée. On s'assure toujours qu'au moins 10000 fractures soient générées en 2D sauf dans le cas 3D, pour lequel la taille des volumes de générations a été reprise de Mourzenko et al. (2011a). Les centres des fractures sont distribués par un processus aléatoire (de type poissonnien) et leur répartition peut être supposée homogène sur une zone plus grande que la prise d'échantillon. Chaque objet suit une loi de distribution des orientations



	Famille 1	Famille 2	Famille 3
Longueur moyenne [m]	constante 5	constante 6	constante 3
Dip-azimut [°]	Variable [260...341]	55	100
Densité [m^{-1}]	variable [0,79...1,25]	variable [0,79...1,25]	variable [0,79...1,25]

(a) Écart relatif absolu entre le calcul exact du nombre d'intersections et sa prédiction en utilisant les volumes exclus pour 3 familles verticales. L'azimut de la première famille de fractures varie toutes les 10 réalisations de 10 degrés, les 3 familles ont des propriétés de densité variant de (0.79 à 1.25 m^{-1}) et ont des longueurs moyennes différentes (5 ;6 ;3 m). Une couleur représente une même densité. Il n'apparait pas de corrélation entre l'erreur et la densité ou l'orientation.



(b) Comparaison du nombre d'intersections 2D estimé et du nombre moyen d'intersections par fracture : Influence du coefficient de dispersion dans la loi d'orientation de type Von-Mises pour des famille de fractures de longueur constante, les droites sont presque confondues et de pente 1, la densité de la famille est variable.

FIGURE 4.4.5 – Écarts de prédiction entre l'indice d'interconnecitivité Ic_{DFN} et un calcul déterministe (cas 2D)

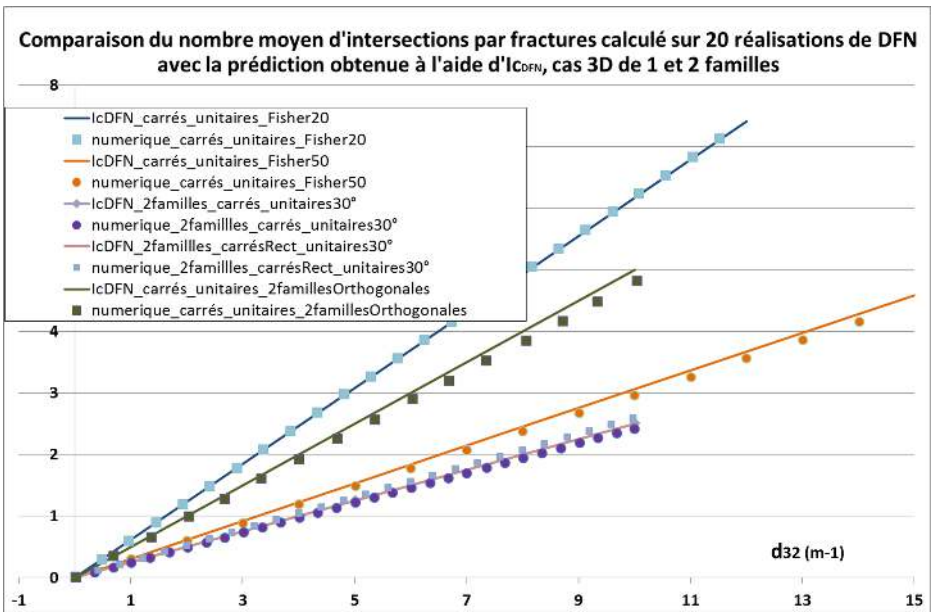


FIGURE 4.4.6 – Validation unitaire de l'indice d'interconnectivité 3D. En bleu, le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées de taille 1 répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 20 (cas 7701). En orange, le DFN est constitué d'une famille de fractures répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 50 (cas 7703 données semblables à (Mourzenko et al., 2011a)). En vert, le DFN est constitué de 2 familles de fractures carrées de taille 1, avec 2 dip respectifs de 30 et 60° (cas 7711). Enfin en violet, les 2 familles unitaires sont orthogonales, l'une étant un ensemble de rectangles de ratio de forme 4 (cas 7713). Chacune des courbes en trait plein correspond à l'estimation analytique et les points de la même couleurs correspondent à une moyenne sur 20 réalisations corrigés de α_{cor} pour l'effet de taille finie.

et une loi de distribution des tailles ainsi que de la conductivité hydraulique et de l'ouverture de fracture.

2. Les fractures sont clippées dans la zone de calcul, leur nombre (chaque élément de volume non nul est décompté) est donc supérieur au nombre théorique de fractures d'une taille donnée.
3. Pour chacun des DFN un calcul explicite du nombre d'intersections, du nombre d'amas (un amas est un ensemble de fractures connectées les unes aux autres) et de la taille (nombre d'éléments distincts) de chaque amas est réalisé.
4. Pour chacun des DFN, différentes méthodes numériques de calcul de perméabilité équivalentes ont été employées :

   a) Méthode SLM3D pression linéaire (utilisée dans FracaFlow) : La méthode, qui s'applique à tout réseau de fractures planes décrites par $nb_{sommets}$ sommets, consiste en une discrétisation 3D du DFN et des faces du volume de calcul. Pour contrôler les conditions de charge (pression), chaque frontière est discrétisée de façon à aligner les centres des mailles avec les faces. Le même maillage (et surtout le réseau connecté aux conditions aux limites) est utilisé pour simuler l'expérience de Darcy (pression linéaire sur les bords) dans les 3 directions ;

   b) Méthode SLM3D perméamètre : La méthode, qui s'applique à tout réseau de fractures planes décrites par n sommets, consiste en une discrétisation 3D du DFN et des faces du volume de calcul. Pour contrôler les conditions de charge (pression), chaque frontière perméable est discrétisée de façon à aligner les centres des mailles avec les faces. Les conditions aux limites simulent celles du perméamètre : deux faces opposées du système sont mises à des pressions imposées P_0 et P_1 tandis que les quatre autres faces sont imperméables (équation 4.3.1a). De cette façon, le flux $\vec{Q}$ traversant le système est identique sur les limites perméables du système et s'exprime simplement en fonction du flux total traversant le système et de la différence de pression. Ceci impose de calculer 3 réseaux connectés à ces faces pour simuler l'expérience de Darcy (flux nul sur les bords) dans les 3 directions. Cette opération est indispensable pour pré-conditionner le système à résoudre qui risquerait d'avoir des amas isolés où un flux nul serait imposé (ce qui amène à une infinité de solutions).

   c) La méthode Fraca (Section 5.4.1 Bourbiaux et al. (1998)), limitée à des réseaux pseudo 2D, consiste en une discrétisation 2D du DFN (par couche). Pour le calcul des perméabilités, on impose un flux nul dans la direction verticale (condition mixte). Le réseau de fractures utile est calculé 1 seule

fois (il connecte les faces X et Y) puisque dans la direction z, toutes les fractures étant traversantes, elles contribuent à l'écoulement.

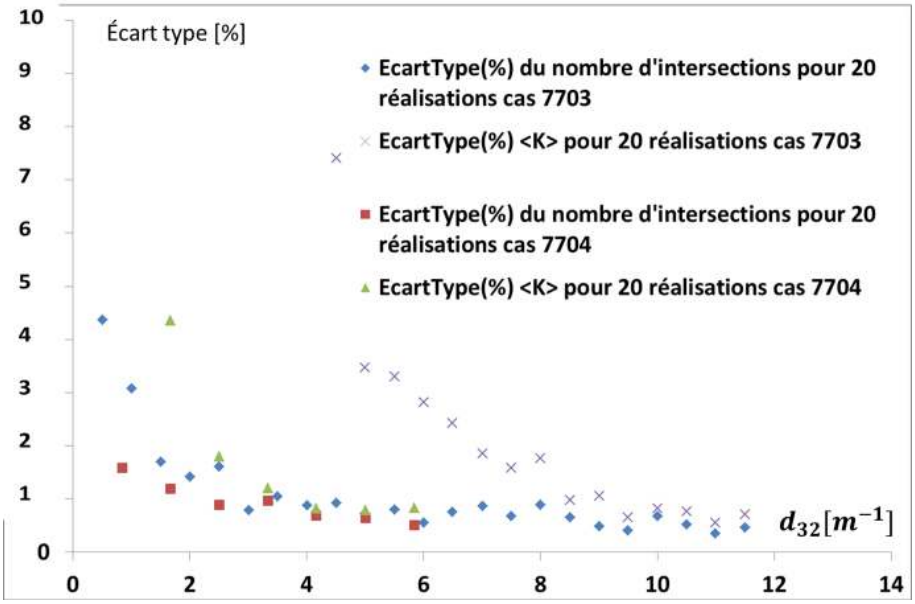
d) Des essais de calculs avec des conditions limites à l'infini ont eu lieu ; malheureusement, avec la méthodologie SLM3D, estimer les vitesses d'écoulements ailleurs que sur les frontières du maillage de Voronoï s'est avéré une limitation handicapante dans le cas des réseaux 3D, empêchant d'estimer les flux correctement (le maillage n'est plus K-Orthogonal) avec de telles conditions aux limites.

5. La valeur présentée (nombre d'intersections ou perméabilité équivalente) représente la moyenne de l'ensemble des tirages. Dans l'ensemble des tests, nous n'avons pas constaté de changements significatifs (Figure aux valeurs moyennes calculées sur plus de germes et c'est un nombre assez souvent employé (Guerin and Billaux, 1994; Mourzenko et al., 2011b). On étudie la perméabilité du milieu fracturé au voisinage et au delà du seuil de percolation. Pour mieux représenter l'apparition du seuil de percolation, nous présentons les résultats de perméabilité sous la forme $Kh = \sqrt{k_1.k_2}$ où les k_i sont les perméabilités principales en 2D. En 3D nous reprenons la même convention que Mourzenko et al. (2011a) et présentons $\langle K_{3D} \rangle$ qui correspond à la moyenne arithmétique des composantes principales du tenseur de perméabilité.

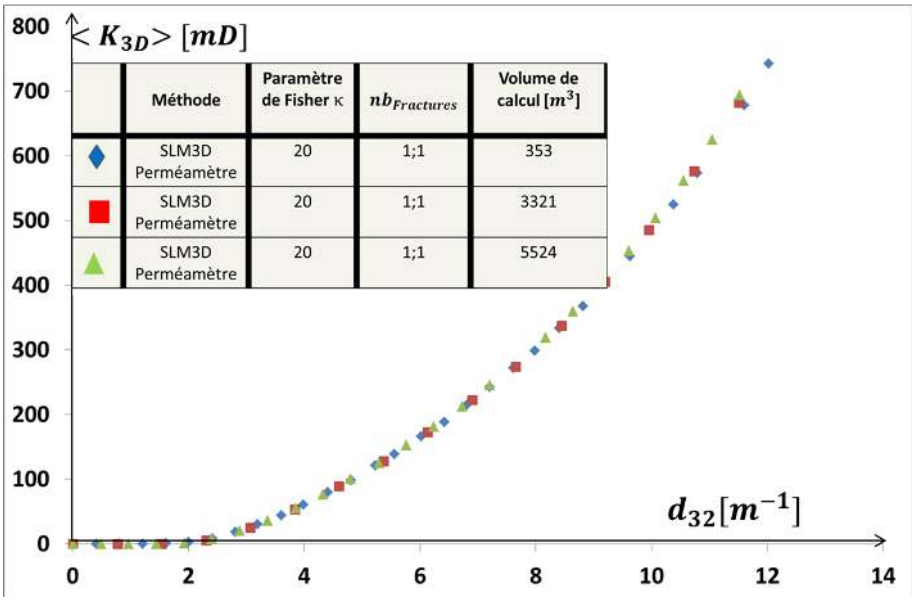
4.5.2 Analyse de la géométrie (arrangement des fractures)

Cas 2D Validation des quantités géométriques, cas repris de Li and Zhang (2011)

L'étude synthétique de Long et al. (1982) a suscité un grand nombre d'études paramétriques où les résultats unificateurs relevés plus haut sont parfois mentionnés (Huseby et al., 1997; Xu et al., 2006) (les fractures sont respectivement des polygones inscrits dans des cercles distribués isotropiquement et des segments de droites en 2D). L'intérêt d'une telle analyse est de réduire les incertitudes autour des données avant d'intégrer au modèle les composantes d'écoulement. Li and Zhang (2011) proposent un indice d'interconnectivité pour 2 familles de fractures faisant un angle β_{ij} (généralisable à n familles). Cet indice de connectivité, appelé $DDOF$ Équation 4.5.1 est utilisé pour estimer le nombre d'intersections moyen par fracture sur 2 cas (Figure 4.5.2) : le premier est lorsque l'angle varie entre les 2 familles et le second lorsque la densité totale de fractures (d_{20}) augmente. Les réseaux sur lesquels ont été réalisés les tests comparatifs ne sont bien entendus pas identiques puisque les réalisations statistiques ne sont pas les mêmes. Nous avons cependant généré des réseaux respectant les mêmes statistiques. Après échange



(a) Décroissance de l'écart-type (en %) avec la densité d_{32} des objets : nombre d'intersections et perméabilités calculées pour 2 cas 3D (20 réalisations). Cas 7703 : le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 50. Cas 7704 : le DFN est constitué d'une famille de fractures rectangulaires (rapport de forme 4) répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 50.



(b) Sensibilité à la taille de la zone de calculs de la perméabilité équivalente calculée avec la méthode SLM3D sur le cas 7701 : 1 famille de fractures carrées de surface 1 et une distribution de la normale selon une loi de Fisher de paramètre 20 centrée autour de la verticale : les 3 courbes obtenues pour des zones de calculs différentes se superposent.

FIGURE 4.5.1 – Justification quant aux tailles des zones de calculs (volume de calcul constant en 3D) et au nombre de réalisations choisies.

avec les auteurs, on voit que lorsque le biais sur le nombre de fractures est corrigé (le DFN est contraint par la densité d_{21} pour ces réseaux 2D), la convergence entre les résultats numériques et les modèles prédictifs est améliorée. La correction proposée par les auteurs (un terme « +2 ») n'est alors pas nécessaire.

$$DDOF = \left(l_i\sqrt{d_{20j}}\sin\beta_{ij} + 2\right) l_j d_{20i}\sqrt{d_{20j}} \tag{4.5.1}$$

Ozkaya (2011) publie des résultats indépendants similaires aux nôtres, confirmant les observations précédentes et retrouve la formule simple en 2D (Équation 4.4.6) qui permet d'estimer la connectivité de réseaux stochastiques dont la densité est poissonnienne directement à partir des lois de distribution. Un seuil empirique de 2 à 3 (la valeur change dans les conclusions), valable pour une majorité de réseaux est lui aussi mis en avant dans ses travaux pour statuer que les fractures sont inter-connectées. Dans son étude, le lien entre le nombre moyen d'intersections par fractures et la taille maximale de l'amas connecté est employé pour justifier ses choix.

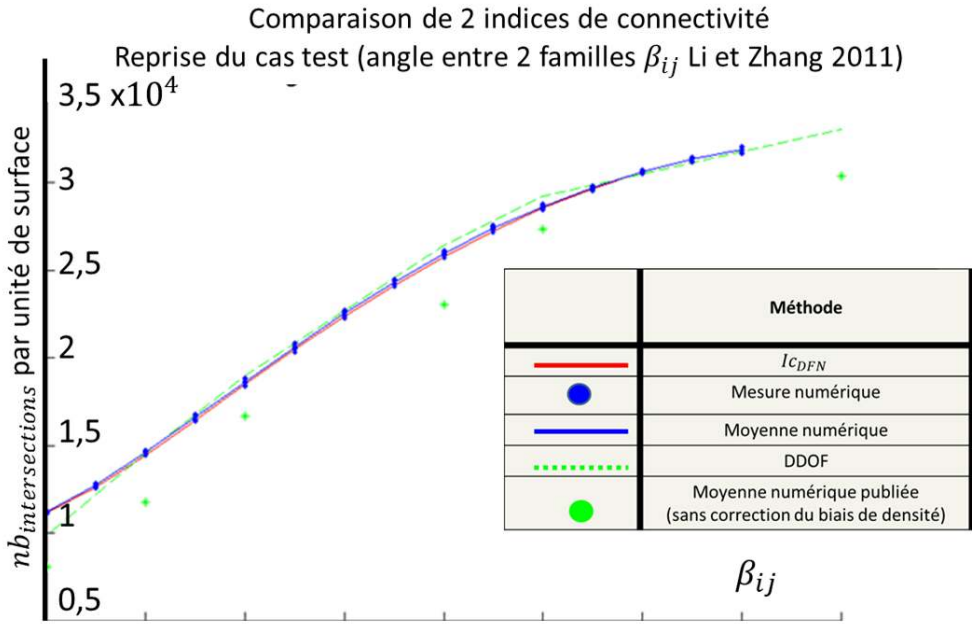
Analyse avec l'indice d'Interconnectivité Ic_{DFN} : Existence de deux seuils : percolation et continuité

Pour étudier la connectivité, nous dénombrons les amas indépendants à l'intérieur d'un réseau généré (Figure 4.5.3a). Un amas est constitué ici d'au moins 2 fractures et une fracture du système n'appartient qu'à un seul amas. Il apparaît que pour des systèmes géométriques différents (la densité et l'angle entre 2 familles de longueurs différentes varient) le comportement en terme d'amas reste similaire :

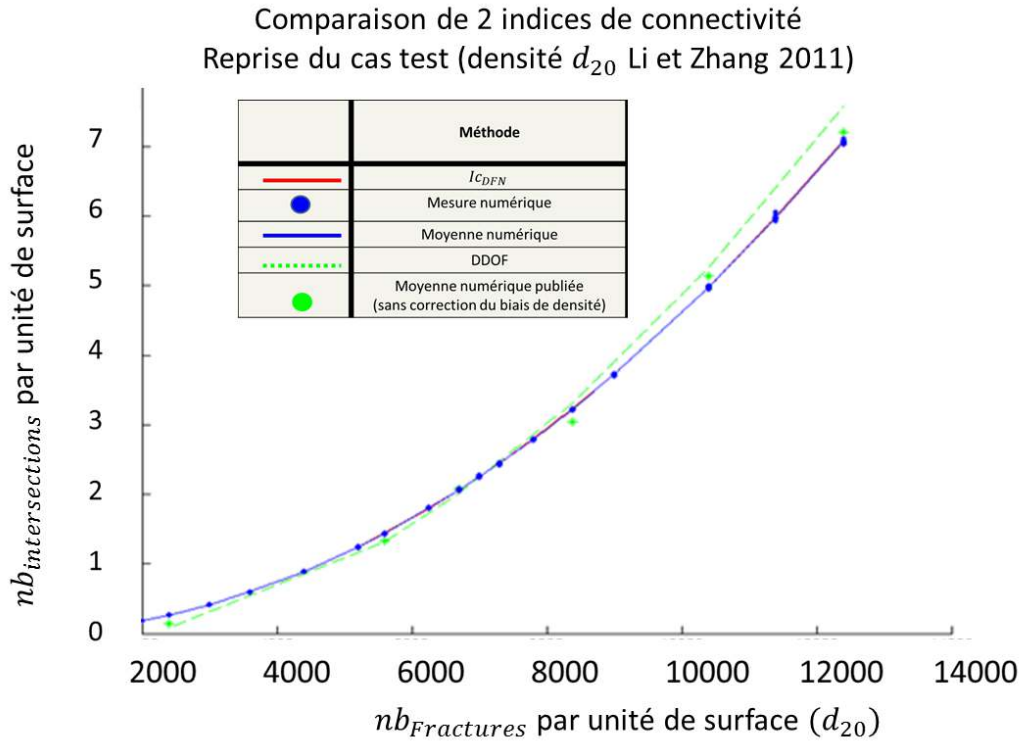
- Pour $Ic_{DFN} \lesssim 1$, le nombre d'amas de fractures croit mais un réseau principal ne se crée pas (les fractures sont connectées 2 à 2).
- Pour $1 \lesssim Ic_{DFN} \lesssim 3$, le nombre d'amas indépendants diminue quand la densité augmente, les amas de fractures commencent à se regrouper : la longueur de corrélation du réseau (taille du plus grand amas) augmente.
- Pour $Ic_{DFN} \gtrsim 3$, un réseau principal est créé et regroupe l'ensemble des fractures : la longueur de corrélation du réseau (taille du plus grand amas par rapport au nombre d'éléments) se stabilise.

Analyse complémentaire avec les propriétés des amas de fractures

Une deuxième série d'expériences numériques est menée cette fois avec 3 familles de fractures (Figure 4.5.3). Le même comportement se retrouve lorsqu'on présente le rapport de la taille du plus grand amas sur le nombre de fractures dans la maille. La taille de chaque amas correspond au nombre de fractures distinctes dont le centre est intérieur à la maille et à l'amas. Le fait que ce rapport ne tende pas vers 1 mais s'en approche s'explique par le fait que le nombre total de fractures



(a) Influence de la différence azimutale $\Delta\beta_{ij}$ entre 2 familles. Comparaison avec le cas tc1 (Li and Zhang, 2011)



(b) Influence de la densité (d_{20}) totale des familles (cas tc3 (Li and Zhang, 2011))

FIGURE 4.5.2 – Comparaison de Ic_{DFN} à l'indice de connectivité $DDOF$ défini dans (Li and Zhang, 2011; Delorme et al., 2013b)

générées utilisé pour les calculs comprend les fractures dont le germe est en dehors de la zone de calcul. La courbe rose représente le nombre moyen d'intersections par fractures en fonction de Ic_{DFN} , son approximation linéaire, qui a bien une pente de 1 (Figure 4.5.3b), valide le caractère prédictif de l'indice de connectivité quant au nombre moyen d'intersections par fractures.

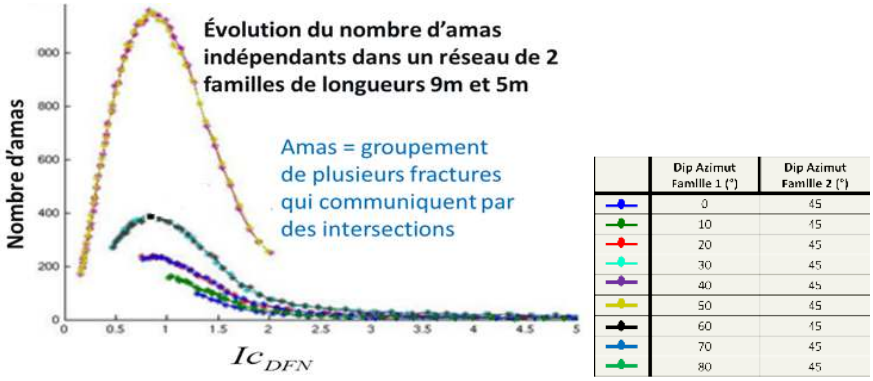
Analyse quant à l'impact sur les perméabilités équivalentes

Manifestation au seuil de percolation

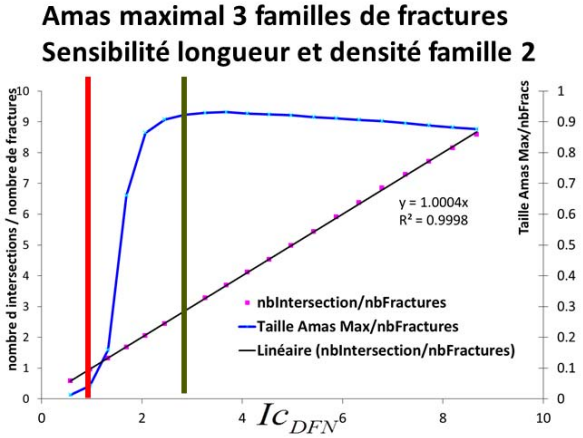
Pour une distribution de conductivités de fracture fixée, la géométrie du réseau a un effet sur le calcul des perméabilités équivalentes. Ce résultat est confirmé sur la Figure 4.5.5a : pour 4 DFN distincts sur le plan de la géométrie (les familles ont des densités et orientations privilégiées), nous décelons différents seuils de percolation dans le diagramme classique K(densité fractures). En revanche, les mêmes résultats dans le diagramme $K(I_{icDFN})$ (Figure 4.5.5b) se superposent et font apparaître un seuil unique I_{icp} à partir duquel la perméabilité est non nulle, c'est le seuil de percolation qui correspond à $Ic_{DFN} = Ic_{DFNp} \approx 1$. Un autre fait encore plus remarquable, évoqué dans Adler et al. (2009, 2011); Mourzenko et al. (2011a) pour des réseaux de polygones aléatoirement distribués, est le fait que les courbes se superposent. Il semble que nous nous affranchissons ainsi de l'influence des paramètres géométriques du réseau. On note également une phase linéaire lorsque la densité de fractures augmente.

Seuil de Continuité : linéarité d'évolution de la perméabilité par rapport au nombre de fractures

Tout autre paramètre fixé, il existe des seuils à partir desquels la perméabilité évolue linéairement en fonction de la densité (Balberg et al., 1984; Beucher and De Marsily, 1985; Khamforoush and Shams, 2007; Mustapha, 2008; Delorme et al., 2008). En effet, une fois le réseau à l'infini crée, chaque fracture contribue à l'écoulement puisqu'elle est connectée au réseau principal : le modèle des fractures traversantes s'applique et l'évolution de la perméabilité en fonction de la densité de fracturation devrait être linéaire. A partir de ces seuils, les dérivées partielles par rapport à la densité du modèle numérique et analytique sont semblables. Là encore, le diagramme 4.5.6 $\frac{\partial K}{\partial d}(Ic_{DFN})$ apparaît comme unificateur avec un seuil $Ic_{DFNl} \approx 3$. Un comportement analogue entre le modèle discret numérique (Sarda et al. (2002) Section 5.4.1) et le modèle de Oda est atteint pour un indice de connectivité voisin de 3. Physiquement, ce phénomène peut s'expliquer par le fait que l'espacement entre 2 intersections est plus faible que la longueur des fractures



(a) Cas 2D : Évolution du nombre d'amas (ensemble de 2 fractures au moins) en fonction du nombre moyen d'intersections par fractures Ic_{DFN} pour différents réseaux



	Famille 1	Famille 2	Famille 3
Longueur moyenne [m]	constante 7	variable: [2...14]	constante 5
Dip-azimut [°]	15	35	95
Densité [m^{-1}]	0,7	variable [0...2,4]	variable [0,1...1,7]

(b) Cas 2D : Évolution du rapport taille maximale d'amas / nombre de fractures (en bleu) calculé sur 10 réalisations de DFN pour différents modèles de fractures dont la densité, la longueur et l'orientation varient. 3 familles de fractures, les densités et les longueurs moyennes changent. On observe une transition brutale entre $Ic_{DFN} = Ic_{DFNp} \approx 1$ et $Ic_{DFN} = Ic_{DFNl} \approx 3$. Pendant cette transition, la taille de l'amas de plus grande taille augmente jusqu'à tendre vers le nombre total de fractures au delà de Ic_{DFNl}. Le tableau rappelle les paramètres des familles utilisés pour générer 10 réalisations de DFN pour chacun des points représentant une moyenne. La courbe rose représente le nombre moyen d'intersections par fractures en fonction de Ic_{DFN} , son approximation linéaire a bien une pente de 1.

FIGURE 4.5.3 – Cas 2D : mise en évidence de deux seuils dans le diagramme Ic_{DFN}

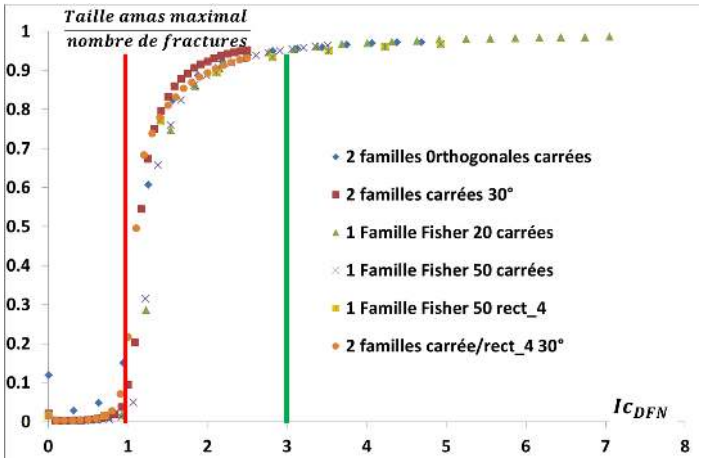
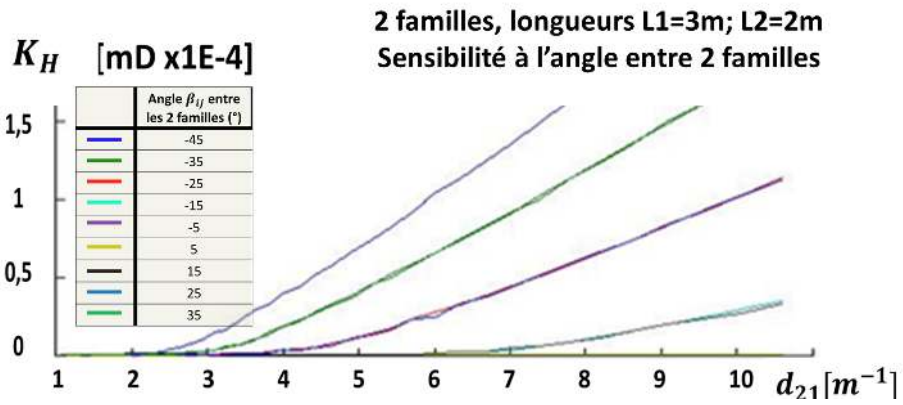
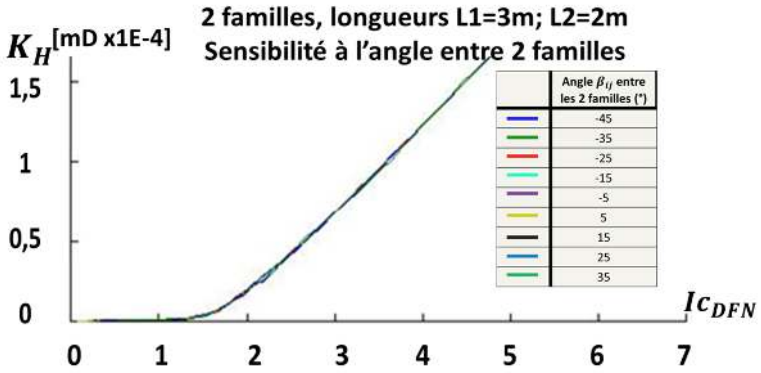


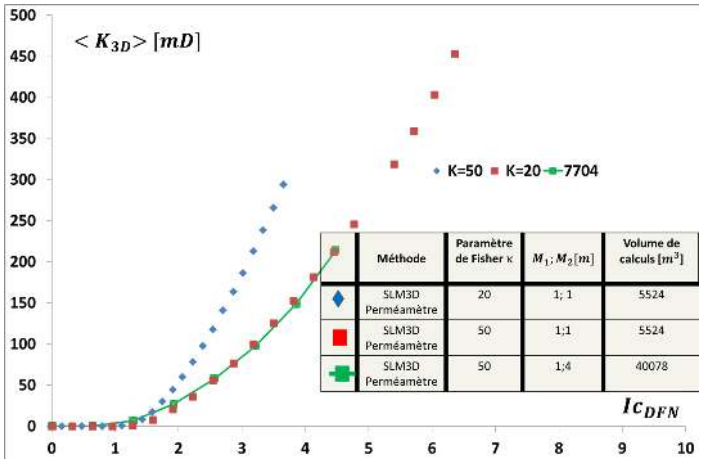
FIGURE 4.5.4 – Cas 3D : le même comportement est constaté en 3D dans le diagramme Ic_{DFN}. Pour $Ic_{DFN} = Ic_{DFNp} \approx 1$, la taille de l'amas maximal augmente brutalement tandis que pour $Ic_{DFNl} \approx 3$, l'amas maximal regroupe plus de 96% des éléments du réseau. Ce second seuil est moins marqué qu'en 2D mais semble s'appliquer pour des fractures suivant une loi continue anisotrope en orientation et pour des réseaux de 2 familles. Pour les cas présentés, les fractures carrées ont un coté de longueur 1 tandis que les fractures « rect_4 » ont une longueur de 4 m et une hauteur de 1 m. Les cas à 2 familles n'ont pas de dispersion des orientations.



(a) Le seuil de percolation est sensible à l'organisation géométrique du réseau de fractures, dans le cas d'une distribution des conductivités fixée



(b) Cas 2D : La percolation des réseaux, mêmes différents vient à $Ic_{DFNp} \approx 1$ Avec l'indice de connectivité, dans le cas d'une distribution des conductivités fixée



(c) Cas 3D : 1 Famille de fractures rectangulaires de côtés M_1, M_2, dont la normale est distribuée autour de la verticale selon une distribution de Fisher de paramètre κ. $\langle K_{3D} \rangle$ est la moyenne arithmétique de la trace du tenseur de perméabilité calculé avec des conditions aux limites de type perméamètre. La percolation a bien lieu à $Ic_{DFN} \approx 1$. Pour un réseau avec une loi de distribution d'orientations semblables (rouge/vert) mais des formes de fractures différentes, les courbes se superposent.

FIGURE 4.5.5 – Caractère unificateur de Ic_{DFN}

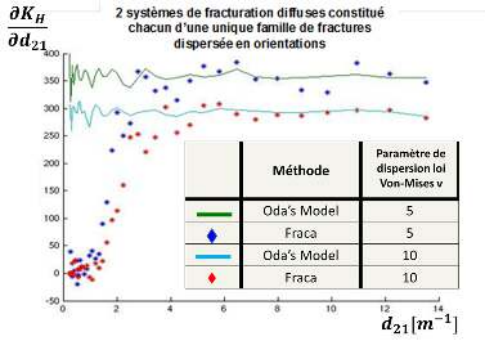
à générer : chaque nouvelle fracture contribue à l'écoulement. Du point de vue de la percolation, on se place dans le cadre ou chaque site (intersection entre 2 fractures) fait partie du réseau utile. Mustapha (2008) testent des calculs sur des réseaux générés avec une densité variable et trouvent que les gammes de densités pour lesquelles la simulation s'avère nécessaire sont celles s'étalant du seuil à trois fois la densité au seuil (on retrouve là encore notre seuil unificateur).

4.5.3 Discussion, conclusions intermédiaires

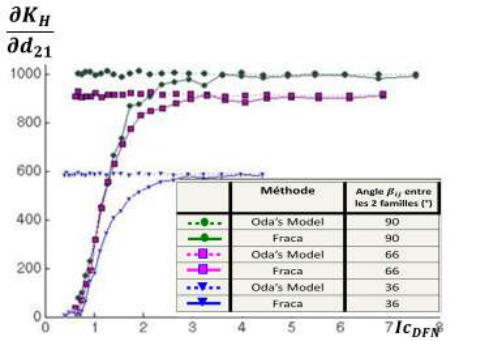
Mourzenko et al. (2011a) comparent le rapport de la moyenne des perméabilités numériques sur la moyenne des perméabilités obtenues avec le modèle des fractures traversantes. Cette représentation permet de mettre en évidence le caractère unificateur de l'indice d'interconnectivité dans les modèles 3D. L'indice d'interconnectivité Ic_{DFN} semble bien corrélé à la perméabilité et aux propriétés géométriques de la fracturation, c'est une approximation géométrique de la perméabilité adaptée aux cas de fracturation investigués (fracturation de petite taille comparée à la taille des mailles réservoir). Une voie d'amélioration serait de le tester et l'appliquer à d'autres structures de fracturation comme des structures multi-échelles (distribution plus large des tailles de fracture), à des réseaux corrélés (distribution non Poissonienne des centres de fracture). Le cas des fractures hydrauliquement différentes, (distribution variable des conductivités de fracture n'a pas vraiment été investigué). Nous mentionnerons le fait que changer la densité d'une et une seule famille au sein d'un réseau comprenant plusieurs familles revient à investiguer toutefois des distribution de longueur différentes et de facto, une distribution de conductivité hydraulique différente.

4.6 Vers un modèle analytique : Étude paramétrique et comparaisons de méthodes

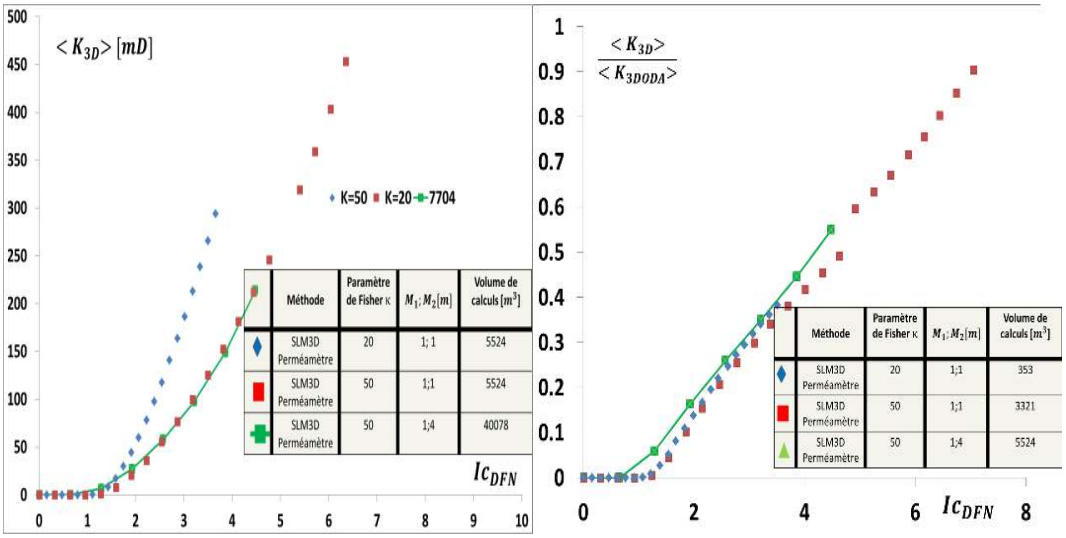
Les résultats obtenus en 3D l'ont été en fin de thèse et il nous manque donc encore un peu de recul sur le caractère général de ce qui a été mesuré. Ils méritent une consolidation avant de prétendre toute généralisation du modèle 2D proposé ici. Une suite logique à ce travail sera de comparer notre formulation au modèle heuristique 3D, dérivé des hypothèses isotropes, formulé dans (Mourzenko et al., 2011a).



(a) $Ic_{DFNl} \approx 3$ au seuil de linéarité et la pente de la solution numérique converge vers celle du modèle de Oda (paragraphe 4.3.2.2) pour les grandes densités de fracturation.



(b) Sur les cas 2D ce seuil de linéarité intervient pour un indice d'interconnectivité : $Ic_{DFNl} \approx 3$



(c) Cas 3D : 1 Famille de fractures rectangulaires de côtés M_1, M_2, dont la normale est distribuée autour de la verticale selon une distribution de Fisher de paramètre κ. $\langle K_{3D} \rangle$ est la moyenne arithmétique de la trace du tenseur de perméabilité calculé avec des conditions aux limites de type perméamètre et $\langle K_{3DODA} \rangle$ est la moyenne arithmétique de la trace du tenseur de perméabilité calculé avec la méthode (Oda, 1985). La percolation a bien lieu à $Ic_{DFN} \approx 1$. Pour un réseau avec une loi de distribution d'orientations semblables (rouge/vert) mais des formes différentes et une distribution de perméabilités différentes (bleu/rouge), les courbes se superposent et la perméabilité semble être linéaire en fonction de l'indice d'interconnectivité au delà du seuil de 3.

FIGURE 4.5.6 – Au seuil de linéarité $Ic_{DFN} \approx 3$, la pente de la solution numérique converge vers celle du modèle de Oda (1985) (paragraphe 4.3.2.2) pour les grandes densités de fracturation.

4.6.1 Proportion de fractures participant à l'écoulement pour corriger le modèle des fractures connectées

Soit un réseau de fracture discret défini par une probabilité d'utilité des sites P_u. Un site est utile s'il appartient au réseau utile. On peut écrire que P_u est le rapport du nombre d'intersections utiles sur le nombre d'intersections total. En d'autres termes, à partir d'une certaine connectivité (le seuil de linéarité), si un site existe, il est membre de l'amas infini. $lim(P_u(Ic_{DFN} \to \infty)) = 1$.

Puisque la répartition des intersections est poissonienne sur chacune des fractures du réseau, la fraction moyenne de fractures qui participera à l'écoulement, c'est à dire la portion χ_i de la fracture F_i comprise entre les 2 intersections les plus éloignées est :

$$\chi_i = \frac{Ic_{DFN}^{(i)} - 1}{Ic_{DFN}^{(i)} + 1} \tag{4.6.1}$$

On utilise χ_i pour définir notre modèle à l'infini et corriger la contribution de chacune des fractures prises en compte dans le modèle d'Oda. Nous définissons ainsi notre modèle direct DMFNK (Direct Model Fracture Network Permeability Estimate) de calcul de perméabilité équivalente des réseaux stochastiques de fractures sur une maille de volume V où les fractures sont classées selon nb_{fam} familles de loi de distribution de probabilités $\rho_i(paramètre)$ définissant leur surface S_i, leur conductivité c_i, leur ouverture e_i et leur normale $\vec{n_i}$:

$$\bar{\bar{K}}_{DMFNK} = \frac{1}{V}\left(\sum_{i=0}^{nb_{fam}} \iiint \chi_i \frac{c_i}{e_i} \bar{\bar{N}}_i S_i d_{32} \rho_i(\vec{n}) \rho_i(S) \rho_i(c)\right) \tag{4.6.2}$$

avec $\bar{\bar{N}}_i = \overline{\overline{(I - \overrightarrow{n_i}.{}^t\overrightarrow{n_i})}}$.

Lorsqu'il n'existe pas d'amas infini, il nous faudrait estimer la probabilité P_u en fonction des caractéristiques du réseau, certainement à partir du rapport entre la taille moyenne des amas et la taille de la cellule.

4.6.2 Résultats comparatifs (2D)

Nous présentons ici (Figure 4.6.1) des cas synthétiques de calculs de perméabilités équivalentes avec les mêmes statistiques de fractures obtenus selon différentes méthodes : La Méthode « Fraca » en bleu (Bourbiaux and Sarda, 2000), la méthode SLM3D avec 2 types de conditions aux limites : Pression Linéaire en vert foncé et vert clair (taille de calculs différentes), Perméamètre en marron, la méthode de Oda (Oda, 1985) en bleu, le modèle DMFNK en bleu turquoise. La méthode autocohérente (Barthélémy, 2009) est présentée en orangé à titre indicatif puisqu'elle fait

également partie des méthodes employables pour étudier les seuils de percolation. On notera d'ailleurs qu'elle donne de bons résultats pour le seuil de percolation et que le comportement à l'infini est, contrairement à ce que nous attendions assez différent.

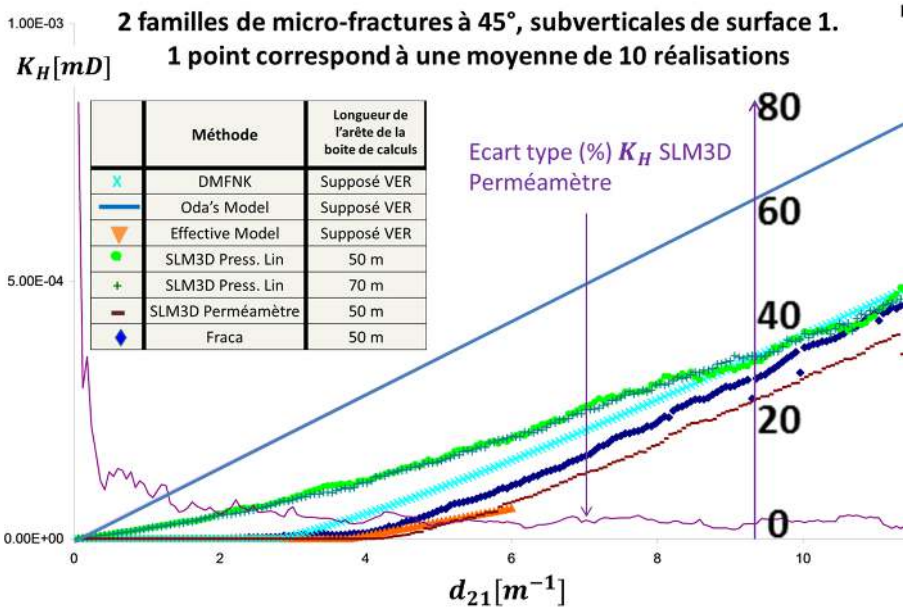
Les courbes vertes (clair et foncé) (Figure 4.6.1) correspondent à des calculs pour des conditions aux limites "pressions linéaires" sur des domaines de calcul différents (la surface du domaine vert foncé vaut environ 2 fois celle du vert clair), mais pour les mêmes données statistiques. Leur superposition valide le fait que le VER est atteint dans ce cas. Il n'y a pas de seuil de percolation marqué pour la méthode numérique 3D qui simule l'écoulement dans le plan de chaque fracture, et en particulier celles connectées aux faces (Figure 4.3.4), ce qui introduit un biais pour les faibles densités. Le comportement à l'infini, convergence des méthodes SLM3D, DMFNK et Fraca motive la poursuite d'une recherche de validation théorique du facteur de correction proche du seuil de percolation généralisée en 3D. Les courbes violettes représentent l'écart type mesurée avec la méthode numérique SLM3D perméamètre. Cet écart type, inférieur à 10%, décroit avec Ic_{DFN} ce qui permet de confirmer que le VER était atteint sur les configurations testées.

4.7 Synthèse, discussion et applications

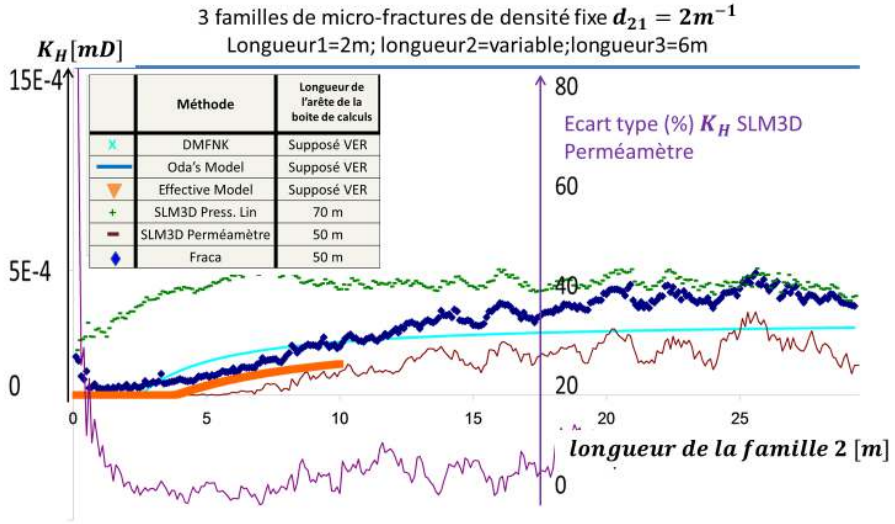
4.7.1 Analyse et contrôle qualité du modèle de fractures

Ce chapitre a permis de démontrer l'intérêt de connaitre la connectivité moyenne du réseau avant d'en estimer sa perméabilité équivalente. Cette étude peut être réalisée sur tout type de données mesurées avant de se lancer dans des calculs souvent fastidieux. La formulation, validée sur des configurations 2D et 3D est simple de mise en œuvre et rapide. Outre le fait d'être utile pour choisir une méthode de mise à l'échelle, le fait de connaitre le nombre moyen d'intersections par fracture dans le réseau peut permettre :

1. de quantifier l'erreur réalisée lorsqu'on décrit le réseau avec des lois statistiques (en comparant l'interconnectivité calculée sur les lois choisies avec l'interconnectivité calculée sur les mesures réalisées),
2. de délimiter des zones plus ou moins percolantes (et donc plus ou moins propices à permettre la circulation de fluides) dans le réservoir,
3. de comparer l'apport de chacune des familles à la percolation totale du réseau à l'aide de $Ic^{(i)}_{DFN}$,
4. d'estimer une densité totale minimale pour qu'un réseau soit percolant : souvent les tests hydrauliques permettent de savoir que le réseau percole,

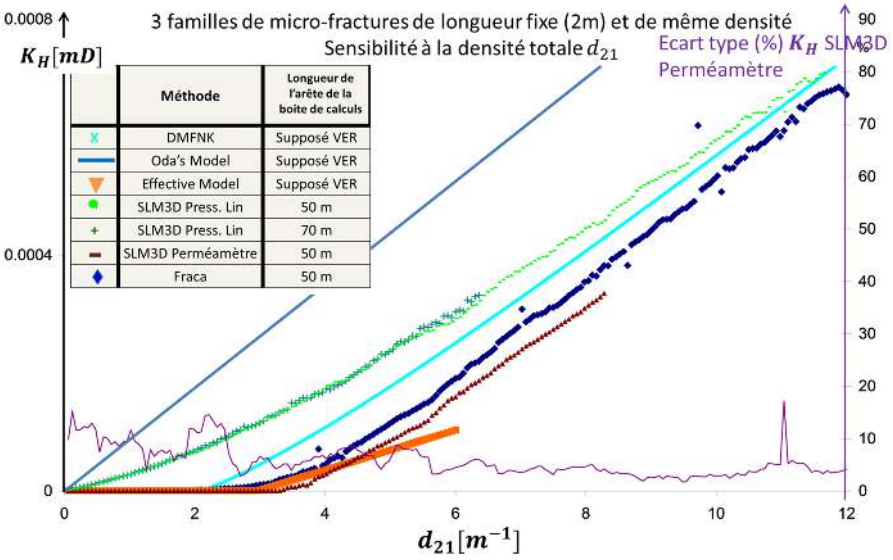


(a) Sensibilité à la densité de fractures pour un réseau à 2 familles. Le calcul 3D SLM3D a été réalisé à 2 échelles différentes (vert) et le fait que les courbes se superposent assure que le VER est bien atteint.

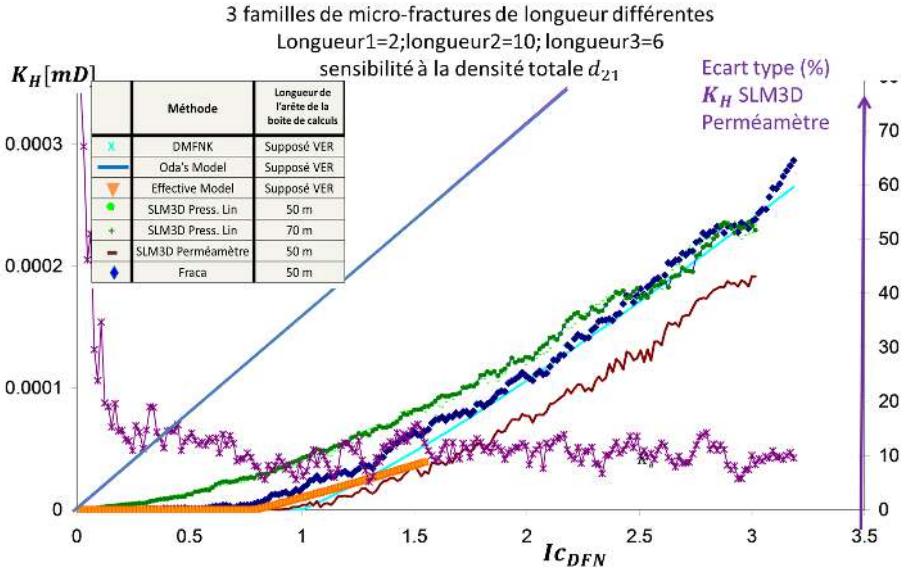


(b) Cas à 3 familles : sensibilité à la longueur moyenne de l'une des familles (la famille 2).

FIGURE 4.6.1 – Comparaison de 4 méthodes dont 3 convergent pour un indice de connectivité élevé. La méthode Fraca correspond au calcul pseudo 2D (Sarda et al., 2002), la méthode autocohérent a été développée et calculée par (Barthélémy, 2009). La méthode SLM3D (Khvoenkova and Delorme, 2011) est détaillée dans le chapitre 6. La décroissance de la dispersion numérique (violet) permet de vérifier que le VER est atteint.



(a) Cas à 3 familles, influence de la densité totale d_{21}



(b) Cas à 3 familles avec des distributions de longueurs moyenne différentes.

FIGURE 4.6.2 – Comparaison de 4 méthodes dont 3 convergent lorsque l'indice d'interconnectivité Ic_{DFN} est élevé (densité de fractures grande).

ce qui limite la plage d'incertitudes quant à la densité des fractures dans le réseau,

5. d'estimer la taille des blocs matrice au sein du réseau percolant.

4.7.2 Modèle Hybride : Combiner les avantages des méthodes numériques et analytiques

Les fractures sont considérées comme des objets plans convexes uniformément réparties dans une maille. En dehors de cette condition, il n'y a pas de limitation à leur forme, ni dans les arguments théoriques ni dans les calculs numériques.

L'étude des propriétés géométriques du modèle de fracture (potentiellement anisotrope c'est à dire que des lois de distribution d'orientation peuvent être utilisées) a fait apparaître, via la méthode des volumes exclus, l'existence de 2 « seuils caractéristiques » pour un système fracturé. Ces seuils, qui se veulent unificateurs correspondent à des nombres moyens d'intersection par fracture. Nous les avons nommés : Ic_{DFNp} et Ic_{DFNl} . Exprimés à l'aide des lois géostatitiques décrivant le milieu et validés sur des réseaux 2D, puis 3D, ces seuils révèlent l'existence d'états critiques et délimitent des zones comportementales bien définies. Ic_{DFNp} joue le rôle d'un seuil où la population conductrice étudiée commence à s'exprimer et Ic_{DFNl} pourrait être le seuil de continuité. Puisque les simulations d'écoulements fluides sont des processus coûteux à mettre en œuvre, plus particulièrement dans le cas de réservoirs naturellement fracturés, cette analyse préalable de la connectivité du réseau fracturé, qui ne nécessite ni de générer un DFN ni de se lancer dans des calculs géométriques complexes, constitue une optimisation efficace du processus de modélisation. Les lois peuvent ainsi être inversées pour déterminer les données qui manqueraient si la connectivité est connue. Cela permet aussi d'exhiber les zones et sous-réseaux de fractures percolants où l'attention devra être portée. Une fois l'étude de connectivité réalisée, trois cas peuvent émerger :

— $Ic_{DFN} \lesssim 1$, Le réseau est en dessous du seuil de percolation. Dans ce cas, il n'existe pas de milieu continu équivalent. La notion de VER est dépourvue de sens quelle que soit l'échelle de ce volume. La perméabilité du milieu fracture a une moyenne proche de 0, mais ceci ne signifie pas que le milieu soit totalement imperméable : il peut exister des "amas finis" percolants entre deux points du système et il faudra porter une attention toute particulière à la caractérisation de la perméabilité de la matrice saine.

— $1 \lesssim Ic_{DFN} \lesssim 3$, Le réseau est au seuil de percolation ou un peu au delà. La notion de VER existe mais sa taille risque d'être grande (inversement fonction de la "distance" du système au seuil de percolation Ic_{DFNp}). Nous préconisons dans ce cas l'usage d'une méthode discrète numérique adaptée au nombre (limité) de fractures influençant l'écoulement. L'incertitude quant

à la géométrie du milieu fracture reste grande et des réalisations multiples devront être générées pour estimer une perméabilité moyenne,

— $Ic_{DFN} \gtrsim 3$, Le réseau est largement au-dessus du seuil de percolation et est plus facilement assimilable a un milieu continu. Une étude de la taille du VER du type (Long et al., 1982; Kfoury, 2004) peut permettre de déterminer la taille du VER, c'est-a-dire l'échelle à laquelle l'hypothèse du milieu continu est valable si la formulation « sans DFN » n'est pas suffisante. Si cette échelle est petite vis à vis de la taille de maille utilisée pour discrétiser le problème d'écoulement l'étude pourra se faire avec les modèles "continus" classiques, voire intégrer la connectivité via un modèle du type DMFNK.

Cette zonation a été appliquée à un réservoir synthétique, construit à l'IFP. Le réservoir contient des familles de failles et de fractures diffuses aux densités et aux orientations très variables dans l'espace. Par des temps de calculs divisés par quatre, un calcul de paramètres équivalents est envisageable pour chaque cellules tandis qu'actuellement les résultats sont interpolés à partir d'échantillons représentatifs (Bourbiaux et al., 2005; Khvoenkova et al., 2009) (Figure 4.7.1).

La géostatistique sur la densité et les orientations de fractures, entre autres, permet bien d'étudier la variation dans l'espace de la perméabilité et aide à la représenter dans un modèle. Dans le but d'estimer cette perméabilité, le modèle proposé pour corriger le modèle des fractures traversantes peut être utilisé en première approximation et permet de passer à une échelle supérieure. L'espacement moyen entre les intersections du réseau donne quant à lui une indication sur l'échelle à employer pour discrétiser le problème d'écoulements.

Dans des milieux où l'intensité de fracturation est régionalisée, ce qui est fréquent en pratique, ceci permet de déterminer l'intensité de fracturation pour laquelle le seuil de percolation est atteint localement, les autres caractéristiques restant inchangées. Ces résultats reposent toutefois sur un certain nombre d'hypothèses qui ne sont pas toujours réalisées, et la valeur seuil reste entourée d'un certain flou théorique. Il faut souligner aussi que la définition du volume exclu n'a de sens que si les emplacements d'objets sont distribués uniformément dans l'espace étudié (tirage poissonnien). S'il existe des corrélations spatiales, elles doivent être remplacées par une intégrale spatiale de la fonction de distribution des centres.

En simulation de réservoirs, les mailles ont très souvent une taille verticale très inférieure aux tailles latérales. La problématique des amas de taille fini sera donc d'autant plus importante dans la direction verticale. La méthode des volumes exclus pour calculer en 3D le facteur de correction devrait pouvoir s'appliquer mais les seuils par rapport au nombre moyen d'intersections par fracture risquent d'être différents selon la théorie de la percolation. Il est par ailleurs clair que 2 familles de grande taille peuvent percoler sans l'existence d'une troisième famille de fractures beaucoup plus petites. Nous avons, dans le cadre de cette étude, utilisé des objets

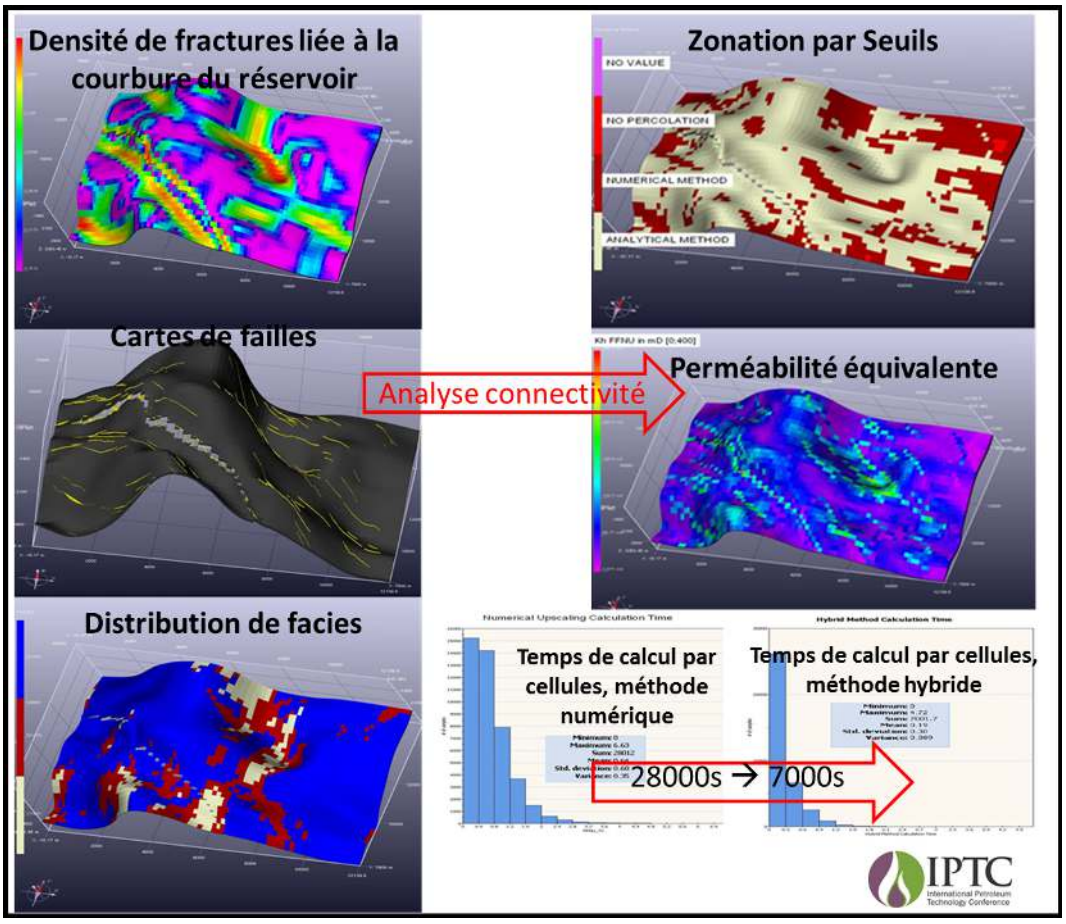


FIGURE 4.7.1 – Mise en œuvre sur un réservoir synthétique d'une méthode combinée de calcul de perméabilités équivalentes à l'aide de l'indice de connectivité et du logiciel FracaFlow (Khvoenkova et al., 2009; IFPEN and Franlab, 2014). Les temps de calculs on été divisés par 4. Une famille de fractures dépend de la courbure du réservoir, une autre est liée à la distance aux failles tandis que la troisième a une densité reliée aux facies géologiques.

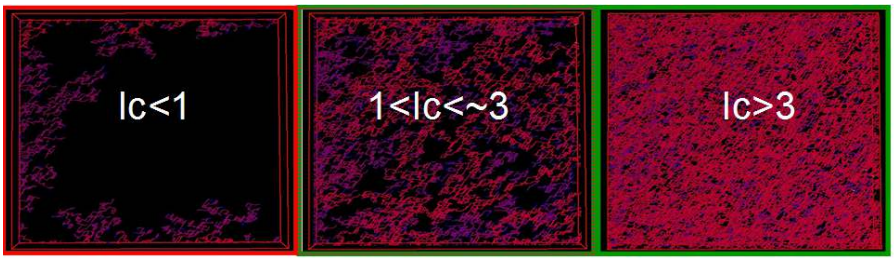


FIGURE 4.7.2 – Visualisation des 3 états de connectivité en 2D : seuls les amas connectés aux conditions aux limites (les faces) sont représentés

dont le rapport de tailles était inférieur à 10. Il faudrait certainement dans le cas contraire, introduire une taille en dessous de laquelle les fractures seraient négligeables ou rechercher 2 seuils différents, l'un pour les grands objets et l'autre pour les petits objets qui percolent avec les grands. On pourra à cet effet employer l'indice d'interconnectivité par famille $Ic_{DFN}^{(i)}$. En perspectives, nous suggérons donc d'accroitre le nombre de cas testés, notamment en traitant des réseaux de fractures où les tailles varieraient beaucoup selon les différentes familles. Un calcul systématique de l'erreur, à priori, serait aussi d'un grand intérêt pour l'ingénieur pour sa méthodologie de calage.

Positionnement

- ❏ Selon la qualité des données et le type de fracturation plusieurs modèles sont utilisables et l'ingénieur ne sait lequel choisir.
- ❏ La connectivité macroscopique du réseau de fractures est importante pour le choix du modèle continu à grande échelle.
- ❏ La méthode des volumes exclus permet d'étudier la percolation de la fracturation diffuse définie par des lois géostatistiques, elle a plutôt été appliquée aux réseaux isotropes en orientation.

Contributions

- ❏ Expression d'un indice d'interconnectivité entre fractures Ic_{DFN} à partir des données typiques d'un réservoir fracturé,
- ❏ Formulation générale d'un calcul de volumes exclus 3D pour des fractures convexes planes,
- ❏ Outil d'analyse graphique pour étudier la connectivité des réseaux (représentation dans un diagramme K(Ic_{DFN}))
- ❏ Interprétation physique d'un comportement unificateur (en 2D et en 3D) caractérisé par 2 seuils : un premier seuil auquel les fractures commencent

à percoler et un second pour lequel la théorie de la continuité peut être appliquée,
- ❏ Analyse de ces seuils (en 2D) pour choisir entre une représentation discrète ou continue de la fracturation,
- ❏ Proposition d'un facteur correctif pour appliquer le modèle des fractures traversantes au calcul de paramètres équivalents des réseaux moyennement connectés.

Perpectives

- ❏ Étendre les tests sur réseaux 3D à des réseaux de tailles plus dispersées (rapport de formes de l'ordre de 10)
- ❏ Généralisation et validation du modèle DMFNK à 3D,

Méthodes de discrétisation des milieux Fracturés

« Afin de mieux comprendre et étudier avec précision les comportements des écoulements de fluides au sein de milieux fracturés, mais aussi d'obtenir des modèles à l'échelle grossière précis pour la simulation d'écoulement dans le cadre de l'exploitation de réservoirs pétroliers, il est nécessaire de disposer de méthodes efficaces de maillage. Or, par la complexité géométrique des formations fracturées et le grand nombre de fractures, les méthodes classiques de génération de maillage contraint non structuré échouent sur de tels modèles. Il apparaît donc nécessaire d'explorer de nouvelles méthodes, plus originales, afin de trouver le meilleur compromis entre précision et efficacité. »"

(S. Vitel 2006)

Chapitre 5

Discrétisation des réservoirs fracturés : quelques contributions récentes

L'étude des réservoirs fracturés se fait généralement dans un « workflow » de caractérisation où la simulation des tests hydrauliques doit pouvoir s'insérer facilement. Chaque étape fait l'objet d'une validation et peut être réalisée un grand nombre de fois. Les équations aux dérivées partielles (EDP) servent, quant à elles, à modéliser de nombreux phénomènes physiques en géosciences. Leur but est de discrétiser les équations sur un maillage pour les transformer en un ensemble d'équations algébriques rassemblées dans un système linéaire, dont la résolution fournirait une approximation de la solution au problème étudié. La grande force de cette représentation est sa généralité. La génération de maillages (support numérique) relève de la géométrie algorithmique mais est étroitement liée aux schémas numériques utilisés. Mailler un domaine Ω de dimension n revient à le décomposer en plusieurs sous-ensembles géométriques plus simples i de dimension n appelés mailles (ou éléments), chacun reliant un nombre variable de points arbitraires de l'espace appelés nœuds. Il existe une infinité de maillages d'un même domaine, car les mailles peuvent varier en taille et en formes. Le temps de calcul et la puissance informatique pour réaliser de telles simulations en sont des paramètres critiques.

Compte tenu de la qualité des données, qui peut être très variable, la difficulté première est de choisir une échelle de discrétisation adaptée au problème résolu et de savoir si cette échelle existe. Ce chapitre a pour but d'offrir au lecteur une vision générale mais non exhaustive de quelques avancées récentes concernant les stratégies de maillage en milieux fracturés.

Trop fines, les approches discrètes se révèlent très vite inutilement compliquées, trop grossières (si l'échelle d'homogénéisation est mal choisie) elles suppriment

l'effet de la structure du réseau : il est difficile de tenir compte de tous les temps caractéristiques d'échange entre la matrice et la fracture et d'aboutir à des modèles prédictifs. Lichtner (2000); Matthäi (2003) rappellent à ce sujet qu'un bon modèle requiert 2 choses :

1. Respecter la géométrie des fractures,
2. Résoudre simultanément les réactions chimiques, les écoulements et les déformations pour tenir compte de l'ensemble des temps caractéristiques.

Le maillage employé doit permettre de réaliser au mieux ces conditions.

5.1 Équation discrétisée pour les tests hydrauliques : écoulements monophasiques

Pour résoudre l'équation en pression dans le temps sur le domaine étudié et aborder le problème inverse, on suppose que le milieu est connu en tout point de Ω, ce qui permet d'écrire l'équation de conservation de la masse sous la forme d'une EDP. La variation de masse (appelée accumulation dans les problèmes transitoires) d'une cellule k pendant un intervalle de temps $\triangle t^n$ est égale au produit de la durée et de la somme algébrique des flux (contrôlés dans notre cas par l'équation de Darcy dans chacun des milieux) qui entrent et sortent par les faces de la cellule. Le flux qui s'établit entre chaque face des éléments discrets i et j s'exprime à l'aide des transmissivités $T_{i,j}$ et des pressions dans les mailles voisines.

Le calcul des transmissivités est, au choix, réalisé pour des différences finies, volumes finis ou sur des éléments finis. La méthode la plus courante pour traiter les écoulements étant les volumes finis (**?**Landereau et al., 2001; **?**; Lepage, 2003; **?**). Les méthodes numériques se distinguent selon la technique utilisée pour discrétiser le gradient de pression sur chacun de ces problèmes locaux en fonction des pressions discrètes de chaque cellule à l'échelle étudiée. Pour un schéma implicite en temps d'ordre 1 (Une analyse de Fourier montre que le schéma implicite est inconditionnellement stable, du moins pour les problèmes linéaires (Bailly, 2009)), elles consistent à trouver les valeurs des pressions P_k^{n+1} au temps discret t^{n+1} et aux nœuds k d'une grille de calcul superposée au domaine physique d'écoulement, connaissant leurs valeurs au pas de temps précédent $\triangle t^n = t^{n+1} - t^n$.

L'avantage certain de contrôler le maillage du réseau de fractures est de pouvoir utiliser une discrétisation plus simple du gradient de pression (à 2 points la plupart du temps) dans les fractures puisque celles-ci sont représentées par des plans très souvent isotropes et une discrétisation différente dans la matrice. Le système résolu peut alors être vu comme l'union de 3 problèmes locaux interagissant selon des conditions aux limites : l'écoulement au sein de chaque fracture, l'écoulement dans

le réseau (via ses intersections) et l'écoulement entre la matrice peu perméable et le réseau de fracture.

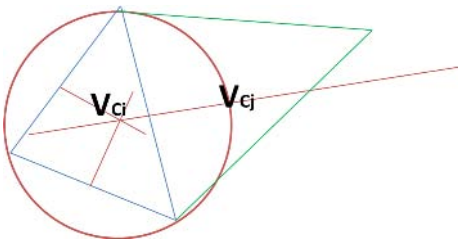
$$\begin{pmatrix} \sum T_{1,j} + \chi_t \Phi_F V_F & & \dots & -T_{1,k} & \\ & \dots & & & \\ -T_{k,1} & & \sum T_{k,j} + \chi_t \Phi_k V_k & & \\ & & & \dots & \\ & & & & \dots \end{pmatrix} \begin{matrix} P_1^n \\ \\ P_k^n \\ \\ \end{matrix} = \begin{matrix} P_1^{n+1} \\ \\ P_k^{n+1} \\ \dots \end{matrix} \quad (5.1.1)$$

En distinguant les nœuds intérieurs aux fractures des nœuds d'intersection entre fractures et enfin les nœuds dans le milieu matrice, on fait apparaître 3 problèmes (Équation 5.1.1), chacun reliés à un temps caractéristique (dont on rappelle la formule 2.3.14 : $t_{c\Omega} \approx \frac{\mu\chi}{K_\Omega} l_{c\Omega}^2$)

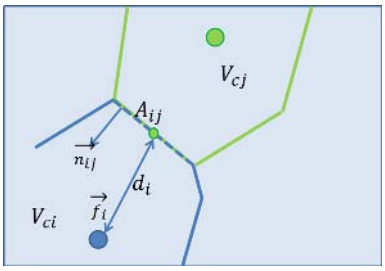
1. Les écoulements dans le milieu fracture. Dans les modèles à une conductivité par fracture, ces termes ont l'avantage d'être homogènes le long de chaque plan, la longueur caractéristique l_{cFF} peut être la distance entre 2 intersections de fractures, $t_{cFF} \approx \frac{l_{cFF}^2}{K_F}$. Sur une zone d'étude où les fractures sont uniformément réparties, ce temps caractéristique est homogène par famille.
2. Les écoulements à l'interface Matrice-Fracture (la fracture est vue comme une condition aux limites du milieu Matrice) ; le contraste vient du rapport de perméabilités, la longueur caractéristique dans ce cas est la distance moyenne entre le milieu fracture et le milieu matrice, $t_{cMF} \approx \frac{l_{cMF}^2}{K_M}$. La taille des blocs matrice (si ils existent) et la perméabilité du milieu matrice conditionnent ces échanges.
3. Les écoulements dans la Matrice, entre chacune des mailles matrices si la perméabilité n'est pas négligeable, c'est alors la longueur caractéristique entre les volumes de contrôle Matrice qui influe le plus $t_{cMM} \approx \frac{l_{cMM}^2}{K_M}$;

La forme de la matrice résolue est sensiblement la même : sa taille dépend du pas d'espace utilisé dans chacun des sous problèmes et le nombre d'éléments non nuls (sur un schéma à 2 points par exemple) correspond au moins à deux fois le nombre de transmissivités (donc de frontières dans le système). Selon l'ordre du schéma, la matrice du système linéaire résolu est plus ou moins creuse mais reste symétrique définie positive puisque les nœuds de porosité nulle ne sont pas pris en compte.

En guise d'illustration (Figure 5.1.1), on discrétise le gradient de pression à l'aide d'un schéma en espace à 2 points. Deux volumes de contrôle V_{ci}, V_{cj} supposés être aux pressions moyennes P_i et P_j partagent une même interface d'aire A_{ij} de normale $\vec{n}_{ij}$. Dans tout système, même multiphasique, la transmissivité T_{ij}, appelée



(a) Exemple d'un maillage K-Orthogonal, si les éléments du maillage sont des triangles (bleu et vert). On s'assure de cette propriété, caractéristique des maillages du type voronoï en 2D, en associant les centres des volumes de contrôle (V_{ci}, V_{cj}) aux centres du cercle circonscrit au triangle (rouge).



(b) Dans le cas général, le flux n'est pas forcément orthogonal aux faces des cellules

FIGURE 5.1.1 – Représentation géométrique 2D de deux volumes de contrôle quelconques voisins et définition des paramètres entrant dans l'estimation de la partie géométrique de la transmissivité

transmissivité géométrique, contrôle l'écoulement convectif de chaque phase selon la relation :

$$Q_{ij} = \rho_{fl}\lambda_{fl}T_{ij}(P_i - P_j)$$

où ρ_{fl} est la masse volumique du fluide, λ_{fl} est le rapport de la perméabilité relative sur la viscosité du fluide dans la maille amont (mobilité du fluide $\lambda_{fl} = \frac{kr}{\mu}$). $T_{ij} = \frac{\alpha_i\alpha_j}{\alpha_i+\alpha_j}$ dépend des seules propriétés des volumes de contrôles mis en jeu selon les demi-transmissivités $\alpha i = \frac{A_i k_i}{d_i}\vec{n}_{ij}.\vec{f_i}$, d_i est la distance entre le centre du volume de contrôle et l'interface dans la direction unitaire $\vec{f_i}$, k_i est la perméabilité intrinsèque dans le volume de contrôle V_{ci} . Cette transmissivité est dite géométrique puisqu'elle est la même pour chacune des phases résolues.

Solveurs numériques

Pour simuler les écoulements, nous calculons donc le système linéaire local associé à chaque fracture du réseau, où l'on suppose que Darcy s'applique. L'écoulement de fluide à travers la matrice est lui aussi gouverné par la loi de Darcy. Le système linéaire global peut alors être construit par assemblage des systèmes linéaires locaux. La matrice obtenue dans le système global est creuse, symétrique, définie et positive ce qui facilite son stockage (on ne mémorise que la partie supérieure de la matrice et les termes non nuls dans une structure morse par exemple). Le graphe

d'un réseau est quant à lui défini à partir des liens entre fractures. Chaque fracture du réseau correspond à un nœud du graphe, et il y a une transmissivité (arc) entre deux nœuds si les fractures correspondantes sont connectées. Lorsque le réseau est composé d'un seul amas de fractures, le graphe correspondant est connexe. Il n'existe pas, à l'heure actuelle, de méthode de résolution optimale pour l'ensemble des configurations rencontrées : la variabilité des amplitudes des termes de la matrice et son nombre d'éléments non nuls impactent fortement les performances des solveurs même pour un nombre de nœuds constant. (Poirriez, 2011; Pichot et al., 2013) comparent par exemple l'utilisation de plusieurs solveurs (factorisation LU, multi-grille et gradient conjugué) disponibles dans leur plate-forme H2OLab pour simuler l'équation de transport en faisant varier le pas de maillage et le nombre de fractures. Selon ces auteurs, l'utilisation d'un solveur direct est à privilégier pour les petits systèmes tandis que pour les systèmes de plus grande taille, un solveur itératif donne des résultats plus intéressants : moins efficaces qu'un solveur direct ils résistent mieux à la charge mémoire. Cette équipe propose donc de cumuler la rapidité du solveur direct et la stabilité des méthodes itératives en employant une méthode de sous-domaines par la méthode des compléments de Schur. Elle permet, en décomposant le problème initial, de résoudre sur chaque sous-domaine un petit système en utilisant une méthode directe, puis d'utiliser une méthode itérative sur le problème à l'interface des sous-domaines sans recouvrement. Parashar and Reeves (2012) présentent un grand nombre de tests effectués avec plusieurs solveurs itératifs pour résoudre le système global et il s'avère que plus les fractures sont courtes, plus les temps de calculs sont élevés. Le même constat est réalisé si la distribution des conductivités est très dispersée. Bien entendu, les performances dépendent au premier ordre du nombre d'inconnus et donc de la discrétisation en espace. Nous ne traiterons pas dans cette thèse la problématique des solveurs.

5.2 Modèles discrets finement maillés : la solution de référence

5.2.1 Maillages 1Phi1K réguliers

La discrétisation régulière du système sur une grille volumique fine (Svensson, 2001; Fourno et al., 2004; Fourno, 2005; Bailly et al., 2009) s'apparente aux approches continues simple porosité pour lesquelles la fracturation est prise en compte via des champs de propriétés aux mailles appelées pixels. L'emploi d'un maillage régulier permet d'éviter des calculs géométriques coûteux et limite le stockage mémoire des coordonnées de mailles puisqu'on peut les retrouver à l'aide d'indices. Les pressions sont les inconnues au centre de chaque pixel tandis que le champ de vitesses est calculé sur chaque interface. Le modèle Smeared Fractures (Fourno

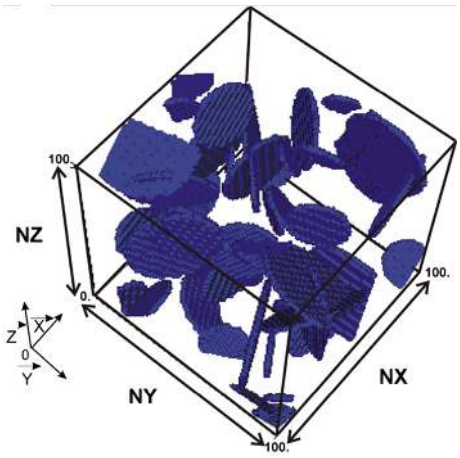


FIGURE 5.2.1 – Série de 25 fractures planes elliptiques plongées dans une grille d'un million de pixels réguliers pour représenter un milieu fracturé dans une maille de 100 m d'après (Bailly et al., 2009)

et al., 2013) développé pour un schéma en Éléments Finis Mixtes Hybrides et implémentée dans le code CAST3M fait partie de cette famille. Nous l'utiliserons pour comparer et tester la méthode SLM3D présentée dans la partie suivante (paragraphe 6.5.2). Les propriétés de pixels sont affectées de manière à respecter les critères de conservation des flux à l'échelle de la fracture, qui peut éventuellement avoir des propriétés hétérogènes puisque le pas de maillage est supposé plus petit que la plus grande taille des fractures. Le principal problème de cette approche est d'utiliser la même variable d'état (pression) pour la matrice et la fracture sur un même volume. La validité de cette approximation dépend donc de l'échelle de temps nécessaire (Équation 2.3.14) à l'équilibre entre les fractures et la matrice rocheuse :

1. Un pas de maillage constant est difficilement justifiable sur un réseau multi-échelles puisqu'on devra utiliser le pas le plus petit. Si la zone modélisée est grande et 3D, le nombre de mailles requis pour une bonne représentation des hétérogénéités devient ingérable. Svensson (2001) donne un critère pour estimer la taille adéquate à ce type de modélisation : le pixel ne doit pas avoir une taille plus de 10 fois supérieure à l'épaisseur de la fracture (~ du cm donc) ou du couloir de fracture équivalent.
2. L'image est une grille cartésienne orientée tandis que dans le cas des milieux fracturés les objets ont des orientations qui ne sont pas forcément alignées avec ces axes. Le calcul du gradient de pression requiert donc un schéma évolué.
3. La précision de la solution dépend de la taille du pixel. Dans une même maille

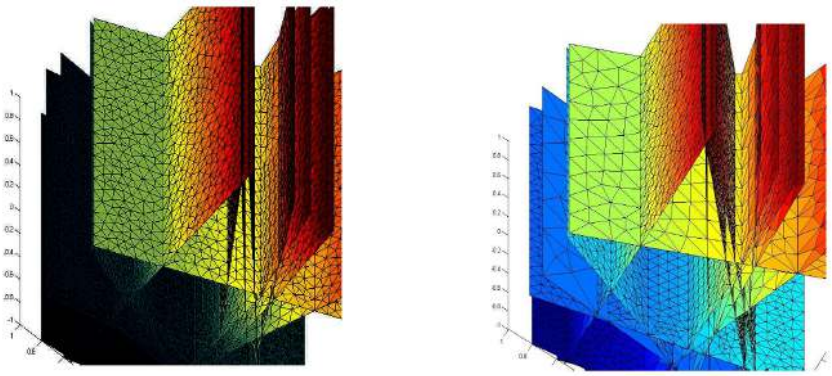
l'hétérogénéité est moyennée, notamment la connectivité qui peut être surestimée si l'espacement entre fractures est inférieure à la taille du pixel.

4. Les cellules traversées par plusieurs fractures sont difficiles à prendre compte, les interactions sont prises en compte comme si ces fractures se croisaient.

Si la taille du système à résoudre le permet, cette méthode relativement simple à mettre en œuvre permet de calculer des paramètres équivalents utilisables ensuite à l'échelle réservoir. On peut notamment l'envisager dans une méthode itérative de mise à l'échelle de perméabilités de la carotte au modèle réservoir (Jenny et al., 2003; Fahad, 2013; Correia et al., 2014). Le passage à l'échelle supérieure implique d'utiliser une formulation avec un tenseur complet.

5.2.2 Maillages 1Phi1K irréguliers

Une génération évoluée de mailleurs (Bern and Eppstein, 1992; Owen, 1998) permet de discrétiser le réservoir avec des éléments surfaciques pour les fractures (triangles de très faible épaisseur) et des éléments volumiques (tétraèdres) pour la matrice. Les limitations par rapport à la taille et l'orientation des mailles supposées « uniformes » dans la méthode des pixels sont levées : les éléments surfaciques sont d'un volume très inférieur aux éléments volumiques et une pression peut être associée au volume fracture. La taille typique de ces éléments de volume et de surface reste faible par rapport à la taille caractéristique de chaque fracture pour un bon rendu du gradient de pression (Amenta et al., 1999). Tous les paramètres décrivant le milieu peuvent être générés de façon indépendante ou corrélés, sur la base d'une valeur par élément, ce qui est un avantage pour prendre en compte par exemple une conductivité variable ou transverse des fractures. La pression est évaluée au niveau des sommets de chaque élément tandis que le volume des éléments dépend du pas d'espace. C'est la représentation la plus « classique » pour les réseaux de fractures. De bons exemples sont proposés par (Sangare and Adler, 2009; Mourzenko et al., 2011c; Berrone et al., 2013). Ils utilisent une technique d'avancement de front pour trianguler rapidement l'ensemble du réseau. Le maillage de la matrice, délicat lui aussi, est réalisé avec des éléments de volume tétraédriques. Pour gagner en flexibilité, Paluszny et al. (2007) proposent de combiner des éléments de forme quelconques afin de réduire le nombre d'inconnus et de pouvoir plus facilement adjoindre le maillage aux hétérogénéités. Le nombre d'éléments nécessaires à l'écoulement reste très important et la mise en œuvre du maillage difficile, quelques améliorations récentes permettent d'appliquer cette discrétisation à des géométries plus complexes.



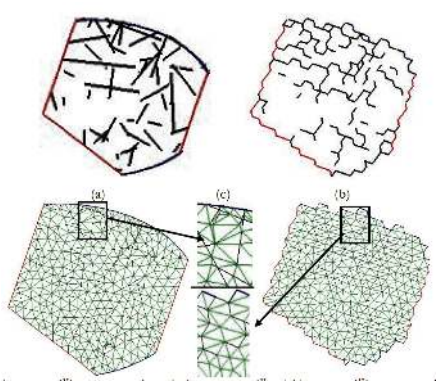
(a) Discrétisation avec maillage conforme aux intersections de fractures

(b) Discrétisation avec maillage non conforme aux intersections de fractures : méthode des mortars

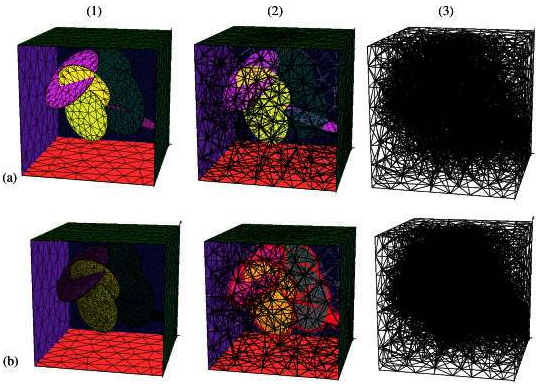
FIGURE 5.2.2 – Réduction du nombre de degrés de libertés par la méthode des Mortars sur un même DFN, le pas de maillage n'est pas uniforme sur chaque fracture Pichot et al. (2010)

Obtention d'un maillage conforme aux intersections

En plus de respecter des critères de forme quant à la longueur de chaque bord d'un élément et l'angle entre les différentes surfaces d'échanges d'un même élément avec ses voisins pour appliquer les schémas à 2 points, chaque intersection entre deux fractures doit être discrétisée de la même manière dans toutes les fractures auxquelles elle appartient (Berrone et al., 2013). En 2D Granet et al. (2001) puis en 3D Pichot et al. (2012) lèvent cette limitation à l'aide d'éléments finis mixtes hybrides utilisant les interfaces « mortar ». Cette méthode assure la continuité des flux et des pressions à l'intersection des fractures, chaque plan pouvant alors être maillé indépendamment. Des expériences numériques montrent l'efficacité de la méthode qui peut gérer un grand nombre de configurations géométriques 3D complexes. La méthode conduit à un outil prometteur pour réduire le nombre de mailles nécessaires au modèle sans perdre en précision (selon les propriétés de la fracture, un pas d'espace différent peut être employé). Un procédé systématique n'est, à notre connaissance, pas encore établi pour choisir ce pas d'espace. Les applications à des configurations réalistes imposent de sélectionner les éléments les plus influents du système sans expliciter le critère de choix parmi l'ensemble des hétérogénéités. Par ailleurs, les publications récentes des mêmes auteurs visant à améliorer les performances du solveur (Partie 5.1) laissent présager que le nombre de degrés de libertés est encore trop grand pour traiter des zones fracturés hecto-kilo métriques densément fracturées.



(a) Fracture maillée avant et après projection sur une grille. Les triangles aplatis ont disparu. c) zoom montrant la qualité des triangles avant et après projection d'après (Mustapha, 2008)



(b) Maillage d'un domaine composé de six fractures (a) Même discrétisation à l'intérieur et à l'extérieur des fractures (b) différentes discrétisations à l'intérieur et à l'extérieur des fractures en incluant une procédure de raffinement .

FIGURE 5.2.3 – Maillage adapté selon les singularités (Mustapha et al., 2011)

(Mustapha, 2008; Erhel et al., 2009; Poirriez, 2011) facilitent le traitement géométrique en supprimant les singularités à mailler. Ils adaptent la précision de discrétisation plutôt que le schéma numérique. Les configurations dites pénalisantes (les petites distances entre les inconnues, petits angles entre les intersections des fractures) sont supprimées par une méthode de bijection sur une grille régulière tridimensionnelle. Cette simplification se fait sur les éléments remarquables du réseau (intersections entre fractures et bords des fractures) en plusieurs étapes :

1. Calcul des intersections entre fractures,
2. Projection des intersections et des frontières sur les cubes d'une grille régulière de pas égal au pas du maillage (deux intersections de fractures s'intersectent si et seulement si elles ont un cube en commun),
3. Les intersections moyennées sont replacées sur les plans des fractures.

La méthode proposée, justifiée par l'incertitude autour de la position des fractures, aboutit à une géométrie assez régulière qui ne présente plus de problème de maillages, et où les contraintes sur la géométrie sont supprimées. Cette approximation permet ensuite d'obtenir un maillage conforme triangulaire plus grossier et améliore la convergence des méthodes itératives. Les gains affichés en mémoire et en temps de calculs (80%), tout en restant dans une gamme d'erreur acceptable et mesurée (<10%), sont très intéressants et ouvrent de belles perspectives. La mise en œuvre sur des réseaux plus réalistes et plus denses (les cas présentés comptent quelques dizaines de fractures) reste à confirmer, notamment pour le nombre d'in-

connus à inverser (Mustapha et al., 2011). Hyman et al. (2014) adoptent l'approche inverse puisqu'ils contrôlent la position des fractures via la génération du DFN en introduisant des zones d'exclusion.

Générer les fractures sur un milieu pré-maillé : « modèle mosaïque »

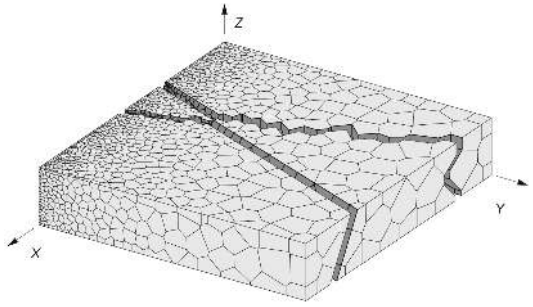


FIGURE 5.2.4 – Représentation de fractures contraintes par un maillage initial, exemple extrait de (Asahina et al., 2014)

Dershowitz and Einstein (1988); Chiu et al. (2013); Asahina et al. (2014) génèrent une tesselation de Voronoï irrégulière sur la zone étudiée (avec une notion aléatoire sur la taille des mailles qui évite de générer un réseau trop périodique). Chaque fracture correspond à une union de faces délimitant les cellules volumiques. Cette approche diffère des procédés précédents puisque le maillage n'est pas contraint aux fractures : celles-ci sont générées à posteriori et indirectement. Les paramètres statistiques de l'échantillon caractéristique à construire doivent être approximés et plutôt quantifiés pour décrire les blocs matrice (cette information n'étant pas disponibles on peut utiliser l'espacement entre fractures). Une approximation est certes réalisée pour les géométries connues (ce qui n'est jamais le cas) mais le gain en simplicité pour construire le système d'écoulement à résoudre mérite d'être souligné d'autant que les fractures sont en général des inclusions aléatoirement distribuées pas forcément planes. Ses principaux avantages sont les suivants :

1. L'intersection de deux fractures est directement un ensemble d'arêtes du milieu matrice,
2. La précision du maillage est contrôlée dès le début de la méthodologie et correspond au pas d'espace de la tesselation de Voronoï. Cette distance doit dépendre de la densité des fractures.
3. Ce type de maillage (Fractures aux interfaces entre mailles matrices) est plus facilement couplable aux équations géomécaniques de type éléments frontières (Mi and Aliabadi, 1992; Maerten and Maerten, 2006; McClure,

2013) et permet aisément de simuler de la propagation par exemple selon un critère énergétique (Saber Cherif et al., 2013),

4. En l'absence de trop de familles de fractures, la tesselation peut être orientée selon les directions principales des fractures, ce qui permet de rester avec un schéma à 2 points pour l'écoulement.

Le défaut principal de ces approches « fines » est plutôt qu'il n'est pas possible, à l'heure actuelle et à notre connaissance de les utiliser à une échelle plurihectométrique pour des réseaux de fracturation denses : le nombre de degré de libertés dans ce cas est trop grand. Ces techniques permettent une meilleure compréhension des processus d'écoulement à petite échelle et fournissent des informations détaillées sur la pression et la distribution des fluides. Il est préférable de construire un champ de paramètres équivalents dont les propriétés ont été obtenues à des échelles pertinentes, en utilisant des méthodologies particulières, permettant de perdre le moins d'informations possibles. L'information peut ensuite être utilisée pour améliorer les modèles à multi-porosités ou pour étudier de nouvelles techniques de modélisation pour les réservoirs fracturés (Sun et al., 2013).

5.3 Simplification des échanges dans les milieux Matrice et Fracture, déclinaisons du concept multi-porosités

L'approche "multi-porosités discrète" modélise l'écoulement dans un milieu poreux interagissant avec un réseau de fractures discret (DFN). La résolution de l'écoulement se fait aux deux niveaux : au sein de la matrice (comportant parfois les microfissures) et dans les fractures, dites principales, par une méthode de discrétisation des écoulements dans les fractures. Les fractures pouvant agir comme des chemins préférentiels ou au contraire comme des barrières, il est important et nécessaire de connaître leur géométrie et leur orientation dans le réservoir afin de déterminer leur rôle et bien les prendre en compte. Exprimer l'écoulement dans le milieu fracture et dans le milieu matrice via une mise à l'échelle locale de la discrétisation fine permet de simplifier le problème à résoudre. Karimi-Fard (2004); Vitel (2007) le font pour la fracture, et Pruess (1992); Wu et al. (1988); Bourbiaux et al. (2002) pour la matrice, en calculant des transmissivités apparentes. L'idée de base est de dissocier les variables d'état utilisées pour décrire l'écoulement à l'intérieur du réseau de fractures de celles dans la matrice afin d'utiliser des éléments de tailles très différentes. La fonction de transfert $\vec{q}_{f\mapsto m}$ introduite par Barenblatt et al. (1960) modélise ensuite les échanges de fluides entre ces deux supports. Les deux milieux fracture Ω_f et matrice Ω_m sont supposés continus et en interaction.

En général les fractures assurent le transport de fluide, tandis que la matrice représente le volume dans lequel le fluide est stocké $K_f \gg K_m$; $\Phi_f \ll \Phi_m$. L'écoulement dans les fractures et dans la matrice est modélisé par la loi de Darcy. La loi qui régit le milieu fracture est indépendante des échanges de masse entre les fissures et la matrice et s'exprime par les mêmes relations que pour un réseau de fractures dans une matrice imperméable. Ce dernier point n'est valable que dans le cas de rapports de perméabilité fracture/matrice de plusieurs ordres de grandeur (Wang and Narasimhan, 1985; Whitaker, 1986b; Arbogast, 1989; Quintard and Whitaker, 1996). On résout alors le problème à plusieurs porosités avec une condition de continuité $\vec{q}_{M\mapsto F} = \vec{q}_{F\mapsto M}$, imposée à l'interface Matrice/Fracture :

$$\begin{cases} \chi_{TM}\frac{\partial P_m}{\partial t} - \nabla.(\frac{1}{\mu}\bar{\bar{K}}_M.\vec{\nabla}P_M) = & \vec{q}_{m\mapsto f} \\ \chi_{TF}\frac{\partial P_f}{\partial t} - \nabla.(\frac{1}{\mu}\bar{\bar{K}}_F.\vec{\nabla}P_F) = & \vec{q}_{f\mapsto m} + qw \\ \vec{q}_{m\mapsto f} = & \vec{q}_{f\mapsto m} \end{cases} \tag{5.3.1}$$

Dans certains cas la perméabilité de la matrice est si faible par rapport à celle des fractures, que le débit entre les blocs de la matrice est négligé par rapport à celui qui prend naissance dans les fractures (ce sont les modèles à simple perméabilité), la matrice intervient alors comme un terme source :

$$\vec{q}_{f\mapsto m} = -\chi_{TM}\phi_M\frac{\partial P_m}{\partial t} \tag{5.3.2}$$

5.3.1 Simplification du maillage fractures, mise à l'échelle d'une grille de connectivité et PipeNetwork (Vitel, 2006, 2007)

Le maillage fin sert ici de squelette pour extraire une grille duale qui devient le nouveau support à la résolution des équations. Pour améliorer les performances calculatoires et rendre possible la simulation d'écoulements à une échelle plus grande, la discrétisation fine est utilisée pour résoudre dynamiquement les transferts de fluide entre les systèmes matrice et fracture sous la forme de transmissivités. Un excellent exemple, extension de la procédure de sous-maillage introduites par Xu and Pruess (2001), a été développé par (Karimi-Fard et al., 2004; Karimi-Fard, 2004; Karimi-Fard et al., 2006; Gong et al., 2006). En premier lieu, le maillage fin (dit sous maillage local) est généré (Durlofsky, 2005). Les volumes de matrice sont représentés par des polyèdres (éléments 3D) et les fractures par des polygones (éléments 2D). Cette méthode s'applique avantageusement à l'ensemble des méthodes discrètes si le champ de pression est discrétisé par un schéma à 2 points. On augmente alors la taille des volumes de contrôle en employant les analogies

d'association électrique pour conserver les flux et ainsi réduire le nombre d'inconnus. Ces transformations s'appellent « étoile-polygone ». La transmissivité équivalente entre 2 fractures différentes pour plusieurs fractures (n) qui s'intersectent et échangent selon des transmissivités α_i est donnée par : $T_{ij} = \frac{\alpha_i \alpha_j}{\sum_{k=1}^{n} \alpha_k}$. Si elle ne permet pas d'assurer une convergence du modèle du fait de la modification des termes volumiques d'accumulation, cette variante permet d'éviter des complications numériques et des calculs difficiles sur les volumes de contrôle trop petits. Notamment on l'applique aux éléments « intersection » qui ont de petits volumes le plus souvent négligeables (Figure 5.3.1).

King (1989); Renard et al. (2000); Vitel (2007); King (2007) proposent un changement d'échelle à partir du système finement discrétisé. La méthode consiste, par deux étapes successives de décimation : des nœuds puis des connexions, à simplifier un large système discret en déterminant un système équivalent dans le cadre d'écoulements monophasiques permanents pour les pressions et les débits sur un ensemble de points d'observation. L'avantage et l'inconvénient de l'approche est que, suivant l'étude (positionnement des puits pour un meilleur drainage du réservoir, détermination de paramètres optimaux pour contrôler les puits), les points d'observations ne sont pas nécessairement les mêmes. Une analyse, sans réel guide, est nécessaire pour les identifier. Une fois qu'ils le sont, la méthode permet d'optimiser le système. La première étape estime la transmissivité équivalente d'un bloc de la grille à grande échelle par regroupement successif des cellules de la grille fine. On applique pour cela la transformation équivalente électrique adaptée (parallèle, série, polygone-étoile (Vitel et al., 2007)). Ceci permet la suppression d'un très grand nombre de nœuds mais conduit à un très large nombre de connexions (égal à $\sum_{i=1,n_v}(n_v - i)$ pour n_v voisins supprimés). La seconde étape transforme le système déjà simplifié en un système plus creux selon 3 critères pouvant s'avérer restrictifs dans certaines configurations (si le système est juste percolant par exemple) :

1. Les plus faibles transmissibilités sont préférentiellement éliminées.
2. Pour ne pas créer de nœud isolé, une (2 si ce n'est pas un bord) connexion au moins est préservée par nœud. De telles connexions correspondent à des connexions en série.
3. La somme des débits aux nœuds doit être égale entre les deux systèmes, c'est-à-dire nulle dans tout le domaine sauf aux puits et aux frontières du réservoir. Les transmissivités sont réévaluées en conséquence.

Des cas synthétiques montrent que le comportement général est bien reproduit avec ce type de simplifications qui débouchent sur des gains en temps de calculs considérables. Il faut travailler par contre sur les critères de choix pour les nœuds à préserver et le passage obligatoire par un maillage plus fin est assez mal approprié à des calculs intensifs sur des géométries variées. King (2007) propose des

mesures d'erreur et invite les chercheurs à concevoir des grilles numériques qui soit optimales, c'est-à-dire qui introduisent le changement d'échelle minimal pour un nombre spécifique de cellules. L'erreur associée à la séquence de mise à l'échelle explore les courbes d'options entre la distorsion et la variance, le schéma optimal étant déterminé par un équilibre entre les deux.

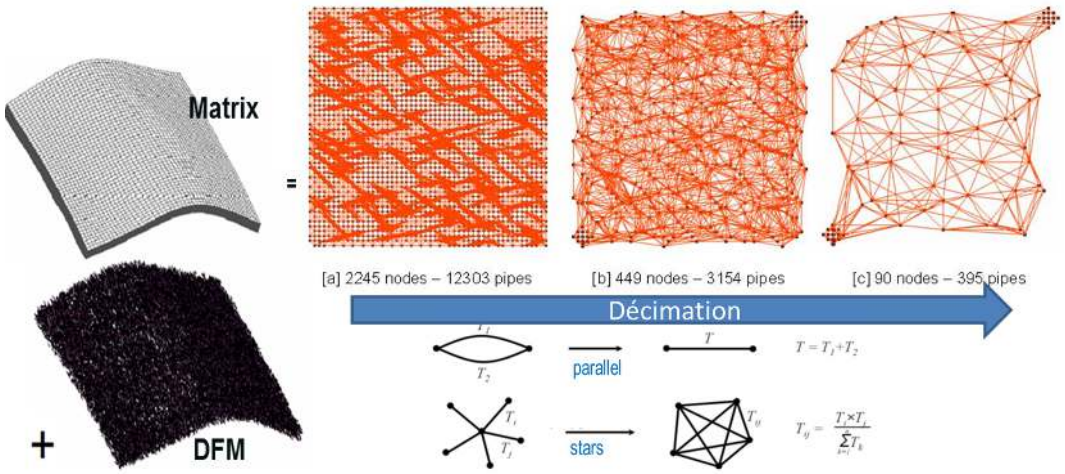
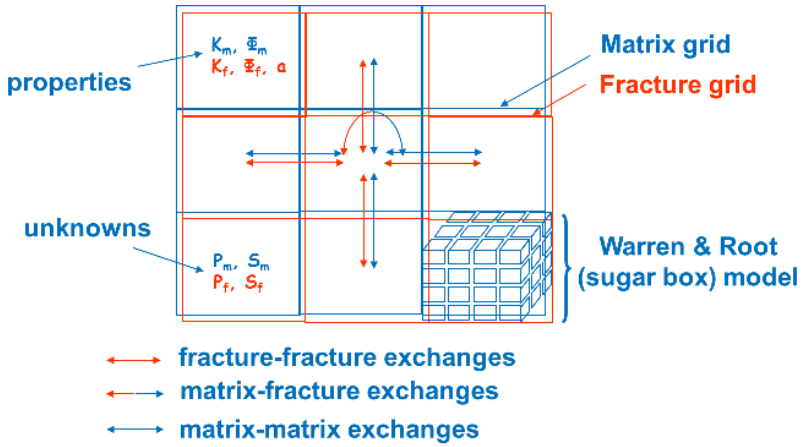


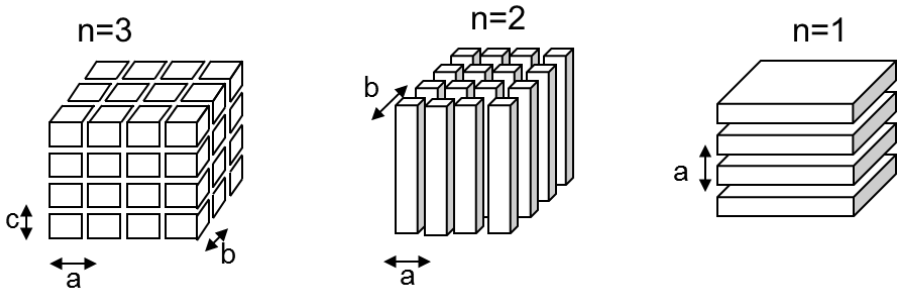
FIGURE 5.3.1 – Réseau avant et après décimation d'après Vitel et al. (2007) ainsi qu'un schémas illustrant la transformation « étoile-polygone » (Karimi-Fard et al., 2006).

5.3.2 Simplifications des transferts Matrice-Fracture

Une première hypothèse (Barenblatt et al., 1960; Warren et al., 1963) consiste à admettre que les transferts entre les deux milieux peuvent être décrits par un terme proportionnel à la différence de pression, le coefficient de proportionnalité ou d'échange étant considéré comme indépendant du temps. Ce coefficient fait intervenir un facteur de forme dépendant de la géométrie du bloc matriciel. Cela revient à ne retenir qu'un temps caractéristique pour décrire l'échange matrice-fracture. Cette approximation est souvent appelée improprement quasi-stationnaire, l'échange étant en réalité instationnaire. Le mot quasi-stationnaire prend tout son sens dans le contexte changement d'échelle, le coefficient d'échange dans ce cas étant la solution *stationnaire* d'un problème de fermeture reliant la pression microscopique aux pressions macroscopiques (Landereau et al., 2001; Davit et al., 2010, 2012).



(a) Modèle Double porosité



(b) Représentations Warren & Root : boite à sucre, allumettes et feuillets

FIGURE 5.3.2 – Formes simplifiées pour représenter la double porosité dans les modèles de réservoirs

Modèles double porosité facteur de formes pseudo-permanent

A l'échelle du réservoir, Warren et al. (1963) idéalisent le milieu fracturé comme un ensemble de parallélépipèdes rectangles identiques par zone, représentant les blocs de la matrice séparés par des fractures elles-même homogénéisées au VER (Figure 5.3.2b). La fonction de transfert, point critique de la méthode, dépend d'un facteur de forme dont la dimension est l'inverse d'une surface. Elle reflète l'effet de la géométrie des blocs de matrice et dépend de l'espacement entre les fractures. Des solutions analytiques ont été explicitées pour les géométries relativement simples (Tableau 5.1). Diverses équipes (Kazemi et al., 1969; Cinco-Ley et al., 1982; Bossie-Codreanu et al., 1985; Gilman et al., 1986; Quandalle et al., 1989; Quintard and Whitaker, 1993; Lim and Aziz, 1995; Landereau et al., 2001; Bourbiaux et al., 2002; Bogdanov et al., 2003; Roubinet et al., 2010) proposent des procédures systématiques s'appuyant sur des simulations fines pour les déterminer. Celles-ci comprennent les modèles monophasiques, utilisés dans l'analyse des essais de puits, et les approches multi-phasiques. La variété des solutions proposées (Tableau 5.1) illustre la complexité pour représenter le plus justement possible la structure interne du réservoir.

Ces modèles s'avèrent utiles dans de nombreux contextes et peuvent être utilisés à grande échelle (réservoir) si le système fracturé est suffisamment connecté pour réaliser les approximations, pas toujours appropriées mais couramment employées :

— L'approximation ne prenant en compte qu'un temps caractéristique, l'erreur peut être très importante dans les premiers temps de l'échange matrice-fracture si on prend un temps caractéristique moyen pour le processus de diffusion dans la matrice. Elle est donc en général applicable aux écoulements isothermes de fluides peu compressibles dans des milieux où le coefficient de diffusivité de pression est suffisamment grand, de sorte que les variations de pression pénètrent rapidement l'ensemble des blocs matriciels. Si les blocs sont grands ou très peu perméables (le cas des réservoirs non conventionnels) ou si le fluide transporté induit des réactions chimiques très longues, l'hypothèse « quasi-stationnaire » risque d'être trop forte.

— Ces modèles font intervenir deux volumes représentatifs élémentaires, l'un pour la matrice et l'autre pour les fractures. Caractériser le comportement du système par un seul V.E.R. nécessite de moyenner le comportement pour une échelle qui contient de nombreux blocs de matrices et de nombreuses fractures.

Le modèle double milieu peut donc fournir des résultats relativement précis, si le nombre de fractures est grand et si elles sont organisées en une géométrie répétitive avec des caractéristiques similaires. Contrairement au modèle simple porosité, il permet d'étudier séparément les propriétés moyennes d'écoulement et de transport au sein de la matrice et des fractures.

	Type de solution / Régime d'écoulement	Facteur de forme
Warren et al. (1963)	Analytique pour des feuillets ($n = 1$), des réseaux en allumettes ($n = 2$), ou des blocs parallélépipédiques ($n = 3$). Les transferts sont pseudo-permanents dans le bloc (Figure 5.3.2b)	$\frac{4n(n+2)}{L^2}$ avec $\begin{cases} L = a & pour\ n = 1 \\ L = \frac{2a}{a+b} & pour\ n = 2 \\ L = \frac{3abc}{ab+ac+bc} & pour\ n = 3 \end{cases}$ où n est le nombre de familles de fractures orthogonales et a, b, c sont les longueurs des côtés des blocs matrice
Wu et al. (1988)	Dérivée par rapport à la méthode MINC	$\frac{A}{V\langle d\rangle}$ où A est la surface d'échange (fractures), V est le volume du bloc et $\langle d\rangle$ est la distance moyenne d'un point du bloc matrice vers la fracture.
Kazemi et al. (1992)	Analytique / pseudo-permanent dans le bloc	$4.\left(\frac{1}{Lx^2} + \frac{1}{Ly^2} + \frac{1}{Lz^2}\right)$où Lx, Ly, Lz sont les distances entre les fractures dans les directions x, y et z
Lim and Aziz (1995)	La matrice diffuse vers la fracture	$\pi^2\left(\frac{1}{Lx^2} + \frac{1}{Ly^2} + \frac{1}{Lz^2}\right)$

TABLE 5.1 – Quelques facteurs de forme analytiques pour les transferts monophasiques et références pour estimer les termes d'échange Matrice-Fracture

référence	Principe
Quintard and Whitaker (1993)	Moyenne Volumique-méthode mixte
Bourbiaux et al. (1999)	Pixellisation-Minimisation fonction objectif
Noetinger et al. (2001)	Marche aléatoire

TABLE 5.2 – Quelques méthodes systématiques d'estimation des fonctions de forme

Wu et al. (1988) montrent cependant qu'avec un modèle double porosité, un ensemble de solutions, éventuellement calibré sur la mesure de pression au puits, peut être simulé en multipliant la taille de bloc par un facteur α et en divisant la perméabilité matrice par $\frac{1}{\alpha^2}$. En l'absence de données expérimentales donnant cette forme, les termes d'échange entre les fractures et la matrice sont exprimés à partir de systèmes d'équations sur un bloc matrice représentatif entouré de fractures (problème de Sturm-Liouville). Les fonctions de transfert, plus ou moins empiriques, reproduisent assez facilement le comportement en pression et sont bien adaptées pour le calage d'historique. Elles ne reflètent généralement pas la physique des flux suffisamment correctement pour être prédictif. Si la forme des blocs matrice ne reproduit pas la structure interne du réseau fracturé, les conditions aux limites employées pour déterminer les termes d'échanges se trouvent faussées. Le modèle calibré doit donc être combiné à d'autres sources d'informations (Delorme et al., 2014; Hamdi et al., 2014) telles que les fractures au puits (FMI) et les mesures de perméabilité matrice (carotte).

A cela s'ajoute, à l'échelle réservoir, la difficulté de prendre en compte l'interaction des forces visqueuses, capillaires, et de gravité si l'information spatiale est perdue. Les méthodes mixtes (ou prises de moyennes) permettent de dériver les équations pour chaque processus.

Méthode mixte, prise de moyenne

L'objectif de la méthode mixte est de relier explicitement la représentation macroscopique supérieure à l'échelle dite locale, via l'utilisation d'un opérateur de prise de moyenne volumique appliqué aux équations de transfert et à un problème de fermeture. Seuls les principes sont rappelés ici, pour les théorèmes utilisés on se réfèrera à Whitaker (1986a); Quintard and Whitaker (1987). D'un point de vue pratique deux types de procédures sont rencontrées dans la méthode de prise de moyenne volumique :

1. Une prise de moyenne spatiale 'locale' qui s'appuie sur les équations ponctuelles et des conditions aux limites sur les interfaces entre les phases pour produire les équations de transferts locales en moyenne volumique.
2. Une prise de moyenne spatiale 'globale' qui moyenne les coefficients apparaissant dans les équations obtenues par moyenne volumique locale.

La méthode mixte est donc un outil mathématique général, qui permet de passer d'une échelle locale à une échelle supérieure si la géométrie est connue : elle conduit à un problème de fermeture qui peut être utilisé pour calculer un tenseur de perméabilité incluant les effets des hétérogénéités locales. Son fondement est lié à la séparation des échelles : on admet l'existence d'une distance caractéristique, plus grande que l'échelle correspondant à l'émergence du phénomène mais inférieure

à la plus grande échelle du système pour laquelle les propriétés de l'écoulement peuvent être homogénéisées. Les coefficients de transferts des équations sont supposés indépendants des conditions aux limites par translation sur le volume de prise de moyenne, pour déduire la forme correcte des équations aux dérivées partielles. Elles sont une justification du changement d'échelle. En d'autres termes, le volume de prise de moyenne doit contenir l'ensemble des informations spatiales relatives à la structure. Pour déterminer les coefficients de transport « effectifs» qui apparaissent dans les équations double milieu, la méthode de Crapiste et al. (1986), applicable aux systèmes homogènes, est étendue par une seconde procédure de prise de moyenne 'globale' et un second problème de fermeture (Quintard and Whitaker, 1996; Quintard et al., 1997).

Ce "second changement d'échelle" pour le problème de Darcy est étudié en détail avec des conditions aux limites de type "perméamétriques" dans (Bailly, 2009), en insistant sur l'importance de l'influence relative entre une "phase" isolante et une "phase" conductrice.

Raffinement de matrice et Multiple interacting continua (MINC)

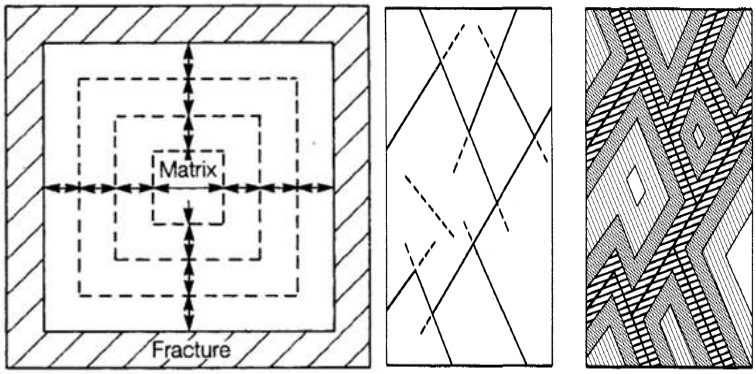


FIGURE 5.3.3 – Idéalisation du milieu fracturé avec le modèle MINC pour une géométrie régulière ou pour un milieu fracture discret (Pruess, 1983)

Pour traiter plus finement l'écoulement transitoire et le transport, (Narasimhan and Witherspoon, 1976; Pruess, 1983; Wu et al., 1988; Pruess, 1992; Xu and Pruess, 2001; Tatomir et al., 2011) discrétisent les blocs matriciels en une séquence d'éléments de volumes imbriqués de telle sorte que toutes les interfaces entre les éléments de volume sont parallèles à la fracture la plus proche (Figure 5.3.3). Ce concept est basé sur la notion que les changements dans les pressions de fluide, les températures, les compositions de phase, et les concentrations de produits chimiques se propagent rapidement par l'intermédiaire du système de fracture, tandis

que l'invasion des blocs matriciels est plus lente. Les changements de conditions au sein de la matrice sont alors localement contrôlés par la distance aux fractures et les iso-pressions deviennent parallèles au réseau de fracture. Cette méthode, encore utilisée de façon très ponctuelle dans le milieu industriel, est connue sous la dénomination "Multiple Interacting Continua" (MINC) et veut que le milieu matrice soit décrit de telle sorte que l'équilibre thermodynamique puisse être approché dans tous les éléments de volume à tout moment. Le gradient à proximité de l'interface fracture-matrice est plus facilement approché de part la flexibilité pour choisir la taille des volumes imbriqués. Par ailleurs, s'il est admis que les propriétés du milieu de dépôt sont sujettes à des variations lentes et régulières, les propriétés comme la perméabilité et la porosité sont susceptibles de présenter de grands contrastes aux frontières entre fractures et matrice. Cette représentation peut les prendre en compte en ajoutant un effet de peau par exemple en limite de fractures. Dans la plupart des cas, ou à partir d'un certain temps, il n'est pas nécessaire de tenir compte des sous-grilles de manière explicite. L'utilisation du cloisonnement de chaque bloc matrice intermédiaire (qui n'a que 2 voisins) limite le nombre de termes d'échanges auxquels le nœud matrice est exposé. Pruess and Karasaki (1982) expriment les échanges Matrice-Fracture à l'aide d'une "Fonction de voisinage" $PROX(d)$ qu'ils explicitent pour des configurations simples (Tableau 5.3) dans un domaine matriciel de volume V_0 donné, où la porosité de fracture est ϕ_F. $PROX(d)$ représente la fraction volumique de matrice $V(d_i)$ de porosité ϕ_{Mi}. à une distance inférieure à d_i de la plus proche fracture. Le pas de raffinement $\triangle d_i$ peut être variable :

$$PROX(d_i) = \frac{V(d_i)}{(1-\phi_F)\,V_0} = \sum_{j=2}^{i} \frac{\phi_{Mj}}{1-\phi_F} \tag{5.3.3}$$

Le principal avantage d'un tel modèle est que les sous volumes ainsi que les surfaces d'échange $A_{i,i+1}$entre deux sous volumes consécutifs n'ont pas besoin d'être maillés. Connaissant la fonction de voisinage, les paramètres nécessaires pour exprimer les transferts peuvent être déduits comme des fonctions des distances entre les nœuds matrice voisins $i, i+1$:

$$A_{i,i+1} = \frac{dV}{d_{i,i+1}} = (1-\phi_F)\,V_0 \frac{dPROX(d_i)}{ddi} \tag{5.3.4}$$

$$d_{i,i+1} = 0.5\,(d_i + d_{i+1}) \tag{5.3.5}$$

L'approche MINC permet donc d'écrire avec plus de précision les échanges transitoires, elle est particulièrement adaptée aux couplages thermiques et géochimiques où les échelles de temps diffèrent de plusieurs ordres de grandeurs. Longtemps appliquée à des géométries simples, elle semble se démocratiser (Karimi-Fard

Géométrie	Fonction de voisinage
Blocs matrices allumettes de côté a	$PROX(d) = 4\left(\frac{d}{a}\right) - 4\left(\frac{d}{a}\right)^2$
Blocs matrices de cotés a,b,c	$PROX(d) = c\frac{d^3}{ab^2} - \left(\frac{c}{ab} + \frac{4}{b^2}\right)d^2 + \left(\frac{4}{b} + \frac{2}{a}\right)d$

TABLE 5.3 – Quelques expressions de la fonction de proximité d'après Pruess and Karasaki (1982)

et al., 2006; Tatomir et al., 2011; Younis et al., 2014). Les performances affichées (des grilles de 100000 mailles) pour simuler des écoulements multiphasiques sont très encourageantes et son utilisation dans les réservoirs peu perméables où la phase transitoire est plus longue apparaît attractive.

5.4 Discrétisation, volumes de contrôle, améliorations et simplifications pour les modèles mixtes "multi-porosités discrets" à l'échelle supérieure,

5.4.1 Maillage discret à l'échelle du réseau de fractures

Méthode de discrétisation par traitement d'image et développement de régions

Bourbiaux et al. (1998); Bourbiaux and Sarda (2000); Sarda et al. (2002) proposent un algorithme innovant pour créer le maillage de la matrice et estimer les volumes de contrôle autour du réseau de fractures discret en 2D. L'algorithme, qui revient à pixeliser la distance d'un point matrice par rapport à la trace de chaque fracture dans un banc géologique présuppose que les iso-pressions dans le milieu matriciel sont parallèles au réseau de fracture (même hypothèse que pour MINC). Le réseau de fractures d'abord généré est constitué de fractures trapézoïdales, subverticales, définies au sein de chaque couche par une orientation azimutale, une ouverture, une longueur et l'épaisseur de la couche. Une propriété statistique de traverser les bancs définit la connectivité verticale, chaque fracture devant s'arrêter verticalement sur une limite de banc. Pour un réseau pseudo-3D (fractures subverticales traversant des bancs), le traitement est réalisé dans chaque plan médian des couches géologiques.

La trace de chaque fracture est d'abord calculée dans chaque banc géologique (de taille inférieure ou égale à la cellule de réservoir), un nœud est ensuite créé aux intersections entre traces de fractures et à chacune de leurs extrémités. Le nœud est

positionné au milieu de chaque couche et définit le centre des cellules de fracture. Les limites des volumes de contrôle de maille fracture se trouvent au milieu de chaque segment reliant deux nœuds (Figure 5.4.1a). Couche après couche, par un double parcourt, l'algorithme calcule pour chaque pixel matrice la distance à la fracture la plus proche. Le volume de contrôle d'un bloc de matrice est finalement évalué par extrusion comme le nombre de pixels assignés à la cellule de fracture la plus proche, multiplié par la surface d'un pixel, et multiplié par l'épaisseur de la couche. Ce traitement d'image, qui est une approximation d'un Voronoï autour de segments, aide au calcul des transmissibilités entre les différents éléments.

Les transmissivités « fracture-fracture » T_{ff} reflètent l'écoulement monodirectionnel (piston) au sein d'un unique plan fracturé et ne dépendent que de la hauteur de bancs h, de la distance entre 2 nœuds l_{ij}, de la conductivité c_i et de l'ouverture géométrique e_i de la fracture entre les 2 intersections :

$$T_{ff} = \sum \frac{c_i.h}{l_{ij}} \tag{5.4.1}$$

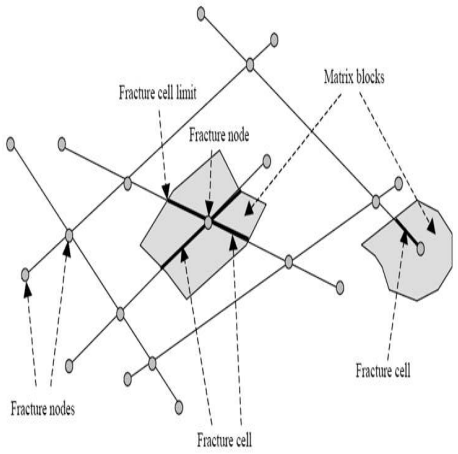
Pour l'échange matrice-fracture, le calcul est moins évident en raison de la forme irrégulière des éléments de matrice. La pression au sein d'un élément de fracture est considérée constante (le gradient de pression dans le milieu fracture, proportionnel aux conductivités de fractures est très inférieur à celui dans la matrice). La pression dans le volume de matrice varie linéairement depuis la fracture vers les limites du bloc : les courbes d'iso-pression au sein d'un bloc de matrice sont les courbes d'iso-distance depuis la fracture. Il vient alors la formule suivante si K_m est constante et isotrope dans le bloc :

$$T_{mf} = \frac{2 l_f h K_m}{\frac{1}{N} \sum di} \tag{5.4.2}$$

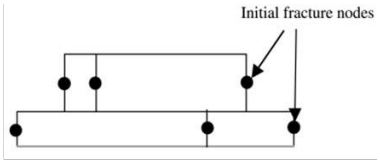
avec l_f la longueur de la fracture (doublée pour les deux surfaces délimitant un volume de fracture), h l'épaisseur de la couche, K_m la perméabilité de la matrice, N le nombre de pixels représentant le volume de matrice, et d_i la distance entre le pixel i et la fracture la plus proche. En supposant que l'écoulement s'effectue perpendiculairement aux limites des blocs de matrice, et que la pression est constante le long des fractures dans les blocs de matrice (hypothèse compatible avec les modèles mixtes issus de l'homogénéisation Arbogast (1989); Arbogast et al. (1990)), les transmissivités « matrice-matrice » sont estimées d'après la formule suivante :

$$T_{mm} = K_m H \frac{l}{l_{ab}} \tag{5.4.3}$$

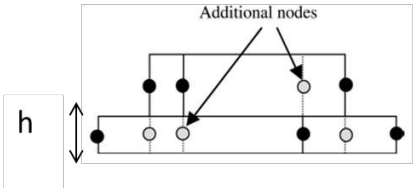
avec l la longueur de la frontière entre les blocs de matrice, et l_{ab} la longueur de la cellule fracture recoupée par la limite des blocs de matrice. La flexibilité



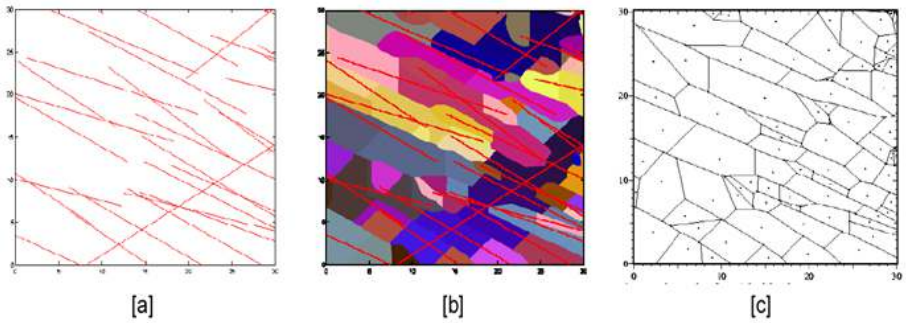
(a) Discrétisation dans une coupe horizontale Sarda et al. (2002)



From 2D to quasi 3D



(b) Discrétisation dans une verticale du milieux fracture d'après Sarda et al. (2002)



(c) Exemple de plan médian géologique fracturé après pixellisation

FIGURE 5.4.1 – Méthodologie et maillage Fraca

de l'algorithme de création du maillage de la matrice et les temps de calculs très intéressants ont permis d'utiliser cette méthode dans des contextes de calages d'historiques (Shchipanov et al., 2006; Fonta et al., 2007; Pourpak et al., 2009; Mattioni et al., 2010; Iding and Ringrose, 2010). Il reste néanmoins un certain nombre de limites à cette méthode :

1. Le maillage est 2D par couche et son extrapolation en 3D lors du calcul des transmissibilités n'est pas immédiate. Bien que les auteurs indiquent que leur méthode est valable pour tout type de pendage de fractures, la technique proposée traite implicitement les fractures comme étant verticales dans le système de la grille :
   a) Une seule image du milieu est extraite par couche. Si des fractures, au pendage non vertical, se recoupent en-dessous ou au-dessus de la section considérée l'intersection n'est pas prise en compte. La topologie et la connectivité du réseau peuvent être altérées. Augmenter le nombre de traitement d'images reviendrait à utiliser une grille cartésienne régulière.
   b) Le calcul même des transmissibilités matrice-matrice et matrice-fracture suppose que les fractures sont verticales puisque l'épaisseur h de chaque couche fracturée est prise en compte pour calculer le volume des éléments.
2. La méthode impose que les fractures soient bornées aux limites de couche (strata-bound). Des nœuds de fracture virtuels doivent assurer la régularité de la discrétisation d'un plan de fracture traversant une unité composée de plusieurs bancs géologiques : pour chaque nœud initial, de nouveaux nœuds sont placés au sein des couches supérieure et inférieure le long de la ligne d'intersection entre fractures. L'écoulement dans les fractures est simulé « par escaliers » (Figure 5.4.1b).
3. Le nombre de pixels disponibles est limité par les capacités calculatoires : très flexible, la méthode de pixellisation 2D ne peut pas être employée pour des échelles trop grandes. Quelques cas d'études (faible hauteur des bancs géologiques combinée à une densité de fractures élevée) ont poussé la méthode vers ses limites (Delorme et al., 2014).

De plus, certains réservoirs démontrent l'existence de discontinuités subhorizontales pouvant avoir une influence sur les écoulements dans le milieu (Walsh and Watterson, 1988; Green and Mair, 1983; Nordqvist et al., 1992). Suite à cela, de nouveaux modèles de fractures diffuses (non contraints par les bancs) ont été développés.

Karimi-Fard (2004) propose une extension de la méthode de discrétisation de la matrice, valable cette fois en 3D. Les pixels sont remplacés par les éléments volumiques finement maillés dans la matrice. L'espace matriciel entourant le réseau continu de fractures est délimité par une technique de « développement de régions

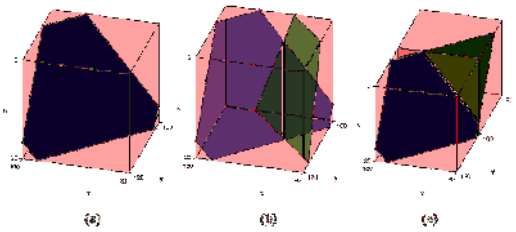
» contrainte par la distance à la fracture la plus proche et la convexité des régions. Comme pour la méthode basée sur un traitement d'image, une telle technique présente comme intérêt majeur sa flexibilité mais certains problèmes non discutés peuvent être relevés :

1. La forme des blocs créés est très variable (d'autant plus que les éléments fins ont une forme complexe) : quel schéma d'approximation du flux faut-il adopter ?
2. Comment les propriétés du modèle géologique sont-elles estimées pour chaque nouveau bloc généré en terme de porosité et perméabilités ?
3. Quel est le coût du temps d'extraction et surtout de création du maillage fin ?

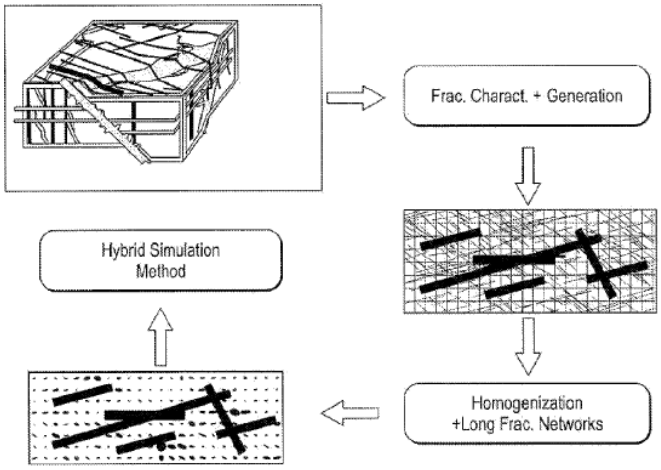
Les auteurs traitent des problèmes d'écoulement à deux phases impliquant des pressions capillaires dans un milieu fracturé à deux et à trois dimensions, ce qui est une avancée certaine. Les transmissivités calculées dépendent cependant explicitement des propriétés hydrauliques, inconnues, des fractures et de la discrétisation 3D complexe à l'échelle fine. Dans une optique de résoudre le problème inverse, plusieurs simulations intermédiaires seront nécessaires pour établir la nouvelle distribution de transmissivités macroscopiques. Dans le but de prendre en compte, dans un bloc donné, le fait que toute la matrice ne réagit pas de la même manière au même moment (les blocs de grande taille notamment), Karimi-Fard et al. (2006) proposent d'étendre la discrétisation à une méthode de type MINC où chacun des blocs matriciel est subdivisisé en blocs imbriqués : près de la fracture le flux dans la matrice converge rapidement avec celui dans la (ou les) fracture(s), plus loin le flux qu'elles contiennent sera plus long à migrer. La définition des zones se fait en utilisant les iso-pressions, elles-mêmes obtenues en déterminant les pressions dans chaque bloc pour des conditions limites données sur le maillage fin. L'ensemble de ces qualités font que ce modèle est désormais répandu aussi bien au niveau académique qu'industriel. La méthode d'extraction peut devenir extrêmement complexe si le schéma utilisé n'est pas à 2 points (Hægland et al., 2009; Sandve et al., 2012).

Modèles « embedded »

D'autres modèles dits « Embedded Fracture Model » (Lee et al., 2000; Vitel, 2007; Armero and Linder, 2009; Moinfar, 2013; Johns et al., 2013) permettent de discrétiser le milieu à l'échelle du réseau. Un maillage structuré classique de blocs réguliers représente la matrice. Des volumes de contrôle supplémentaires spécifiques aux fractures sont ensuite associés aux mailles matrice qui sont finalement maillées à l'échelle réservoir. Les 2 volumes de contrôle interfèrent par des liaisons de transmissivité dites NNC pour « non-neighboring connections ». Bien qu'il n'y ait pas de contrainte pour les tailles respectives des mailles dans chacun des deux



(a) Trois types de NNC d'après (Moinfar et al., 2012)



(b) Modèle hiérarchique selon (Li et al., 2009)

FIGURE 5.4.2 – Modèles « embedded » 5.4.2a (a) Quand une portion de fracture traverse une maille matrice, il existe une NNC entre le volume de contrôle de la fracture et la cellule de matrice. (b) Lorsque deux plans de fracture se coupent dans une même maille matrice, il existe une NNC entre les volumes de contrôle des nœuds fractures correspondantes. La ligne noire indique la ligne d'intersection. (c) Lorsque qu'une fracture traverse plusieurs mailles matrice, il existe une NNC entre les volumes de contrôle de fractures correspondantes. 5.4.2b hiérarchie supposée dans le milieu discret.

domaines matrice et fracture, les exemples traités avec cette méthode utilisent des dimensions semblables. Pour définir le volume de contrôle dans le domaine fracturé, l'intersection de chaque fracture avec la grille de matrice est d'abord calculée. Aussitôt qu'une fracture intersecte une maille matrice, une cellule de fracture est définie. Chacune des cellules échange ensuite avec ses voisins du même milieu via une transmissivité fracture ou matrice et chaque fracture échange avec la cellule matrice dans laquelle elle est noyée. Pour calculer ce terme d'échange q_i^{nnc}, la traditionnelle hypothèse que la pression varie de façon linéaire dans la direction normale à chaque fracture est utilisée pour les échanges matrice-fracture. Le système résolu, en simple perméabilité (c'est à dire qu'on néglige les échanges dans la matrice) est alors complètement décrit par 3 types de connexions :

1. fracture - matrice environnante,
2. fracture i - fracture j si ces fractures s'intersectent,
3. fracture i - fracture i si la fracture i traverse plusieurs cellules Matrice.

Le débit échangé via ces connexions est mathématiquement similaire au terme de convection et les termes d'échange double milieu s'appliquent par conservation des flux :

$$q_i^{nnc} = \sum_{m=1}^{N_{nnc}} A_m^{nnc} \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_m^{nnc}}{\mu} \frac{P_j - P_{jm}}{d_m^{nnc}} \tag{5.4.4}$$

où A_m^{nnc}, k_m^{nnc}, d^{nnc}représentent les classiques surface d'échange, perméabilité du milieu et distances moyenne entre les connexions. d_m^{nnc} est la distance entre les nœuds pour les échanges au sein d'un même milieu. Pour les échanges matrice-fracture, d^{nnc} correspond à la distance moyenne du milieu sain par rapport à la fracture la plus proche et est calculée numériquement sans préciser comment sauf pour quelques configurations explicitées analytiquement (Tableau 5.4).

$$d^{nnc} = \langle d \rangle = \frac{\oint x dv}{V} \tag{5.4.5}$$

Les termes d'échange entre 2 nœuds fracture i et j sont exprimés à partir des demi-transmissivités selon la procédure étoile-polygone :

$$T_{ij} = \frac{\alpha_i \alpha_j}{\alpha_i + \alpha_j} \tag{5.4.6}$$

avec

$$\alpha_i = \frac{k_i e_i L_{int}}{\langle d_i \rangle} \tag{5.4.7}$$

où L_{int} est la longueur du segment d'intersection et $\langle d_i \rangle$ est la distance moyenne entre le centre de la connexion et le segment, k_i et e_i sont la perméabilité et l'ouverture de la fracture.

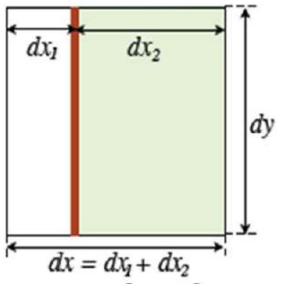
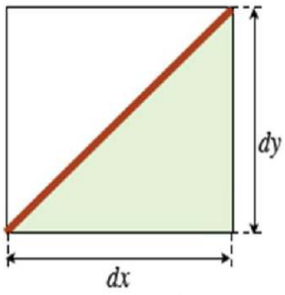
Configuration	d^{nnc}	Configuration	d^{nnc}
	$\frac{dx_1^2+dx_2^2}{2dx}$		$\frac{dxdy}{3\sqrt{dx^2+dy^2}}$

TABLE 5.4 – Valeurs analytiques de la distance moyenne du milieu fracture au milieu matrice dans une maille cubique d'après (Hajibeygi et al., 2011; Moinfar, 2013)

Ces connexions supplémentaires affectent l'emplacement des zéros dans la matrice jacobienne du bilan de masse résolu, si leur nombre croit ceci baisse les performances des solveurs utilisés par le simulateur. Pour limiter leur nombre, l'approche hiérarchique de Lee et al. (2001); Li et al. (2009) vise à négliger les fractures dont la taille est inférieure à la taille des mailles matrice. Cette méthode de discrimination n'est pas pertinente si la distribution des longueurs à grande échelle est uniformément répartie et est discutable lorsque les fractures sont toutes connectées : les fractures dominantes ne sont pas facilement identifiables. Les fractures de petites tailles sont prises en compte comme termes correctifs de la perméabilité de matrice via un calcul de type (Oda, 1985) (équation 4.3.6). La correction des termes d'échange matrice-fracture qui devrait être réalisée puisque le milieu Matrice devient anisotrope n'est pas précisée. Il faut noter que ce type de maillage, attractif pour bien des raisons (prise en compte de la directivité des fractures et facilité des calculs géométriques notamment) introduit aussi une erreur dans le calcul des termes fracture/fracture : au contraire des connexions matrice-matrices, l'utilisation d'un schéma à 2 points dans le calcul des transmissibilités fracture-fracture est biaisé puisque l'interface entre deux volumes de contrôle de fracture n'est pas perpendiculaire aux lignes reliant son centre et le centre de ces volumes de contrôle.

Matrices hydrauliques équivalentes : échanges matrice fracture par la voie numérique

Bailly (2009); Roubinet et al. (2010) proposent de remplacer la loi de Darcy à l'échelle des blocs matrice (échanges matrice-matrice) par une loi dite "surtensorielle" puisqu'à partir de la résolution numérique d'un problème local on peut conserver les flux à l'échelle de la maille de calculs via une simulation nu-

mérique locale. Cette loi relie les flux et les charges moyennes sur les bords des blocs matriciels. Les coefficients de cette relation sont déterminés numériquement en utilisant des approches continues ou discrètes en fonction de l'état de connexion à l'échelle du bloc. Cette formulation, validée sur des géométries 2D, serait 15 à 40 % plus précise que les méthodes de projection ou d'homogénéisation classiques. D'après Roubinet et al. (2010), le facteur de forme sur-tensoriel pour passer d'un modèle DFN à un modèle continu dépend continûment de la discrétisation employée à l'échelle locale et une valeur optimale de la taille de la maille matrice pourrait ainsi être recherchée. Cette problématique a les mêmes causes (et à priori les mêmes remèdes) que le problème pour capturer les temps de transitions.

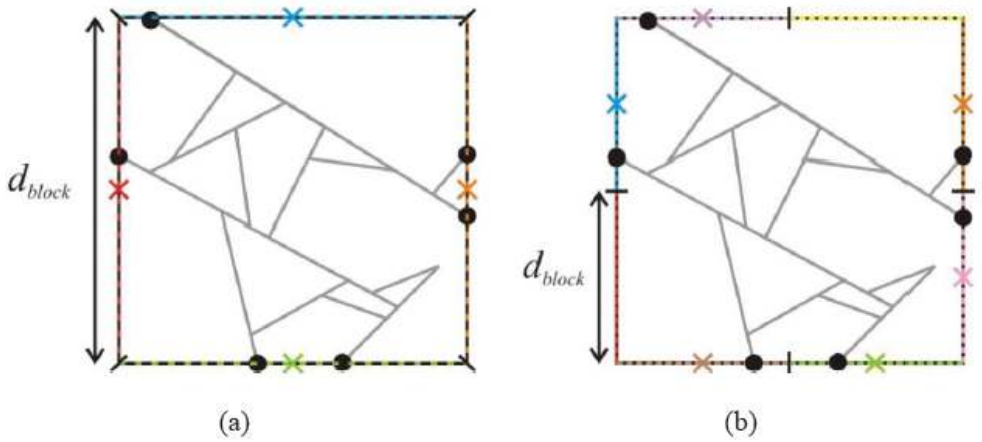


FIGURE 5.4.3 – Placement des inconnues de pression matrice sur la grille superposée selon (Roubinet et al., 2010)

La méthode consiste à superposer une grille matrice sur le réseau de fractures discrétisé. On réalise ensuite la conservation des flux sur les frontières de chaque bloc de la maille discrétisée finement. Les zones sont choisies indépendamment pour chaque interface de bloc et correspondent à la discrétisation des points d'intersection entre le réseau de fractures et la frontière de bloc. Une inconnue Matrice est placée au centre de chaque segment matrice délimité par un coin de la maille et une intersection avec le réseau de fractures (croix colorées sur la Figure 5.4.3). La relation entre les flux et la pression est linéaire et peut être exprimée sous la forme d'une matrice, d'où le nom des «matrices hydrauliques équivalentes» (EHM). Les coefficients de cette matrice sont déterminés par des simulations numériques à l'échelle de chaque bloc matrice.

La simulation de l'écoulement à l'échelle du domaine s'effectue simplement en assemblant les EHM. L'intérêt de la méthode est de garder une bonne approximation de la liaison entre deux blocs voisins. Effectuée à l'échelle locale, la discrétisation fine peut être ajustée automatiquement aux configurations rencontrées

dans le réseau de fractures locales. Les auteurs montrent sur un large éventail de réseaux de fractures 2D avec des densités différentes que l'erreur relative est limitée et diminue systématiquement avec le raffinement de la discrétisation du bloc matrice, permettant une éventuelle commande automatique de la précision de la méthode. La méthode EHM apparaît comme un premier pas vers la simulation d'écoulements dans des réseaux 2D à grande échelle mais la discrétisation en 3D reste à l'état de recherche. Xu and Pruess (2001); Geiger et al. (2004); Unsal et al. (2010) présentent eux aussi un modèle discret adapté aux échanges capillaires entre la matrice et la fracture pour les réservoirs naturellement fracturés où il y a une forte influence des fractures sur l'écoulement et où la matrice a une faible perméabilité. La matrice de la roche est traitée comme un terme source où les propriétés utilisées sont des propriétés efficaces calculées numériquement dans des sous problèmes à l'échelle réservoir. Le milieu fracture est discrétisé avec des éléments finis classiques. L'accent est mis sur la fonction de transfert avec la matrice, propre à chaque nœud fracture. Dans les résultats présentés (limités par le nombre de nœuds fractures), la fonction de transfert capte « exactement » la dynamique des changements de saturation de la matrice comme le montrent les validations sur des cas synthétiques :

— 1D comparés à la solution analytique d'une fracture unique saturée en eau de Kazemi et al. (1992); Di Donato and Blunt (2004). L'évolution dans le temps est bien représentée,
— 2D par comparaison avec un code réservoir différence finie finement maillé sur une petite zone.

Quelques limites de cette méthode combinée volumes/éléments finis sont mentionnées dans Geiger et al. (2004) : la construction de sous-maille volumes finis 3D à partir d'éléments tétraédriques requiert des capacités de stockage et des CPU élevés, ce qui rend la méthode moins efficace pour les simulations 3D et probablement inapplicable à l'heure actuelle dans un contexte industriel impliquant une large zone fracturée.

5.5 Proposition de classification et synthèse

Les milieux poreux fracturés sont caractérisés par une extrême complexité de la distribution des fractures, irrégulière, aussi bien en forme qu'en tailles provoquant des cinétiques d'écoulements très variables dans l'espace. S'il est possible de décrire, en théorie, ce système à l'échelle du pore et ou de la fracture, en pratique les équations résolues ne peuvent excéder les millions d'inconnues : une telle discrétisation en simple milieu impose une taille d'éléments trop petite pour discrétiser le milieu matrice et il est nécessaire d'approximer le système par un autre plus facile à utiliser. Ces propriétés physiques caractéristiques peuvent être définies à l'aide

Représentation de l'hétérogénéité (et dénomination)	Particularités	Papiers récents
Échelle locale (éléments finis)	3D, maillages conformes et automatiques assez délicats	Adler et al. (2011); Pichot et al. (2013)
Échelle réseaux (DFM (éléments finis))	3D, méthode flexible pour le choix de l'échelle d'intérêt, nécessite une discrétisation fine Conductivités variables	Geiger et al. (2004); Karimi-Fard et al. (2006)
Échelle réseaux (Pipe-Network)	3D, réseau de transmissivités (voir tenseurs effectifs), nécessite une discrétisation fine	Moreno and Neretnieks (1993); Vitel (2007); Roubinet et al. (2010)
Échelle réseaux (Fraca (volumes finis))	Quasi 3D, Simple de mise en œuvre, respecte la directionnalité des hétérogénéités et les échanges matrice FractureConductivités équivalentes	Bourbiaux et al. (2002); Basquet et al. (2005)
Échelle réseaux (Embedded (volumes finis))	Simple de mise en œuvre et respecte la multidirectionnalité des hétérogénéités. Conductivités équivalentes	Khvoenkova and Delorme (2011); Moinfar (2013)
Échelle réservoir (multi-porosités)	Facteurs de forme difficiles à estimer, s'insère facilement dans un workflow du fait de la rapidité des simulations Perméabilités 3D équivalentes	Warren et al. (1963); Pruess (1992); Oda (1985)
Échelle réservoir (simple porosité)	Pluralité des propriétés hydrauliques des réservoirs fracturés difficile à prendre en compte	

TABLE 5.5 – Classification de quelques modèles de discrétisation pour les écoulements monophasiques,

de la théorie de la continuité. Dans un contexte industriel, la plupart des méthodes reposent donc encore sur le modèle de Warren et al. (1963), limité par :

1. l'hypothèse d'existence d'un volume élémentaire représentatif commun Matrice-Fracture,
2. l'idéalisation spatiale de la géométrie du système fracturé et surtout l'emploi de conditions aux limites locales.

La volonté de tenir compte des fractures individuellement est rendue possible par les nouvelles capacités informatiques et quelques approximations. Ces modèles supposent, pour l'essentiel, que l'écoulement et le transport dans le milieu prennent place dans des chemins préférentiels fracturés et interconnectés où une unique transmissivité serait suffisante pour décrire l'écoulement entre les différentes intersections de fracture. Dans ce cas, un graphe de connectivité où les chenaux traduisent l'écoulement au sein du réseau via les intersections est suffisant. Les différentes cinétiques de temps (matrice-fracture) peuvent être représentées par une formulation multi-porosités sur des réseaux réguliers ou déstructurés afin de représenter la matrice avec des volumes de contrôle plus grands. La valeur de chaque variable physique affectée à un volume de contrôle dans l'espace continu est obtenue en moyennant la propriété physique vraie. Les dimensions doivent être grandes par rapport à la taille de l'hétérogénéité, pour pouvoir définir une propriété moyenne globale avec l'assurance d'une fluctuation négligeable d'une hétérogénéité à l'autre, mais petites par rapport à la longueur caractéristique sur laquelle les quantités considérées varient (Quintard and Whitaker, 1988). Les discrétisations fines permettent d'étudier ces variations à l'échelle inférieure fournissant d'avantage de détails sur les mécanismes d'écoulement et de transport. Elles nécessitent de disposer d'une description exacte de la géométrie du réseau de fractures et des propriétés de chaque fracture individuelle en plus de la génération d'un maillage non structuré très coûteux qui se conforme à la complexité des fractures. La résolution de tels systèmes pour un réservoir est un défi de taille qui n'est pas encore levé à notre connaissance. C'est pourquoi nous avons décidé de développer une nouvelle méthode de discrétisation qui devra pouvoir s'appliquer à des réseaux pouvant impliquer un grand nombre de fractures si celles-ci ont un sens géologique.

Positionnement

- ❏ Les modèles discrets sont plus précis que les modèles continus, mais leurs contraintes de mise en place (génération de maillage 3D non structuré) et l'incertitude quant aux données du problème limitent leur utilisation

à l'estimation des paramètres équivalents des modèles par continuum équivalent (approche hybride).

- ❏ Les modèles discrets nécessitent une description très détaillée du réseau de fractures, en géométrie et en propriétés : une haute qualité des données est nécessaire avant de se lancer dans la discrétisation détaillée d'un milieu fracturé,
- ❏ De nouveaux types de données pourraient être utilisés pour mieux contraindre les modèles discrets
- ❏ Les modèles multi-milieux sont efficaces et permettent de modéliser des phénomènes physiques complexes avec précision. Ils offrent une investigations détaillée des régimes d'écoulement transitoire ainsi que de l'influence des intersections des puits avec le réseau de fractures

Chapitre 6

Sweep Line Mesh 3D (SLM3D) : vers un maillage 3D minimal

L'étude bibliographique a montré qu'il manquait des méthodes de discrétisation automatique adaptées aux hétérogénéités rencontrées en milieux fracturés. Les méthodes présentées précédemment montrent quelques limites soit par les ressources CPU utilisées pour mailler l'ensemble du réseau de fractures, nécessitant ensuite une mise à l'échelle de transmissivités, soit parce qu'elles imposent de réduire considérablement le nombre de fractures modélisées. Nous présentons dans cette partie une méthode qui permet, rapidement et de façon intensive, de simuler les écoulements en trois dimensions sur un réservoir hautement fracturé à une échelle kilométrique autour des puits. Cette nouvelle discrétisation, réalisée à l'échelle des intersections entre fractures, vise à contrôler le nombre d'inconnus dans le système discret tout en modélisant chaque fracture individuellement. Le maillage, rapide de mise en œuvre, permet de capturer les différents temps caractéristiques et respecte au mieux les propriétés géométriques complexes d'un milieu fracturé à trois dimensions. Pour résoudre l'équation en pression dans le temps sur le domaine étudié et aborder les simulations d'écoulement, on suppose que le milieu est connu en tout point de Ω, ce qui permet d'écrire l'équation de conservation de la masse sous la forme d'une équation aux dérivées partielles. La variation de masse (appelée accumulation dans les problèmes transitoires) d'une cellule k pendant un intervalle de temps $\triangle t^n$ est égale au produit de la durée et de la somme algébrique des flux (contrôlés dans notre cas par l'équation de Darcy dans chacun des milieux) qui entrent et sortent par les faces de la cellule. Le flux qui s'établit entre chaque face des éléments discrets i et j s'exprime à l'aide des transmissivités $T_{i,j}$ et des pressions dans les mailles voisines. Le calcul des transmissivités est, au choix, réalisé pour des différences finies, volumes finis ou sur des éléments finis.

6.1 Hypothèses

Le temps typique représentatif des variations de pression mesurées aux puits au cours d'un essai hydraulique est tout à fait différent dans la matrice et dans les fractures. Le champ de pression dépend de la position des fractures et du rapport de conductivités hydrauliques entre le milieu matriciel et le milieu fracturé. Le volume de matrice étant souvent supérieur au volume fracture tandis que les fractures sont très perméables par rapport au milieu matrice, on mesure le plus souvent le rapport de perméabilité entre ces deux entités. Pour ce faire, on pose que l'échange entre les fractures se passe instantanément par comparaison aux échanges fracture/matrice et matrice/matrice. La variation de pression (géographique) dans les fractures est ainsi supposée négligeable par rapport à celle dans la matrice pendant un même intervalle de temps supposé court. Pour en tenir compte, nous reprenons l'hypothèse que les iso-pressions dans le milieu matrice où les phénomènes sont plus longs à se mettre en place sont parallèles aux plans de fracture. C'est à dire que dans une maille matrice et pour une même distance (éventuellement corrigée par une hétérogénéité du milieu matrice) par rapport au milieu fracture, la pression dans le milieu matrice est assumée constante pendant le pas de temps résolu. Cette hypothèse donne la direction du gradient de pression dans le milieu matrice et l'échelle de description la plus appropriée dans ce cas semble être l'écart entre les intersections du réseau de fractures.

Pour estimer les transferts intra-fracture, le gradient de pression est supposé plus faible le long de l'intersection que dans la fracture elle-même, ce qui physiquement revient à postuler que l'endommagement à l'intersection entre 2 fractures, isotropes et de conductivités distinctes, est plus grand que dans le plan des fractures respectives. Il en résulte la présence de fortes discontinuités de conductivités dans chaque plan, localement le long des intersections. Cette hypothèse permet de calculer des cellules fractures quasi K-orthogonales bien adaptées aux schémas numériques à deux points. Les volumes fractures étant faibles, les échanges en leur sein sont instantanés par comparaison au problème étudié et aux écoulements dans la matrice.

Le maillage est réalisé à une échelle intermédiaire entre la fracture et les mailles homogénéisées d'un modèle réservoir. Ce calcul spécifique des transmissivités à partir des seules intersections 3D entre fractures, combiné à une discrétisation adaptative du milieu matrice en fonction de la densité du réseau de fractures permet d'optimiser le nombre d'inconnus (Khvoenkova and Delorme, 2013b,a) : la matrice est plus finement maillée proche des fractures. Le système simplifié équivalent est construit en conservant la masse (donc les débits) et en approchant géométriquement la distribution du champ de pression dans chacun des plans de fractures. L'algorithme est constitué d'une suite de quatre étapes indépendantes

(Figure 6.1.1) :

1. Calcul des intersections de fractures en 3D,
2. Détermination des amas de fractures connectées aux conditions aux limites : détermination du squelette,
3. Maillage de chaque plan fini de fractures en fonction de la distribution spatiale des hétérogénéités,
4. Maillage du milieu matrice et calcul des termes d'échange Matrice-Fracture (+ Matrice-Matrice si besoin).

Une fois l'étape 2 réalisée, les autres sont indépendantes et peuvent donc être parallélisées.

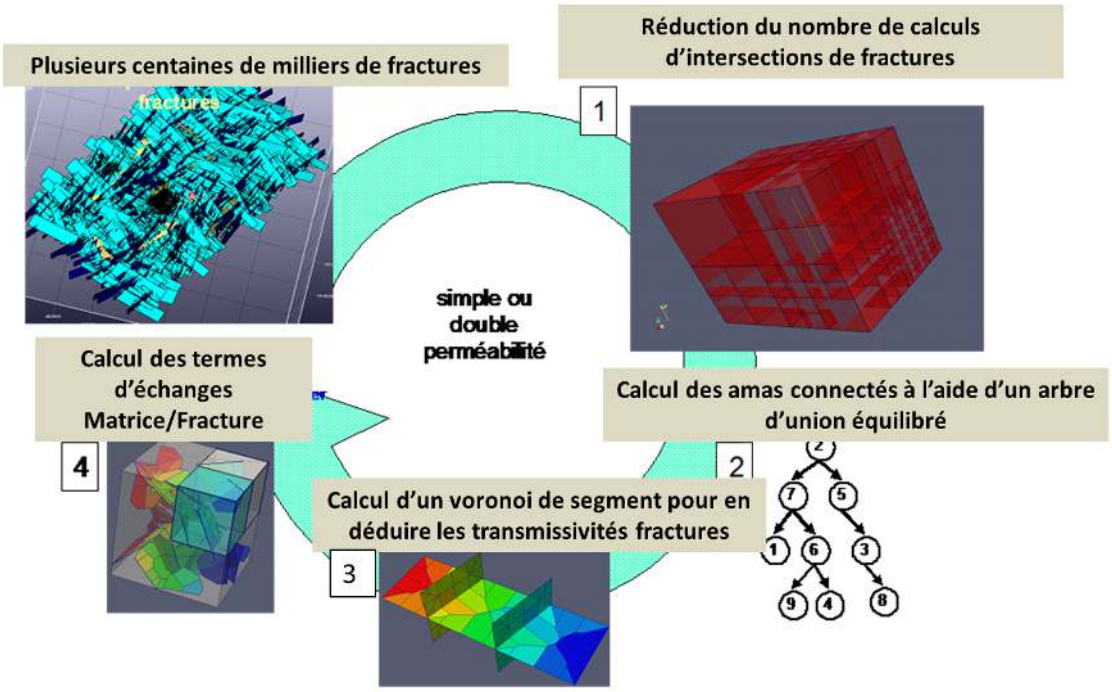


FIGURE 6.1.1 – Étapes principales de l'algorithme du Maillage 3D.

6.2 Discrétisation du continuum Fracture

Calcul des intersections et des amas de fractures

Les réseaux étudiés peuvent contenir plusieurs milliers (voire millions) de fractures et le temps de recherche des réseaux connectés dépend du nombre de calculs d'intersection entre fractures. L'algorithme classique consiste à tester tous les

Algorithme 6.1 Calcul de connexité par un algorithme d'union équilibré. L'arbre du graphe proposé est inconnu au moment de le créer. On déclare un tableau « forêt » de n éléments correspondant à chaque sommet. Le contenu de chaque case i du tableau est le sommet j vers lequel pointe le sommet i : si c'est une racine, i pointe vers lui-même ; sinon il pointe vers un autre sommet j différent de i . La taille de chaque arbre est stockée dans un tableau *taille* de taille n de valeur initiale 1. $taille[i]$ correspond à la taille de l'amas (ou arbre) ayant pour racine i. On vérifie ensuite que tous les sommets appartiennent finalement au même arbre pour déterminer la taille de l'amas le plus grand auquel appartient chaque élément.

— Trouver la racine d'un élément (c'est à dire le numéro de l'élément le plus petit appartenant au même amas que l'élément i) racine(i,forêt)

```
      tant que (i != forêt[i])i:=forêt[i];
   Retourner le résultat

(*retourne le résultat*)
```

— Mise à jour de l'arbre (union) lorsque 2 de ses éléments (i,j) s'intersectent : union(i,j,forêt,taille)

— à l'état initial, chaque élément est une racine et chaque amas a une taille 1

```
{
r1=racine(i,forêt);
r2=racine(j,forêt);
si r1 != r2 (les éléments appartiennent à 2 amas distincts)
    si taille[r1]<taille[r2]
       forêt[r1] :=r2; ( r1 pointe vers r2)
       taille[r2] :=taille[r2]+taille[r1]
    sinon forêt[r2] :=r1 ( r2 pointe vers r1)
       taille[r1] :=taille[r1]+taille[r2]
}
```

couples deux à deux. Pour $nb_{fractures}$ fractures il est d'un ordre $nb_{fractures}!$ calculs . On adopte une méthode de recherche des intersections par zonation « Octree 3D » pour accélérer cette procédure.

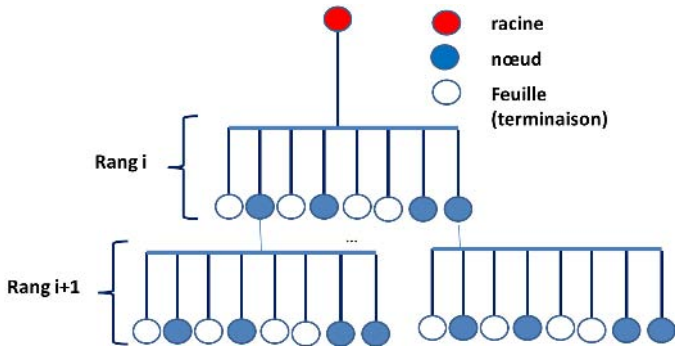


FIGURE 6.2.1 – Octree : définition de la racine, des feuilles, des nœuds et du rang. Chaque nœud a 8 enfants en 3D. Une feuille est un élément ne possédant pas d'enfants (le test d'arrêt est réalisé).

L'Octree est un arbre géométrique récursif constitué d'éléments parallélépipédiques que l'on subdivise en 8 parallélépipèdes isomorphes égaux (enfants) selon un critère prédéfini (Figure 6.2.1). Les subdivisions terminales, les plus petites et qui n'ont pas d'enfant, sont appelées feuilles. Dans notre cas, le critère de subdivision est lié au nombre de fractures R_M contenues dans le parallélépipède. Chaque feuille de l'octree est destinée à devenir un nœud matrice. Le nombre de subdivisions nécessaire pour obtenir une feuille est la profondeur de l'arbre. La structure des données en arbres (Quadtree en 2D, Octree en 3D) est attractive pour deux raisons : le même algorithme s'applique en 2D et 3D et le partitionnement final de l'espace contient un faible nombre, contrôlé, de blocs matrice.

Les fractures sont donc immergées dans une boite englobante 3D régulière puis rangées dans l'octree équilibré si la fracture touche une feuille de ce dernier. Seules les fractures appartenant à une même feuille étant susceptibles de s'intersecter, le nombre de calculs est réduit à $\approx N_M R_M$ où N_M est le nombre de nœuds matrice et R_M est le critère de raffinement de l'arbre (nombre maximal de fracture contenues dans une feuille de l'Octree).

L'algorithme d'intersection (6.2) est classiquement employé en géométrie algorithmique. Le calcul des intersections (algorithme 6.3) est effectué en 3D et dans un repère global, ce qui permet de ne le faire qu'une fois pour un couple de fracture. On se donne ainsi une précision géométrique plus uniforme sur le réseau, fixée à $\varepsilon = 10^{-6} \langle l_F \rangle$ où $\langle l_F \rangle$ est la moyenne des tailles caractéristiques de fractures du réseau (racine carrée de leur surface). Chaque intersection trouvée permet en une opération de mettre à jour l'arbre de connectivité du réseau. Le réseau utile de fractures, ensemble des fractures reliées à une condition aux limites (qui peuvent être

les puits ou un plan fini) est ensuite facilement identifié à l'aide d'un algorithme d'unions équilibré (6.1) .

Algorithme 6.2 Algorithme de construction de l'octree équilibré, utilisé à la fois pour le calcul des intersections et pour le maillage du milieu matrice.

Les critères de raffinement suivants sont imposés :
• Tant que le nombre maximal de fractures par feuille (fixé pour limiter le nombre de transmissivités matrice/fracture dans chaque nœud Matrice) n'est pas atteint, l'octant est subdivisé.
• Le nombre de subdivisions (ou, autrement dit, la profondeur de l'octree) est limité à cause du nombre final maximum de nœuds matrice, la profondeur maximale est 10 et correspond à 8^{10}= 1.073.741.824 mailles.
• la différence de niveaux dans l'arbre entre deux octants voisins ne peut pas dépasser 1 pour assurer la consistance du schéma numérique.

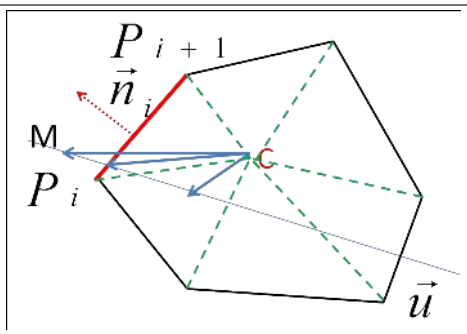
Étapes de discrétisation

Pour chaque fracture du réseau utile, les termes d'échanges sont approximés à l'aide d'un calcul de Voronoï de segment autour des intersections dans le plan de chaque fracture, le maillage recherché se veut être K-Orthogonal, ce qui a un grand intérêt pour les simulations (Merland et al., 2014) tout comme le fait que les cellules unitaires du diagramme de Voronoï soient convexes (intérêt géométrique cette fois) :

1. Les traces des fractures sécantes sont calculées sur chaque plan de fracture.
2. Un maillage Voronoï est construit à partir de ces traces.
3. Un nœud fracture au moins est affecté aux traces d'intersection.
4. Les volumes de fracture, les surfaces d'échange et les transmissivités entre fractures à affecter aux nœuds sont estimés grâce au maillage Voronoï 2D dans chaque plan de fracture.

La forme et la structure du diagramme de Voronoï de segments sont plus complexes que pour un ensemble de points. Dans le cas du diagramme de Voronoï d'un ensemble de points, les arêtes sont des segments de droites, des demi-droites ou des droites. Il n'en est plus ainsi pour le diagramme de Voronoï de segments : les arêtes peuvent également être des arcs de parabole. Le maillage Voronoï 2D calculé ici est, pour des raisons de complexité, une approximation du Voronoï de segments. Les points appelés "points de Voronoï" sont des points intermédiaires temporairement insérés dans chaque plan de fracture. Ces points sont utilisés dans le calcul des transmissivités pour approximer le gradient. La mémoire utilisée pour les stocker peut être libérée dès que l'intersection est traitée (dans chaque fracture passant par l'intersection).

Algorithme 6.3 Algorithme d'intersection et/ou de troncationd'un polygone convexe plan dans un volume 3D



Soit P un polygone convexe ayant n sommets Pi.
Soit $(P_1; ...; P_n)$le contour direct de P et de barycentre C.
On cherche à quel secteur angulaire le point M appartient

procédure Secteur-angulaire:

si M est entre P_n et P_1 alors termine
sinon i := 1; j := n; tant que j > i + 1
faire k := (i + j)div2;
si z est entre P_i et P_k alors j := k
sinon i := k

On définit ensuite un côté positif (vers l'intérieur du polygone)
pour le segment P_iP_{i+1}, le signe du produit des produits scalaires scalaire $\left(\overrightarrow{P_iM}, \vec{n_i}\right)$ $\left(\overrightarrow{P_iC}, \vec{n_i}\right)$ permet de dire si M est intérieur ou extérieur à P.

Algorithme 6.4 Intersection de polygones Si 2 polygones plans (non coplanaires) s'intersectent, c'est selon une droite de vecteur directeur $\vec{u}$, alors on applique 2 fois (dans chaque polygone respectif) l'algorithme de (Sutherland and Hodgman, 1974) pour déterminer l'intersection entre les polygones :

Soient deux sommets successifs M_1 et M_2,

#Si M_1 et M_2 sont tous deux à l'intérieur :
M_2 est ajouté à la liste de sommets constituant
le nouveau polygone tronqué.
#Si M_1 est à l'intérieur,M_2 à l'extérieur :
le point d'intersection I entre le segment $[M_1M_2]$
et le doublet P_iP_{i+1} du secteur angulaire auquel appartient
M_2 est ajouté à la liste de sommets du polygone tronqué
#Si M_1 est à l'extérieur,M_2 à l'intérieur :
M_2 et I sont ajoutés à la liste des sommets du polygone tronqué.

Volumes de contrôle

Chaque segment d'intersection dans le plan de fracture est au moins discrétisé par 2 points de Voronoï à chacune de ses extrémités (**?**). Pour les cas plus complexes (segments trop proches ou segments qui se croisent), on raffine cette discrétisation intermédiaire en appliquant le théorème des "Kissing disks" de Koëbe-Andreev-Thurston (Borouchaki et al., 1997). Ainsi, tout cercle ayant pour diamètre 2 points intermédiaires de Voronoï appartenant au même segment ne doit pas contenir un autre point de Voronoï du plan (Figure 6.2.2). Dans le cas contraire, on continue le raffinement en ajoutant un point intermédiaire par projection du point entre les 2 points consécutifs jusqu'à atteindre la précision géométrique souhaitée. Les points intermédiaires ne doivent pas se trouver à une intersection entre segments. Dans ce dernier cas, 2 points appartenant au même cercle de centre l'intersection sont placés sur chacun des segments à la distance a.

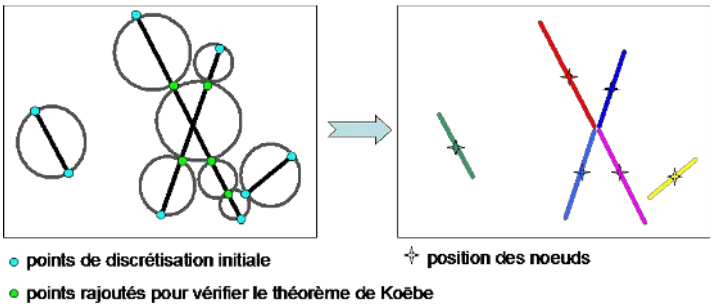
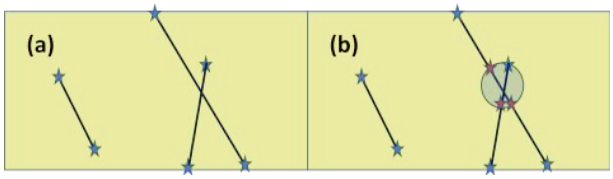


FIGURE 6.2.2 – Exemple de discrétisation des segments en nœuds pour approcher un Voronoï de segments 2D dans chaque plan de fracture : un noeud est créé au centre de chaque trace d'intersection. Si 2 traces s'intersectent, un nœud est créé de part et d'autre de chaque portion.

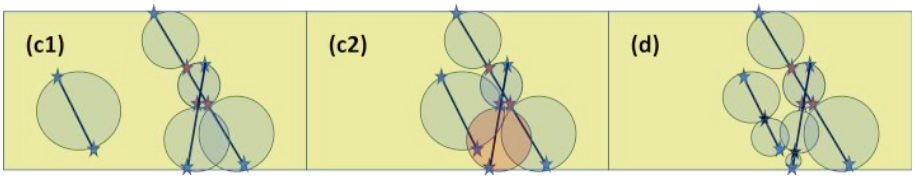
L'algorithme de Fortune (1987); Beauquier et al. (2005), réputé et démontré comme optimal, permet ensuite de calculer le diagramme de Voronoï de l'ensemble de ces points dans le plan (Figure 6.2.4). Par construction et puisque l'étape de calcul des intersections était 3D, chaque intersection est discrétisée de la même manière (les points de Voronoi sont persistants) dans l'ensemble des fractures auxquelles elle appartient et le maillage fracture est donc conforme. Une fois que le maillage Voronoï de chaque plan de fracture est construit, on peut calculer les termes d'échange entre les points de Voronoï destinés à devenir des volumes de contrôle.

Algorithme 6.5 L'algorithme de Fortune (1987) permet le calcul d'un diagramme de Voronoï plan à l'aide d'une ligne de balayage. L'idée générale consiste à balayer le plan contenant les points du diagramme de gauche à droite avec une ligne verticale ; on construit le diagramme de Voronoï progressivement selon les configuration rencontrées. L'astuce de Fortune est de considérer un front parabolique et une quatrième dimension (en plus de x, y, t) pour représenter l'avancée d'un processus de diffusion le long d'un plan. 2 types d'événements p, attachés à des arcs de parabole, sont contenus dans une file ordonnée : les événements de type site sont les points initiaux correspondant à l'arrivée de la ligne de balayage et les événements de type cercle sont les sommets du diagramme où trois arcs de parabole s'intersectent en un point anguleux (De manière équivalente, on parle d'un cercle de Delaunay contenant 3 sites au moins).

Insérer les événements sites dans la file (au début l'ensemble ordonné des points de Voronoï) ;
tant que la file n'est pas vide
 extraire un événement p ;
 si l'événement est un site, alors
  créer un nouvel arc parabolique, et une arête de Voronoï ;
  désactiver les événements cercle obsolètes ;
  insérer les événements cercle ;
si l'événement est un cercle, alors
  supprimer l'arc parabolique,
  créer un sommet de Voronoï ;
  désactiver les événements cercle obsolètes ;
insérer les événements cercle ;



(a) 4 fractures s'intersectent dans le plan d'une fractures F. a) Un point intermédiaire (étoile bleue) est placé à chaque extrémité n'étant pas une intersection, b) là où les traces s'intersectent un point intermédiaire est positionné à équidistance de l'intersection sur chacune des traces (étoile orange).



(b) Tant que l'un des points intermédiaires appartient à un cercle de diamètre 2 des points intermédiaires consécutifs appartenant à une trace, un nouveau point est ajouté selon le théorème de Koebe configuration c2-d (cercle rouge).

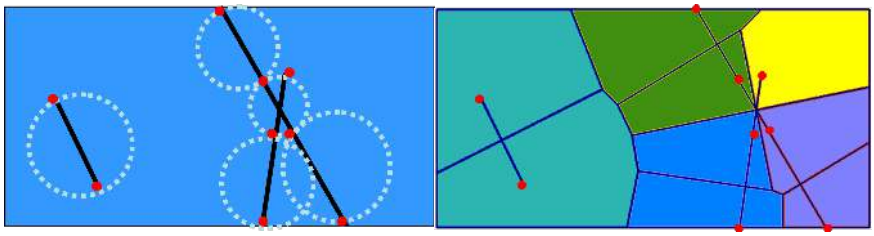
FIGURE 6.2.3 – Mise en place des points intermédiaires de voronoï

Transmissivités Fracture-Fracture

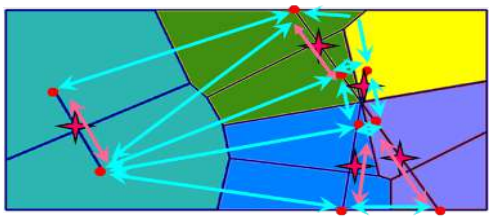
Les termes d'échange entre les points de Voronoi sont calculés avec un schéma à 2 points. Une fracture est supposée être un milieu conducteur, isotrope, caractérisé par une conductivité hydraulique c. Si la fracture est anisotrope (définie par 2 conductivités), un changement de variables sur les distances est envisageable mais n'a pas été testé. Le gradient de pression varie linéairement par rapport à la distance aux discontinuités (l'intersection est un terme source) et la grille est quasi K-Orthogonale (les frontières théoriques d'un voronoi de segments sont des paraboles approchées par une ligne brisée ici). Le problème est simplifié et revient à exprimer des transmissivités 2D entre les nœuds d'un même plan (défini par un polygone) de fracture. L'écoulement suit la loi de Darcy, une transmissivité T_{FFij} entre 2 volumes de fracture voisins i et j de perméabilité $\overline{\overline{K_F}}$ et de frontière commune $\partial\Omega F_{ij}$ connues est donc donnée par la formule suivante :

$$T_{FFij}(P_{Fi} - P_{Fj}) = \iint_{\partial\Omega F_{ij}} \left(\overline{\overline{K_F}}.\overrightarrow{\nabla} P_F\right).\vec{n}_{Fext} dS \tag{6.2.1}$$

Nous supposons que l'endommagement à l'intersection entre 2 fractures est plus grand que dans le plan des fractures respectives. Le gradient de pression $\overrightarrow{\nabla} P_F$ est ainsi plus faible le long de l'intersection. D'après l'équation 6.2.1, la transmissivité



(a) L'algorithme de Fortune (1987) permet ensuite de calculer le diagramme de Voronoï de l'ensemble de ces points dans le plan (contour noir) et ces cellules sont fusionnées pour créer un nœud fracture sur chaque trace de fracture. Dans le cas d'une intersection un nœud est créé de part et d'autre de la trace (couleurs sur la figure).



(b) Les transmissivités (en bleu clair) sont sommées pour les frontières communes à chacun des nœuds selon la loi de conservation de la masse

FIGURE 6.2.4 – Composition des mailles et calcul des volumes de contrôle dans chaque fracture

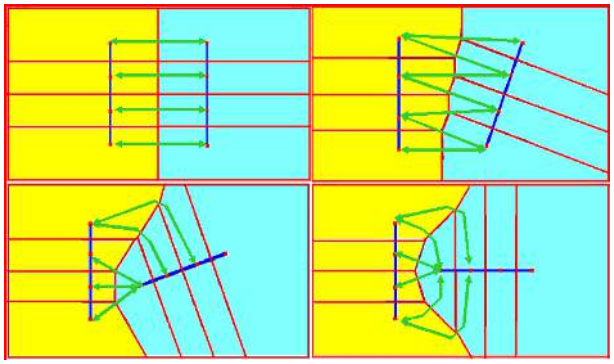


FIGURE 6.2.5 – Calcul schématique des transmissivités entre deux segments d'intersection (bleu foncé) appartenant à une même fracture. Si un seul nœud par segment est finalement créé (Les cellules du Maillage 3D sont jaune et bleu claire), les points intermédiaires de Voronoi sont utilisés pour calculer les termes d'échange. Les transmissivités intermédiaires sont représentées par les flèches vertes entre les points de Voronoï (rouges).

entre le volume i et son voisin j peut donc être déterminée par :

$$T_{FFij} = \left(\overline{\overline{K}}_F.\vec{u}_{ij}\right).\vec{n}_{Fext}\frac{S_{Fij}}{l_{ij}} \tag{6.2.2}$$

où $\vec{u}_{ij}$ est la direction du gradient de pression entre les volumes d'influence le long de la frontière, l_{ij} est la distance utilisée pour approximer le gradient de pression, S_{Fij} est la surface de la frontière F de normale $\vec{n}_{Fext}$ entre les volumes i et j.

La particularité du maillage de Voronoi est d'être K-Orthogonal. Chaque cellule du maillage de points de Voronoï est donc séparée de sa voisine par une surface orthogonale à la ligne connectant les centres des cellules (médiatrice). En utilisant la conductivité c (définie comme $c = K_F e$ où e est l'épaisseur géométrique dans une formule de Poiseuille), on arrive à la formule :

$$T_{FFij} = K_F.\frac{L_{Fij}e_F}{l_{ij}} = c\frac{L_{Fij}}{l_{ij}} \tag{6.2.3}$$

avec L_{Fij} la longueur de la frontière entre les cellules et l_{ij} est la distance utilisée pour approximer le gradient de pression.

L'idée initiale de définir un unique nœud par segment peut conduire à la création de cellules non connexes, disjointes à l'intersection (6.2.6) lorsque 2 traces s'intersectent (intersection multiple). Le meilleur algorithme trouvé pour remédier à ce problème est de créer un nœud fracture pour chaque intersection (1 nœud

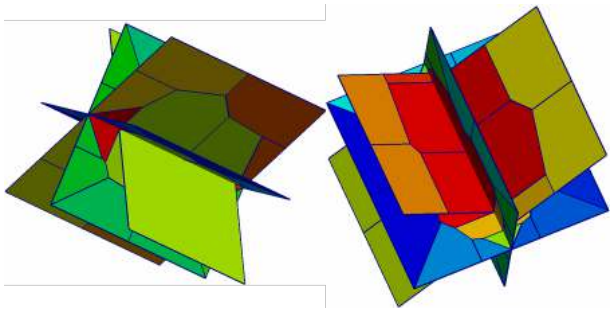


FIGURE 6.2.6 – Configurations particulières : Si 2 traces de fractures s'intersectent dans le plan d'une autre fracture (intersection triple), nous sommes contraints de créer 2 nœuds fractures par trace pour éviter la création de cellules non connexes.

au centre de chaque intersection, on garde l'information sur les coordonnées des deux extrémités) et dans le cas d'une intersection multiple (3 fractures au moins s'intersectent en un même point à la précision numérique prêt), on remplace le nœud initial au centre du segment par 2 nœuds de part et d'autre du point d'intersection. Ce prétraitement assure la connexité de toute maille fracture et permet des échanges le long d'une intersection. En écrivant la conservation des flux entre 2 nœuds, la transmissivité entre deux nœuds fracture est calculée comme la somme des transmissivités entre toutes les paires de cellules Voronoï appartenant à un même nœud et ayant une face commune. En cas d'assemblage, le nœud Fracture ne correspondant pas aux nœuds de Voronoï, nous effectuons une correction de l'ensemble des transmissivités pour prendre en compte les modifications de distances dans les échanges de fluides. Cette modification dépend de la perméabilité affectée à chaque intersection de fracture (par défaut la somme des conductivités).

Approximation du champ de pression au sein d'une fracture, comparaison à des simulations plus fines :

Peu de modèles résolvant le même problème permettent de traiter des réseaux de fractures aussi denses (quelques millions) et les techniques de simulation finement maillées nécessitent des moyens informatiques importants en termes de mémoire et de temps de calcul. Seuls les réseaux de fractures simples peuvent être utilisés pour la comparaison ce qui a posé une difficulté pour valider notre méthode plus macroscopique.

Nested approach

Les premières comparaisons réalisées concernent une simulation fine, développée à l'aide d'éléments finis (Jarrige et al., 2011). Ce type de simulations est très coûteux en 3D sur un réseau de fractures (Section 5.2). Le développement de cette méthode n'a pas complètement abouti et pour cette raison, seule une validation qualitative par des simulations 2D sur un plan comprenant quelques intersections quelconques peut être présentée.

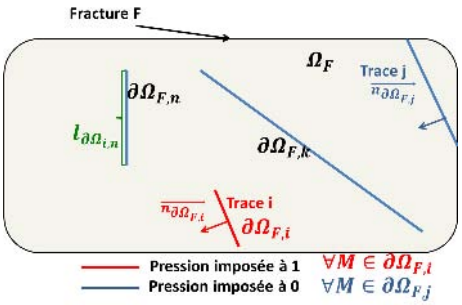


FIGURE 6.2.7 – Une fracture intersectée par 4 autres fractures, notations. Chaque trace i d'intersection $\partial\Omega_{F,i}$ a une longueur $l_{\partial\Omega_{F,i}}$ et une normale $\vec{n}_{\partial\Omega_{F,i}}$. Pour un problème unitaire, une trace a une pression imposée à 1 et les autres à 0.

On suppose que la fracture F définie par l'ensemble des points de Ω_F est intersectée par $nb_{Fractures}$ autres fractures (Figure 6.2.7). Chaque intersection entre une fracture Ω_F et une fracture Ω_j est notée $\partial\Omega_{F_j}$ et représente un segment de longueur $l_{\partial\Omega_{F,j}}$ dans le plan Ω_F. Ces segments sont supposés disjoints (limite de la méthode Nested). Ainsi dans le cadre du SLM3D cette configuration correspond à un seul nœud par segment.

La pression P_{Fi} , imposée constante (égale à 0 ou 1) sur chaque segment d'intersection i, est entièrement définie par sa fonction de base :

$\Psi_j(y \subset \partial\Omega_{F_{i,j}}) = 1$ et $\Psi(y \subset \partial\Omega_{F_{i,k\neq j}}) = 0$. La fracture de conductivité c_{Fi} et d'épaisseur hydraulique e_{Fi} est ainsi plongée dans un milieu imperméable, les flux à sa frontière sont nuls. Sous ces hypothèses, le fluide arrivant du segment $\partial\Omega_{Fi}$à la pression égale à 1 sort par les segments $\partial\Omega_{Fk}$ aux pressions égales à 0. En résolvant les N problèmes unitaires (Équation 6.2.4) on peut estimer chacune des transmissivités $T_{i,j}$ entre les intersections i et j (Noetinger and Jarrige, 2012).

$$\begin{cases} div\left(k_{Fi}\vec{\nabla}P_{Fi}\right) & = 0 \\ P_{Fi\partial\Omega_{ij}} = & \delta_{ij}\Psi_j \\ \vec{\nabla}P_{Fi}.\vec{n}_{\partial Fi} & = 0 \end{cases} \tag{6.2.4}$$

La transmissivité $T_{i,j}$ entre le segment i à la pression égale à 1 et un autre segment à la pression j est alors donnée par le flux traversant la frontière $\partial\Omega_{Fij}$ de normale $\vec{n}_{\partial Fj}$ tout en connaissant la distance entre les voisins $d_{jvoisin}$:

$$\begin{aligned} T_{ij} &= -\frac{c_{Fi}}{e_{Fi}} \int_{\partial\Omega_{Fj}} e_{Fi} \vec{\nabla} P_{Fj} . \vec{n}_{\partial Fj} dl \\ T_{ij} &= -c_{Fi} \sum_{\partial\Omega_{Fj}} \frac{\triangle P_{Fj}}{d_{jvoisin}} . \vec{n}_{\partial Fj} dl \end{aligned} \tag{6.2.5}$$

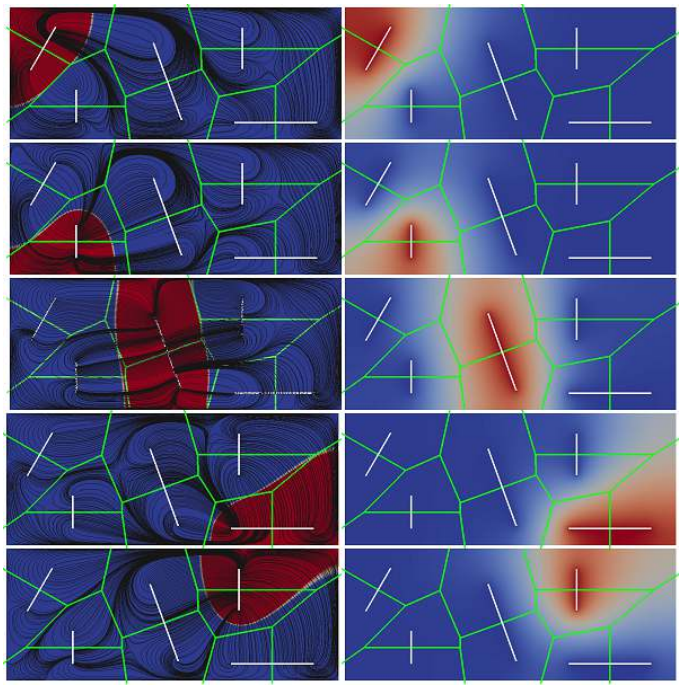
Cette comparaison de notre approche avec cette méthode a montré que l'approximation géométrique des isopressions par le maillage de Voronoï de segment est raisonnable (Noetinger and Jarrige, 2012; Noetinger et al., 2011). Les valeurs absolues des transmissivités n'ont quant à elles pas pu être validées avec cet outil : la méthode « Nested » permet des échanges entre cellules non voisines ce qui n'est pas le cas avec la méthode SLM3D. Dans le cadre du SLM3D, nous assumons par la suite le calcul simplifié (géométriquement) des transmissivités pour résoudre le système linéaire local associé à chaque fracture du réseau. Puisque la géométrie d'une maille Fracture peut, même sur ces cas simples, très vite s'avérer lourde à décrire, on calcule les informations nécessaires (surface – orientation- transmissivités intermédiaires) avant de libérer la mémoire. Pour tout maillage, un paramètre critique existe pour contrôler la distance minimale entre les points d'un maillage (i.e., l'arête de longueur minimale), ce critère est dans le modèle proposé relatif à la longueur moyenne des fractures du réseau qui contrôle le pas de temps à employer pendant la simulation d'écoulements.

6.3 Discrétisation du continuum Matrice

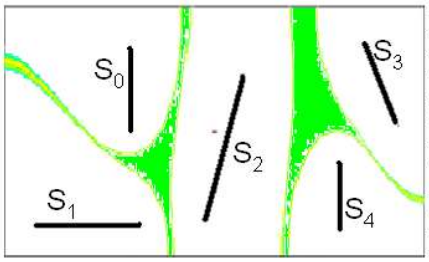
La structure octree permet de localiser de façon plus rapide des objets géométriques dans l'espace en le structurant sous la forme de parallélépipèdes, nous l'utilisons ici pour réaliser le maillage de la matrice de telle sorte qu'il soit plus fin au voisinage des fractures.

Chaque feuille de l'octree (subdivision n'ayant pas d'«enfant») qui contient un volume poreux de Matrice devient un nœud au sens du Maillage. De part sa nature «équilibré d'ordre 1» chaque feuille (maille matrice) de l'octree est un parallélépipède qui peut être décrit par un point minimal et un point maximal. Chacune de ses faces échangeant avec :

— 0 maille Matrice si la maille se trouve à un bord,
— 1 maille Matrice si la maille voisine a la même profondeur ou une profondeur plus petite dans l'arbre,



(a) Comparaison graphique des volumes de contrôle



Transmissivities obtained using the finite element method [JARRIGE & al]

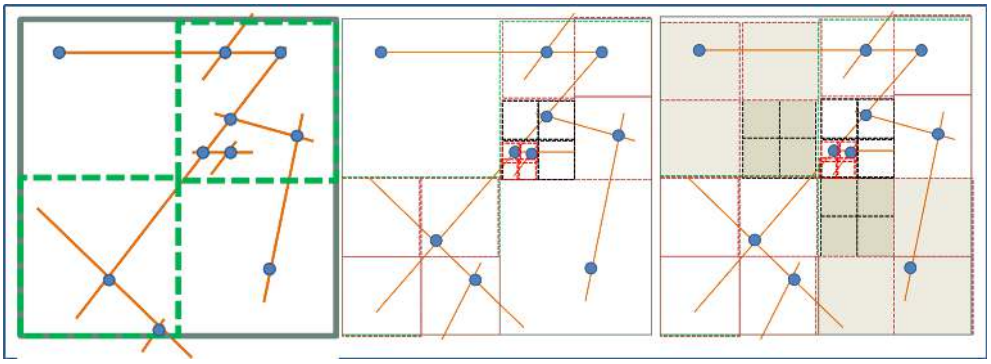
SegmentNumber	0	1	2	3	4
0		1.09644	0.440762	0.0277606	0.00571403
1	1.09644		0.743306	0.019095	0.0131274
2	0.440762	0.743306		0.894374	0.674842
3	0.0277606	0.019095	0.894374		1.1228
4	0.00571403	0.0131274	0.674842	1.1228	

Transmissivities obtained using presented method

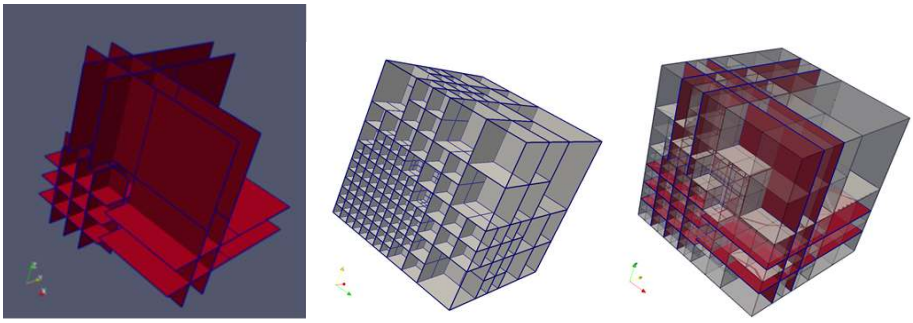
SegmentNumber	0	1	2	3	4
0		1.69793	0.241089	0	0
1	1.69793		0.956672	0	0
2	0.241089	0.956672		1.05579	0.355315
3	0	0	1.05579		1.76382
4	0	0	0.355315	1.76382	

(b) Comparaison quantitative des termes de transmissivité : la méthode « Nestead » permet des échanges entre cellules non voisines ce qui n'est pas le cas avec la méthode SLM3D

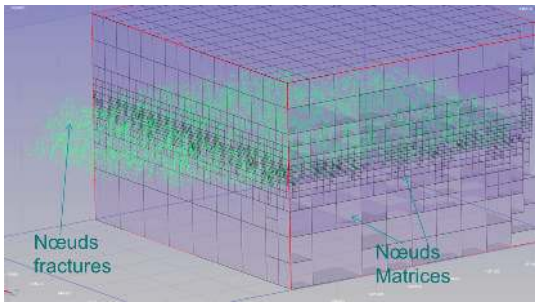
FIGURE 6.2.8 – Comparaison des volumes de contrôle et termes de transmissivité dans un plan de fracture entre une méthode finement maillée et la méthode SLM3D



(a) Vue 2D d'un partionnement de l'espace à l'aide de l'octree sur un réseau de lineaments (orange) où les intersections sont matérialisées par un point bleu. Chaque point correspond à un noeud de fracture, l'octree est dans ce cas affiné tant que 2 noeuds sont présents dans une feuille (figure du milieu). Pour que le maillage final de la matrice soit équilibré, des raffinements (grisâtres) sont nécessaires au voisinage des mailles les plus fines (en rouge).



(b) Exemple 3D d'un maillage matrice régulier multi-échelles raffiné en fonction de la densité locale des fractures. A gauche le réseau de fractures. Au centre le maillage Matrice calculé en fonction de la densité de fractures : la zone « bas gauche » où il y avait le plus de fractures est bien la plus raffinée. Dans la partie haute en premier plan on voit l'effet d'équilibrage du maillage : malgré l'absence de fracture la zone a été partiellement affinée. A droite la représentation finale des deux milieux en interaction (fractures en rouge et matrice en gris).



(c) Maillage à l'échelle du réservoir, les épontes sont prises en compte pour les calculs mécaniques, Exemple 3D de raffinement en fonction de la densité de noeuds fractures

FIGURE 6.3.1 – Visualisation du maillage matrice découpé par un procédé Octree

— 4 mailles Matrice si la maille voisine a une profondeur plus grande dans l'arbre.

Transmissivité Matrice-Matrice

Dans un premier temps, pour le calcul des transmissivités matrice/matrice (nécessaires seulement si la perméabilité permet un échange de fluides non négligeables), nous utilisons la formulation simple milieu entre des mailles volumiques voisines. On applique la formulation 6.3.1 selon les configurations (a), (b) rencontrées (figure 6.3.2).

$$\begin{cases} (a) : \frac{1}{T_{ij}} & = \frac{1}{2\triangle y_2 \triangle z_2}\left(\frac{\triangle x_1}{K_1} + \frac{\triangle x_2}{K_2}\right) \\ (b) : \frac{1}{T_{ij}} & = \frac{1}{\triangle y_2 \triangle z_2}\left(\frac{\triangle x_2}{K_1} + \frac{\triangle x_2}{K_2}\right) \end{cases} \tag{6.3.1}$$

$K_{1,2}$ sont les perméabilités matrice dans la maille considérée et $\triangle x_{1,2}$, $\triangle y_{1,2}$, $\triangle z_{1,2}$sont les tailles respectives de la grande et de la petite maille dans les directions x,y,z.

Cette approximation (qui néglige l'impact des fractures sur la forme du champ de pression dans la matrice) mérite d'être améliorée plus tard mais est du second ordre lorsque la matrice est suffisamment perméable ou très partiellement fracturée.

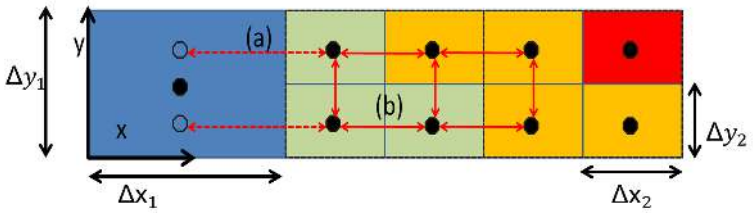
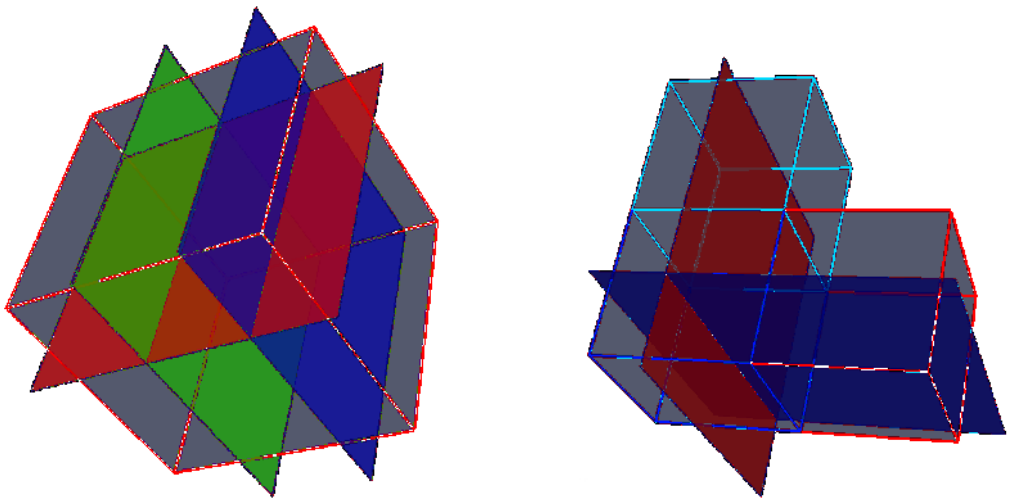


FIGURE 6.3.2 – Exemple en coupe 2D des 2 configurations possibles d'échanges Matrice-Matrice : (a) échange par un quart de face, (b) échange avec une maille de même taille

Le volume peut être traversé par 0 à $nb_{FracMatMax}$ Fractures et par 0 à nb_{puits} Puits. La structure Octree n'étant plus utilisée après le calcul des transmissivités, seule la géométrie de chaque maille est sauvegardée. Le maillage ne contient pas forcément autant de nœuds matrice que de nœuds fracture : un nœud fracture peut échanger avec plusieurs nœuds matrice tout comme un nœud matrice peut échanger avec plusieurs nœuds fracture.

Transmissivité Matrice-Fracture

Bien approximer le gradient de pression dans l'espace matrice au voisinage de chacune des fractures nécessite de bien évaluer les surfaces d'échange et d'adopter



(a) une cellule matrice contient plusieurs nœuds fracture

(b) une fracture traverse deux cellules matrice

FIGURE 6.3.3 – Exemple de configurations possibles pour le calcul d'échanges Matrice-Fracture

une échelle adaptée au processus simulé pour choisir la taille du volume de contrôle des mailles matrice. Nous souhaitons éviter de mailler le milieu matrice et assumons des isopressions dans le milieu matrice parallèles à la surface des fractures. Un algorithme de tirage de points est employé à cet effet et nous permet de calculer des fonctions volumiques de répartition du milieu matrice en fonction de la distance à la plus proche fracture. Il résulte de cet algorithme (paragraphe 6.3, figure 6.3.4) autant de fonctions densité (distance) que de nœuds fracture dans une maille.

Pendant un faible intervalle de temps, la pression dans le milieu fracture varie peu en espace, elle est approximée au premier ordre par sa pression moyenne au voisinage du bloc matrice. En supposant que le champ de pressions dans la matrice $P_M(\overrightarrow{FM})$ varie linéairement en fonction de la distance minimale par rapport à la fracture et la perméabilité matrice $\bar{\bar{K}}_{Mj}$ (ce qui n'est vrai que lorsque le régime pseudo permanent est établi), la formule de Taylor donne :

$$P_M(\overrightarrow{FM}) = P_F + \nabla P_M(\overrightarrow{FM}).l_{FM}\overrightarrow{n_F}$$

et permet d'écrire

$$T_{M_jF_i} = \frac{\int_{\partial\Omega_{Fi}} \bar{\bar{K}}_{Mj}.\vec{\nabla}P.\vec{n}_F dS}{P_{F_i} - P_{M_j}} \approx \frac{2SMjFi\bar{\bar{K}}_{Mj}.\vec{n}_F}{\langle l_{FM}\rangle_{\Omega_{M_j}}} \tag{6.3.2}$$

où $\langle l_{FM}\rangle_{\Omega_{M_j}}$ est la distance moyenne par rapport au nœud fracture i sur le volume

de contrôle dans le milieu matrice Ω_{M_j}calculée par le tirage de points 3D. Quelle que soit la taille du bloc matriciel, la distance moyenne au milieu fracture est donc actuellement utilisée. Ceci peut poser des problèmes pour capturer les phénomènes transitoires ou les changements de phases dans un problème multi-phasique de réservoirs peu perméables par exemple. A terme on imagine donc décrire la liaison nœud matrice$j$ / nœud fracture i par une fonction de proximité (Pruess, 1992). Cette formulation nécessiterait plus de nœuds matrice mais le nombre de transmissivités supplémentaires (éléments non nuls du système résolu) resterait raisonnable puisque chaque volume imbriqué n'a que 2 voisins. Les travaux sur le sujet ne permettent pas, à notre connaissance, de choisir le pas approprié pour discrétiser la fonction de proximité et dériver ensuite les transmissivités. Quelques résultats obtenus pour des réservoirs non conventionnels (Artus et al., 2014) tendent à montrer qu'une fonction de proximité discrétisée en échelle log pour préserver des volumes proches de la fracture serait la plus adaptée. Cette formulation fait l'objet d'une thèse pour la caractérisation des milieux très peu perméables (Farah et al., 2014).

Calcul de la fonction de voisinage et des entrées nécessaires à une formulation de type MINC

Dans chaque maille matrice (dont la taille dépend de la densité d'intersections de fractures), on effectue un tirage de points du type Monte Carlo (les points peuvent tout aussi bien être régulièrement répartis dans la maille matrice). Pour chacun de ces points :

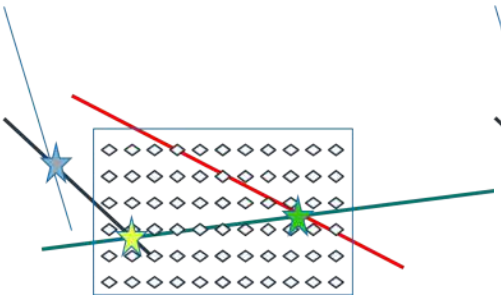
1. la distance à chaque plan fini de fractures inclus dans la maille est calculée,
2. le point est affecté au nœud fracture le plus proche et augmente ainsi le volume de contrôle de matrice associée

Dans le cas des écoulements double milieu (fractures + matrice), si aucune fracture ne traverse la cellule matrice, la cellule matrice considérée n'alimente le réseau des fractures que via l'échange matrice/matrice. Pour le simple milieu (fractures seules), le volume de la cellule est ajouté à celui qui échange avec la fracture la plus proche (via la fonction de volume associée à un nœud fracture).

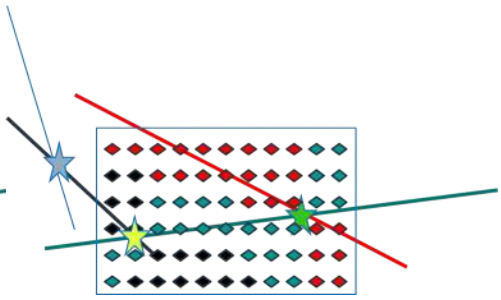
6.4 Conditions aux limites, définitions des transmissivités de liaison

6.4.1 Puits-Puits

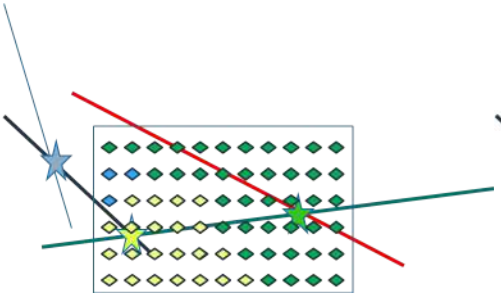
Le puits est considéré comme un système très conducteur unidimensionnel superposée sur le support. En conséquence, il peut être considéré comme une source



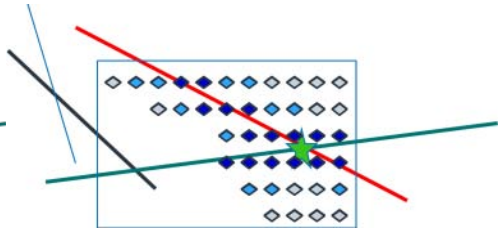
(a) tirage de n points (pixels) dans le volume de contrôle Matrice



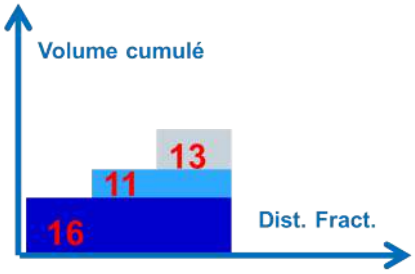
(b) La distance entre chaque point et les fractures est estimée. Chaque point est associé au noeuds fracture dont la portion de fracture est la plus proche



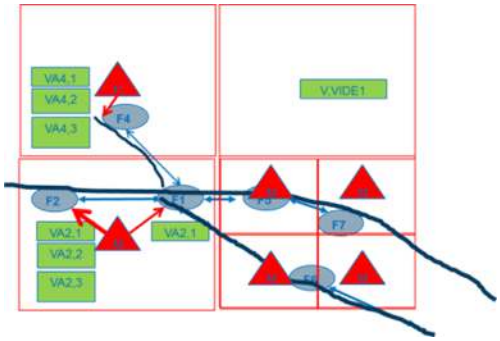
(c) Les zones d'influence (volumes) sont calculées pour chaque noeud fracture n_i (égale au nombre de pixels dont le noeud le plus proche est le noeud n_i).



(d) La distance moyenne à la fracture la plus proche au sein de chaque zone d'influence est facilement calculée à partir des points.



(e) Pour chaque zone d'influence, on peut aussi exporter une fonction de proximité égale au volume cumulé de matrice poreuse en fonction de la distance à la fracture dans chaque zone d'influence.



(f) Finalement, un nœud matrice M (rouge) au moins échange avec le nœud fracture F_i (bleu) le plus proche. Pour MINC, on inclut dans le modèle autant de nœuds imbriqués VAi,k que souhaités (en proportion du volume associé à chaque fonction de transfert). A priori le nombre de noeuds choisis doit permettre de prendre en compte les échanges transitoires et les changements de phase. Une discrétisation optimale n'est pas connue à ce jour mais un échantillonage logarithmique du volume en fonction de la distance à la fracture est le plus utilisé.

FIGURE 6.3.4 – Calcul de la fonction de voisinage dans une maille Octree (Matrice) traversée par des fractures. L'implémentation actuelle utilise le même algorithme mais seule la distance moyenne à la fracture est utilisée.

linéaire dans le milieu poreux fracturé, décomposée en plusieurs parties élémentaires correspondant aux intersections avec la surface de la grille et les éléments de volume. Les nœuds qui le représentent sont positionnés à chaque point de changement de trajectoire ainsi qu'à chaque intersection avec des fractures. Sur les plans de fractures ces nœuds sont traités comme des intersections avec d'autres fractures (le segment d'intersection est un unique point) et les fractures, très conductrices directement connectées au puits participent pleinement à l'effet capacitif du puits. Les écoulements d'un fluide de viscosité μ dans le puits sont supposés suivre une loi de type Poiseuille dans un cylindre, le profil de vitesse $v(r)$ prend la forme suivante (s correspond à l'abscisse curviligne le long de l'axe de la portion du puits dans un repère cylindrique) : ,

$$v(r) = \frac{R_w}{4\mu}.\frac{dp}{ds}\left(1 - \frac{r^2}{R_w^2}\right) \tag{6.4.1}$$

avec R_w le rayon du puits. En intégrant cette formule sur la surface de la section du puits, on obtient une formule analogue à une transmissivité $T_{w_j w_i}$ pour 2 nœuds puits distants de l_{ij} :

$$T_{w_j w_i} = \frac{\pi R_w^2}{8 l_{ij}} \tag{6.4.2}$$

Les termes sources dus au puits sont simplement ajoutés aux équations de bilan pour les volumes de contrôle concernés.

6.4.2 Puits-Milieux

Pour les échanges puits/milieux, on applique la méthode standard (Peaceman et al., 1983; Ding, 1995) qui exprime les transmissivités entre le nœud au puits et les nœuds voisins dans le milieu correspondant dans le cadre d'un écoulement radial. En terme de discrétisation dans le milieu fracture, le nœud puits est un point, c'est-à-dire, un segment de longueur nulle. Pour prendre en compte un écoulement de type radial autour du puits on corrige les transmissivités dans les 2 milieux :

$$\begin{cases} T_{F_j W_i} = \frac{2T_{F_i F_j}}{ln\left(\frac{dF_j W_i}{R_w}\right)} \\ T_{M_j W_i} = \frac{2T_{M_i M_j}}{ln\left(\frac{dM_j W_i}{R_w}\right)} \end{cases} \tag{6.4.3}$$

$T_{F_i F_j}$ est la transmissivité fracture-fracture calculée avec le maillage de voronoi en supposant que le puits a une trace de longueur nulle dans la fracture traversée. Il convient de noter qu'un pré-requis est de connaître l'intersection Puits-Fracture avant de faire le Voronoï. Dans le cadre d'une étude pour un nouveau puits, ce

point peut être inséré à condition de recalculer les transmissivités dans les fractures intersectées par le puits.

6.5 Éléments de performance, Qualité du maillage - Validation

Plusieurs tests unitaires ont été construits afin de mettre au point l'algorithme proposé. Les cas synthétiques de validation ont permis de déterminer et de contourner certaines limites d'application en modifiant l'algorithme. Les tests de performances ont été menés afin de confronter la nouvelle méthode à la méthode Sarda et al. (2002) déjà existante. La difficulté principale est l'absence de cas de validation « métier » :

1. Les données expérimentales comportent beaucoup trop d'incertitudes et sont peu utilisables.
2. Les simulations fines sont si coûteuses qu'il est nécessaire d'appliquer des méthodes et des hypothèses dédiées afin de simplifier le problème, poussant ainsi l'ingénieur à se détourner de son objectif initial.
3. Les solutions analytiques ne sont disponibles que pour les géométries et propriétés hydrodynamiques relativement simples et n'apportent donc pas d'information supplémentaire pour les cas complexes.

La validation a donc été réalisée séquentiellement.

6.5.1 Elements qualitatifs concernant la discrétisation SLM3D

Qualité - Optimalité - mémoire

S'il est très difficile de construire des cas comparatifs pour estimer la qualité des méthodes numériques : le problème de qualité et d'optimalité est souvent lié à la solution calculée, nous mentionnons De Dreuzy et al. (2013) qui propose des cas comparatifs sur des DFNs. Nous envisageons de les utiliser dans les perspectives même si ces cas restent dans un cadre géométrique simplifié. Dans les présents travaux, nous considérons que l'optimalité est atteinte si la taille du maillage est minimale et assure ainsi un coût minimal pour le calcul de la solution. Les coûts et quelques exemples de performance temps de calculs sont détaillés dans le paragraphe suivant.

Mémoire

Nous nous intéressons ici au nombre de degrés de liberté et aux informations nécessaires à stocker pour effectuer une simulation d'écoulements avec la méthode

SLM3D :

- La géométrie de chaque fracture est stockée dans un vecteur de taille nombre de fractures ($nb_{Fractures}$) comprenant les champs (normale (4 double), centre (3 double), surface (un double), conductivité (un double), numéro de famille (un entier)).
- Pour chaque intersection on crée un nœud au moins, reliés les uns aux autres par une unique transmissivité, c'est l'avantage d'avoir un maillage K-Orthogonal dans le milieu fractures. Ce nombre d'intersections nbI dans le DFN peut être estimé à l'aide de l'indice d'interconnectivité Ic_{DFN}.
- Chaque nœud fracture et nœud matrice nécessite de stoquer une porosité (un double), un centre (un double), et une liste de liens vers les voisins.
- Chacun des liens contient un pointeur vers les 2 nœuds connectés, une valeur de transmissivité et éventuellement (quand c'est un lien Fracture/Fracture) un pointeur vers la fracture à laquelle il appartient.

Ainsi, le coût mémoire est linéaire par rapport au nombre de fractures et dépend linéairement aussi (via le nombre de liens) de la connectivité du réseau. Le nombre de nœuds Matrice, quant à lui, dépend des propriétés pétrophysiques du milieu (perméabilité, porosité...) et du système que nous souhaitons résoudre (pour capturer les phénomènes transitoires par exemple ou pour simuler l'apparition de gaz dans un système à 3 phases, il convient de bien décrire le champ de pressions en discrétisant le milieu matrice avec des noeuds de faible volume). Moins de nœuds possède le maillage, plus ce dernier est efficace en mémoire utilisée. Les volumes fractures étant faibles et très conducteurs nous avons choisi de limiter au mieux le nombre de nœuds fractures en les plaçant aux seules intersections.

Temps de calculs

Résoudre un problème de mise à l'échelle ou une simulation d'écoulements nécessite de discrétiser le milieu et d'inverser un système de N équations linéarisées à chaque pas de temps. Les méthodes de résolutions sont multiples et l'objet de cette thèse n'était pas de travailler sur la résolution de tels systèmes. Cependant la performance de résolution dépend de la taille de la matrice et du nombre d'éléments non nuls qui la constituent (figure 6.5.1). Pour comparer les méthodes, il faut le faire sur des cas similaires (à DFN imposé par exemple), une simple comparaison en fonction du nombre de fractures n'est pas suffisante puisque selon la connectivité, les temps de calculs varient.

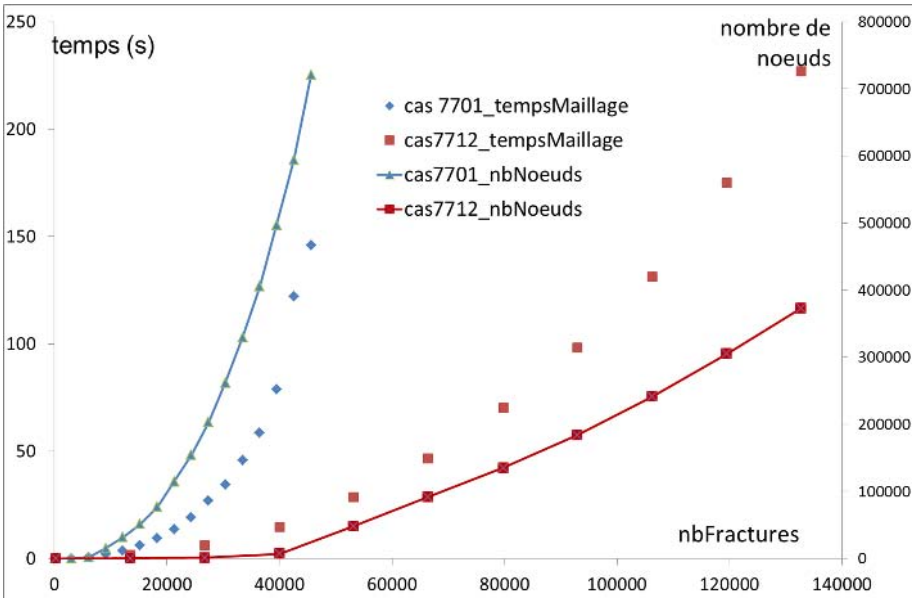
$nb_{fractures}$	Volume $[m^3]$	d_{32DFN} $[m^{-1}]$	Taille Amas Maxi	temps maillage [s]	Temps calcul K_{3D} [s]	nb_{noeuds}	$nb_{transmissivités}$
39.6154	3321.26	0.00993178	1.23077	0.0192308	0.00961538	2	1
3082.62	3321.26	0.777588	19.9231	0.146385	0.0109231	140	130
6100.69	3321.26	1.53801	177.231	0.516077	0.0287692	1627	2964
9156.46	3321.26	2.30898	6303.92	1.89946	0.307077	15360	38803
12169.6	3321.26	3.06823	10520.2	3.72546	0.724769	31705	92980
15258	3321.26	3.84302	14025.4	6.20162	1.38308	51382	167206
18283.8	3321.26	4.60776	17260	9.49415	2.48392	76956	282483
21318.2	3321.26	5.37174	20365.1	13.6878	4.01638	114892	486694
24352.9	3321.26	6.13847	23475.5	19.1133	6.34669	154140	755307
27387.3	3321.26	6.90966	26547.9	26.7973	9.98531	203086	1157837
30413.8	3321.26	7.65685	29590.2	34.5383	14.6955	262127	1718982
33466.5	3321.26	8.44787	32677.6	45.733	21.6918	329605	2510013
36464.8	3321.26	9.19519	35666.7	58.5595	31.0563	405563	3539183
39519.4	3321.26	9.96165	38726.8	78.7721	46.5559	497430	4980738
42573.5	3321.26	10.7393	41787.2	121.969	75.9878	593788	6775876
45616.5	3321.26	11.5071	44843.7	145.931	101.016	720411	9947731

(a) Résultats présentant les temps moyens de discrétisation (temps maillage) et de calcul de paramètres équivalents (temps calcul) sur un cas référencé dans le chapitre 4 : cas 7701 le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées distribuée en 3D selon une loi de fisher de paramètre 20.

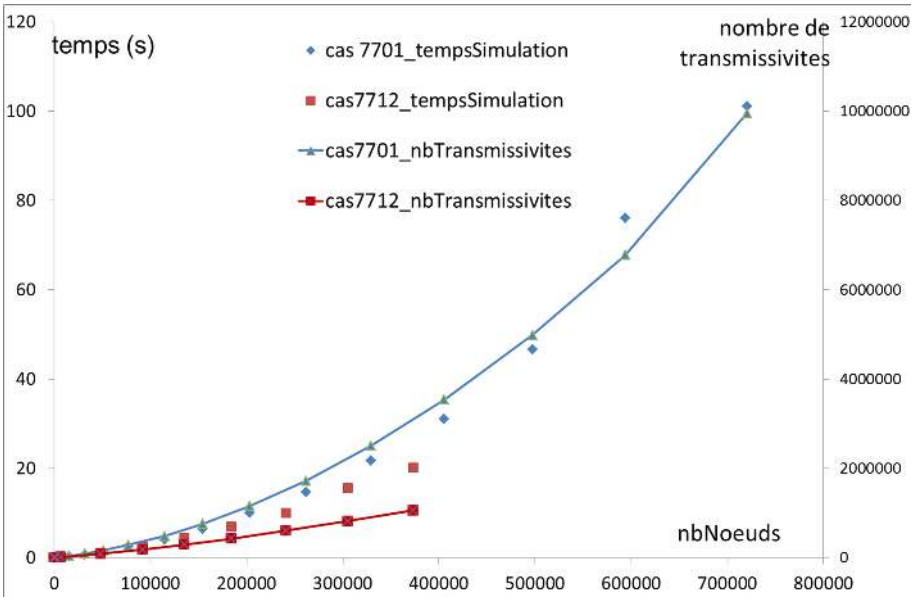
$nb_{fractures}$	Volume $[m^3]$	d_{32DFN} $[m^{-1}]$	Taille Amas Maxi	temps maillage [s]	Temps calcul K_{3D} [s]	nb_{noeuds}	$nb_{transmissivités}$
260.7	19249.2	0.0199662	1.7	0.021	0.0066	6	3
13562.7	19249.2	1.02052	15.5	1.6441	0.0097	401	309
26748	19249.2	2.01737	60.4	6.0781	0.0146	1218	1322
40014.3	19249.2	3.02234	497.3	14.6091	0.0785	6825	9957
53211.5	19249.2	4.0106	22529.2	28.4992	1.0265	48199	85165
66407.9	19249.2	5.00048	49513.9	46.4846	2.4345	91754	180463
79798	19249.2	6.01912	66501.9	70.0806	4.4037	135022	289985
92964.6	19249.2	7.00787	81688.5	98.2006	6.9568	183888	424587
106220	19249.2	8.00825	96554.3	131.234	10.0137	241192	604463
119542	19249.2	9.00781	111072	175.085	15.602	304966	818459
132748	19249.2	10.0138	125552	226.88	20.1779	373250	1057173

(b) Résultats présentant des temps de calcul moyen sur un seul processeur cadencé à 3.6 GHz : Résolution du système (méthode LU) et discrétisation. cas 7712 le DFN est constitué de 2 familles de fractures (l'une carrée et l'autre rectangulaire de rapport de forme 4) distribuées en 3D avec une différence d'angle de 30°.

TABLE 6.1 – Exemples de temps de calcul et de discrétisation (temps maillage) obtenus sur différents DFNs pour calculer des paramètres équivalents. Le temps pour discrétiser le milieu dépend du nombre de fractures ($nb_{fractures}$) et de la taille de l'amas principal ($Taille\ Amas\ Maxi$). Plus la densité est élevée, plus le nombre de nœuds (nb_{noeuds}) et de transmissivités ($nb_{transmissivités}$) augmentent.



(a) Temps de discrétisation et nombre de nœuds créés en fonction du nombre de fractures sur les cas 7701 (le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées distribuée en 3D selon une loi de fisher de paramètre 20) et 7712 (DFN constitué de 2 familles de fractures (l'une carrée et l'autre rectangulaire avec un rapport de forme 4) distribuées en 3D avec un angle de 30°). La configuration géométrique influe sur les performances.



(b) Temps de simulation et nombre de transmissivités en fonction du nombre de nœuds créés sur les cas 7701 (le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées distribuée en 3D selon une loi de fisher de paramètre 20) et 7712 (DFN constitué de 2 familles de fractures (l'une carrée et l'autre rectangulaire avec un rapport de forme 4) distribuées en 3D avec un angle de 30°). La aussi, le seul nombre de nœuds ne suffit pas pour estimer les performances.

FIGURE 6.5.1 – Variation des temps de calcul moyen sur un seul processeur cadencé à 3.6 GHz : Résolution du système (méthode LU) et discrétisation, obtenus sur différents DFNs pour calculer des paramètres équivalents

6.5.2 Calcul du tenseur de perméabilités équivalentes et validations

Solutions analytiques (Snow, 1969)

Afin de valider la discrétisation, les résultats de la mise à l'échelle utilisant le maillage 3D sont d'abord confrontés avec des solutions analytiques. Pour des boites à sucre, la perméabilité équivalente peut être calculée selon la formule analytique (4.3.5) avec $nb_{FracturesS}$ le nombre de fractures de la famille s, $nb_{familles}$ le nombre de familles, S_{si} la surface d'une fracture de la famille s, c_{si} sa conductivité :

$$\begin{aligned} \overline{\overline{K_{inf}}} &= \frac{1}{V_{cell}} \sum_{s=1}^{nb_{familles}} \sum_{i=1}^{nb_{FracturesS}} S_{si} c_{si} . \overline{\overline{N_{si}}} \\ \overline{\overline{N_{si}}} &= \overline{\overline{(I - \overrightarrow{n_{si}} . {}^t\overrightarrow{n_{si}})}} \end{aligned} \tag{6.5.1}$$

Si Lx, Ly et Lz sont les longueurs de la cellule occupée par 3 familles de fractures de conductivités $c_i = K_i * e_i \ , i = x, y, z$, en notant N_{bi} de nombre de fractures d'ouverture e_i et de perméabilité K_i de la famille orthogonale à l'axe i traversant la cellule, on obtient la formule suivante pour la perméabilité équivalente :

$$\overline{\overline{K_{inf}}} = \begin{matrix} \frac{KyN_{by}}{Ly} + \frac{KzN_{bz}}{Lz} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{KxN_{bx}}{Lx} + \frac{KzN_{bz}}{Lz} & 0 \\ 0 & & \frac{KxN_{bx}}{Lx} + \frac{KyN_{by}}{Ly} 0 \end{matrix} \tag{6.5.2}$$

Le tenseur équivalent à deux ou trois valeurs propres non-nulles correspond bien aux résultats théoriques et les directions principales d'écoulement sont les directions des fractures présentes dans le réseau.

Lx	Ly	Lz	N_{bx}	N_{by}	N_{bz}	k_1	$k_1 SLM3D$	k_2	$k_2 SLM3D$	k_3	$k_3 SLM3D$
200	200	200	4	4	4	4	4	4	4	4	4
100	100	200	4	4	4	6	5.94	6	5.92	8	8
100	200	300	0	4	0	2	1.8	0	0	2	2.09
100	200	300	2	4	0	2	1.99	2	1.96	4	4.05
100	200	300	2	4	1	2.33	2.32	2.33	2.26	4	4.04

TABLE 6.2 – Quelques résultats numériques pour le calcul de la perméabilité dans le cas des boites à sucre. Lx, Ly et Lz sont les tailles du domaine de simulation et N_{bx}, N_{by} et N_{bz} sont les nombres de fractures dans la direction considérée. Les conductivités de toutes les fractures sont fixées à 100 mD.m. k_i est la solution analytique et $k_i SLM3D$

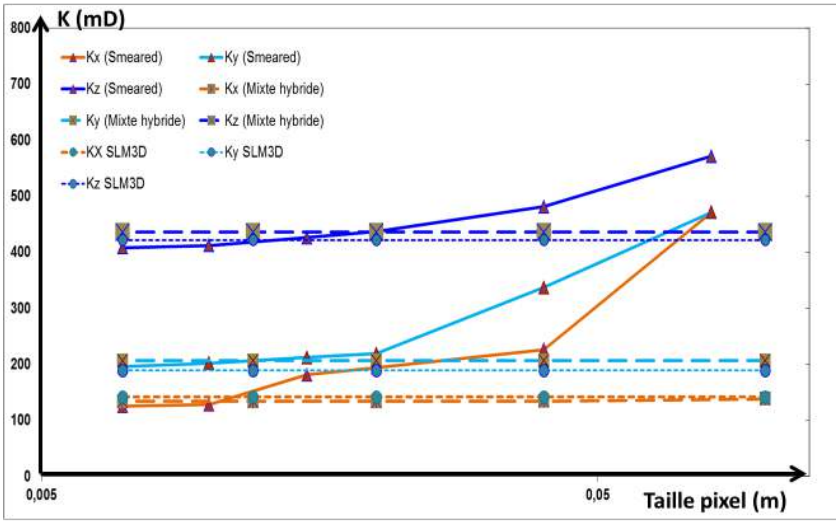
Comparaison avec les tenseurs de perméabilité obtenus sur un réseau peu dense avec d'autres méthodes 3D plus fines

Cette comparaison a été effectuée en collaboration avec J.-R. de Dreuzy (Université de Rennes 1) et André Fourno (IFPEN), nous les remercions. Les résultats de mise à l'échelle ont été confrontés sur un réseau hétérogène de 32 fractures (le nombre limité de fracture s'explique par la difficulté à mailler finement le réseau de fractures avec les éléments finis et les pixels). Les conditions aux limites imposées sont du type perméamètre pour les 3 cas et pression linéaire pour la méthode « Smeared » et la méthode SLM3D. Pour les 2 calculs, les résultats obtenus avec la méthode « Smeared », qui nécessite un maillage fin pour converger, sont présentés en fonction du nombre de pixels utilisés. Cela permet d'illustrer la variabilité des résultats numériques obtenus en fonction de la résolution du maillage.

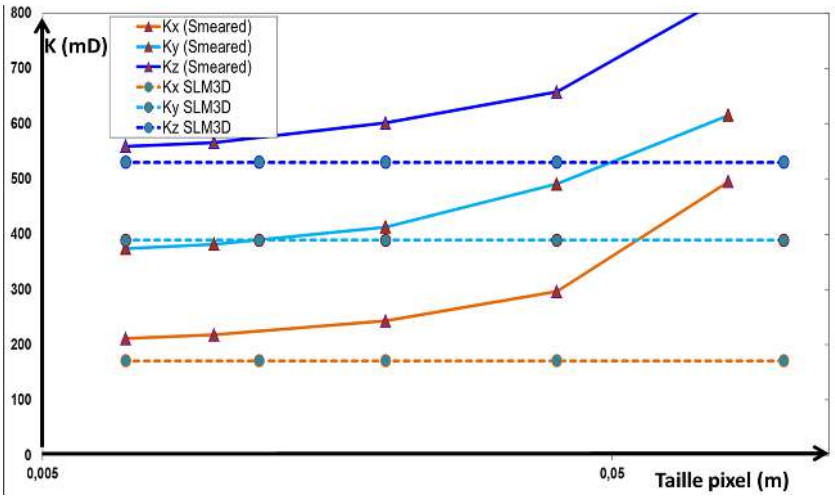
Pour continuer la validation, et puisque seuls les tests de puits font intervenir les termes d'accumulation nous avons comparé la solution numérique à une solution analytique.

6.5.3 Validation avec des solutions analytiques connues pour des réseaux réguliers de fractures (réseaux de type boites à sucre) dans des tests de puits.

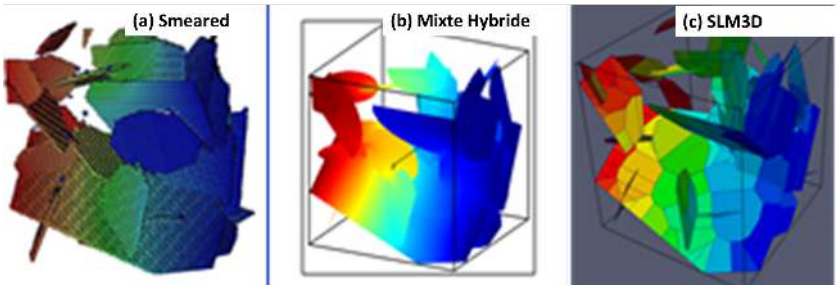
Le réseau test est constitué de 30 fractures entièrement traversantes, avec trois familles orthogonales. La compressibilité du fluide est de $4.35E-5\ bar^{-1}$ et sa viscosité est $10E-8\ bar.s^{-1}$. La taille du domaine est de $200m$ dans chaque direction, les flux sur les frontières sont nuls, le puits est vertical et se trouve au centre du domaine. La surface de chaque fracture est donc de $40.000\ m^2$. On fixe l'épaisseur à $0.0001\ m$. La matrice est supposée imperméable, le volume utile est alors de 120 m^3. La pression initiale dans le réservoir est fixée à 100 bar. On fixe la période de simulation à 5 heures : période de 2h30 de production avec un débit de $87m^3heure^{-1}$ suivie d'une période de fermeture (build-up). Les formules analytique et numérique donnent les propriétés hydrauliques homogènes équivalentes (Kh). La comparaison des courbes issues de deux modèles (Saphir et SLM3D), présentée sur la figure 6.5.3 valide la discrétisation sans toutefois démontrer que la taille des mailles matrices (adaptées à ce cas) l'est pour l'ensemble des configurations rencontrées en milieux fracturés (notamment pour les réseaux proches de la percolation). De même Bourdet (2002) relève que les signatures double milieu sont très rares dans la pratique des analyses de puits réels.



(a) Conditions perméamètre, la courbe montre que les 3 méthodes convergent vers les mêmes ordres de grandeurs en augmentant le nombre de nœuds dans la méthode "Smeared" pour atteindre la convergence.

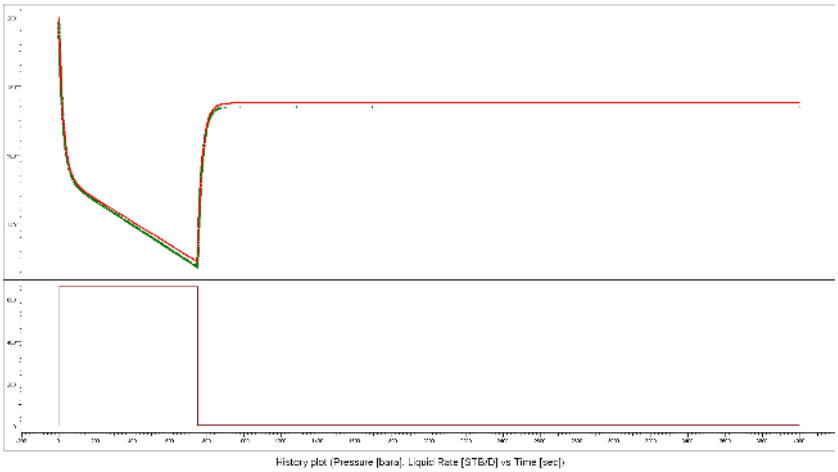


(b) Conditions Pressions linéaires, la courbe montre que les 2 méthodes convergent vers les mêmes ordres de grandeurs en augmentant le nombre de nœuds dans la méthode "Smeared".

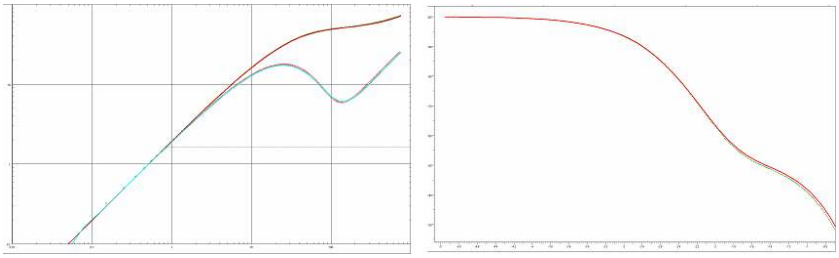


(c) Champ de pression en régime permanent sur le Réseau de fractures

FIGURE 6.5.2 – Comparaison de perméabilités équivalentes simulées à l'aide de 3 méthodologies de maillage différentes Smeared (Fourno et al., 2013), Mixte hybride (De Dreuzy et al., 2013) et SLM3D (Khvoenkova and Delorme, 2011) . Á titre informatif, le nombre de nœuds utilisés dans le SLM3D est de 134, celui utilisé dans la méthode mixte est de 5.10^4 *à* 5.10^5 et celui avec la méthode Smeared est de 2.10^5 *à* 2.10^6 nœuds. La géométrie du DFN est donnée annexe (C).



(a) pression [bara], de débit fond [STB/D] en fonction du temps [sec]. La pression



(b) Courbe Log-Log de dp et dp' [bara] en fonction de dt [sec] et courbe semi-Log de pression [bara] en fonction du temps [sec] .

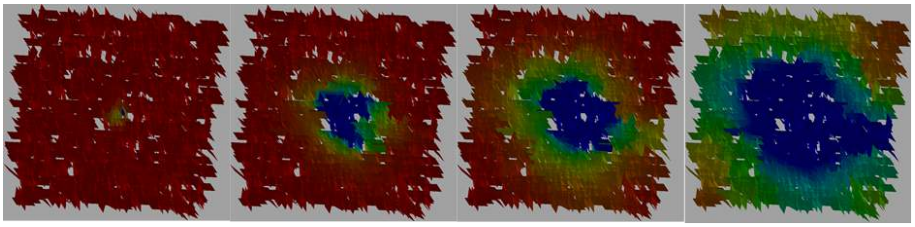
FIGURE 6.5.3 – Comparaison des résultats obtenus avec la méthode SLM3D et une solution analytique du logiciel Saphir, les paramètres équivalents utilisés sont calculés avec la méthode SLM3D

6.6 Application - Évolutivité - Perspectives

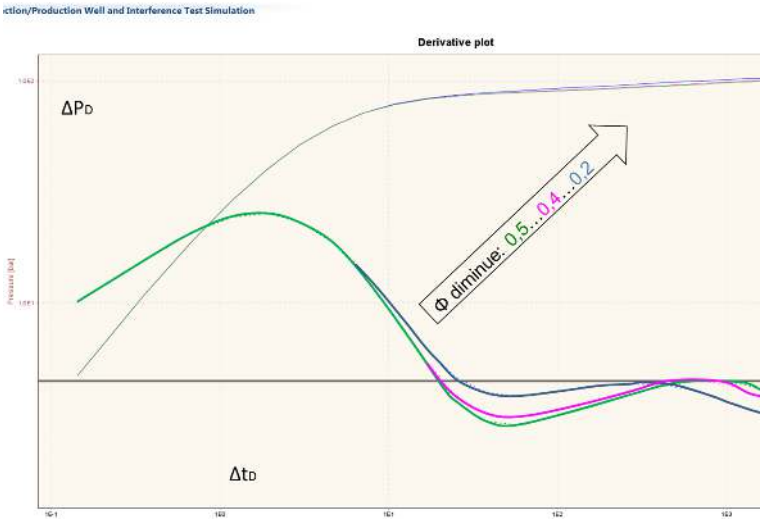
On résout l'équation de conservation de la masse sur l'ensemble "réseau de fractures - puits - Zone d'intérêt Matrice" en milieu isotherme. Les flux sont supposés nuls aux bords du domaine de simulation et sont imposés au niveau des puits. Le simulateur permet de comparer la réponse en pression mesurée au puits suite à une sollicitation en débit et de suivre l'évolution du champ de pression à l'intérieur du DFN (Figure 6.6.1a). La géométrie, représentée par un DFN, se veut plus représentative du milieu environnant.

6.6.1 Tailles de bloc variables : intérêt de la représentation DFN

Cinco-Ley et al. (1985); Belani (1988) envisagent notamment un milieu fissuré avec des tailles de blocs multiples, ce qui est une introduction aux modèles triple porosités : leur modèle comprend deux tailles de blocs régulièrement répartis dans le réservoir selon une fonction de fréquence qui définit la probabilité de blocs d'une taille donnée. Bourdet (2002) présente un schéma de 2 configurations conduisant à des modèles triple porosité ainsi que la signature associée dans un diagramme log-log de la dérivée adimentionnelle (Figure 6.6.2). D'autres configurations ont été proposées lorsque la densité du réseau de fractures n'est pas uniforme dans le réservoir. Ces solutions combinent (via la théorie de superposition) une réponse double porosité avec double perméabilité à des configurations composites radiales. Pour plus de précisions quant à ces modèles on se référera à (Bourdet, 2002). Cette signature caractéristique a été mesurée dans beaucoup de carbonates et étudiée en détail dans Corbett et al. (2012). Ces auteurs utilisent le modèle discret développé par Geiger et al. (2004); Matthäi et al. (2007) mais n'ont pas réussi à reproduire le comportement théorique. Nous présentons Figure 6.6.2 une simulation réalisée sur un réseau de fractures synthétiques (2 familles orhogonales de longueur moyennes respectives 50 m, de densité 0.1 m^{-1} générées selon un processus poissonien pour leurs centres). La première stabilisation correspond bien approximativement au KH du réseau de fractures estimé par ailleurs par une mise à l'échelle, suivi par une décroissance (ce qui diverge du comportement théorique double milieu). Nous l'interprêtons comme un effet triple porosité puisque la taille des blocs matrice dans le réseau apparait assez contrastée (Figure 6.6.2). La représentation DFN, qui honore les mesures géologiques et respecte la distribution des fractures dans l'espace permettrait ainsi d'intégrer au modèle les propriétés apparentes hydrauliques du réseau de façon plus réaliste, chose que les modèles à géométrie uniforme ne permettent pas.



(a) Évolution du champ de pression sur une réalisation statistique d'un réseau de fractures aux propriétés homogènes pendant une production, la pression décroit du rouge vers le bleu. On remarquera que bien que la densité de fractures soit homogène, les blocs matrice ont une densité variable.



(b) Sensibilité à la porosité de Matrice ϕ pour un réseau de fractures de 2 familles orthogonales à densité constante, le KH interprêté correspondant à la stabilisation de la dérivée, matérialisé par la droite noir est bien constant

FIGURE 6.6.1 – Simulation de tests de puits avec la méthode SLM3D (IFPEN and Franlab, 2014)

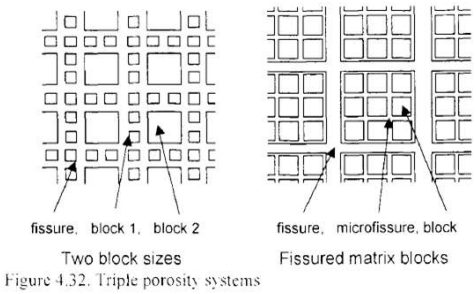
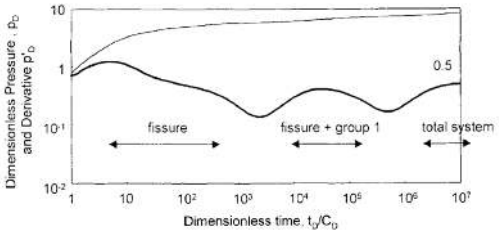
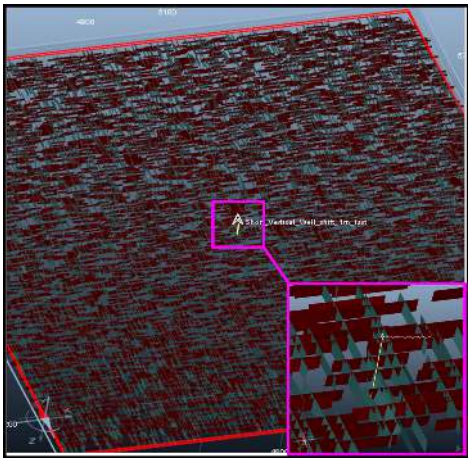


Figure 4.32. Triple porosity systems

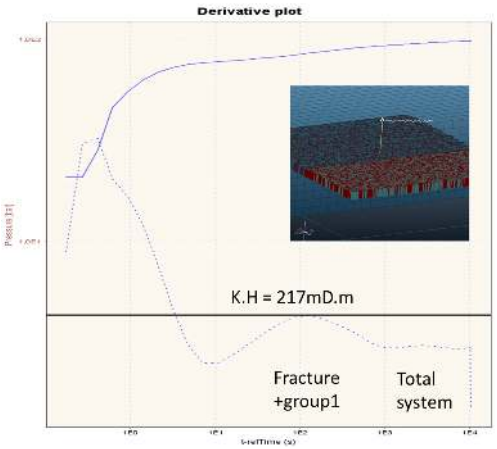
(a) Représentation schématique de réservoirs triple porosité d'après (Bourdet, 2002) : Le réseau de fissure interagit avec deux groupes de blocs de la matrice



(b) Signature théorique « en W » de réservoirs triple porosité d'après (Bourdet, 2002). Pour chaque groupe de blocs matrice on définit un coefficient d'interporosité λ_i relatif à chaque taille.



(c) Représentation de type DFN (une seule couche comprenant 2 familles de fractures orthogonales, 16000 fractures) d'un milieu à densité constante : les tailles de bloc ne sont pas constantes



(d) Signature triple porosité simulée numériquement (obtenue avec la méthode SLM3D IFPEN and Franlab (2014)) dans un diagramme log-log de la dérivée de pression : le KH interprêté correspond bien à celui estimé : Keq=20mD avec une hauteur des fractures de 10m.

FIGURE 6.6.2 – Simulation du comportement triple porosité à l'aide d'un DFN

6.6.2 Vers un couplage géomécanique simplifié

La production des hydrocarbures de roches mères passe par un accroissement de la capacité des puits à drainer en sécurité les formations compactes qui les renferment. Les changements de pression causés par la production ou l'injection dans un réservoir peuvent provoquer des déformations de roche. Les propriétés de roches réservoirs, telles que la perméabilité et la compressibilité des pores sont en effet sensibles aux variations de contraintes effectives causées par les variations de la pression interstitielle. Cet effet géomécanique sur l'écoulement du fluide est d'autant plus important dans les réservoirs fracturés en raison de la présence de fractures qui sont en général plus sensibles aux contraintes mécaniques que la matrice rocheuse.

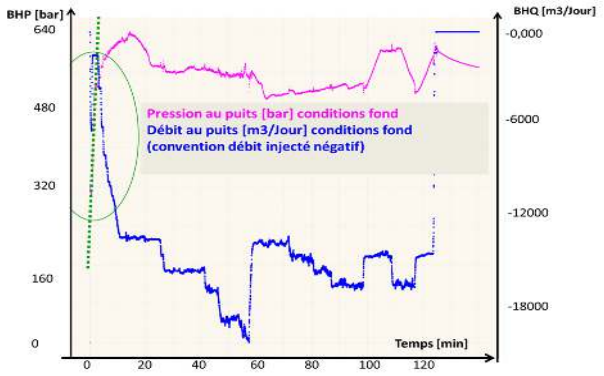
Le procédé de « fracturation hydraulique » est une utilisation ciblée de ce phénomène, généralement dans des formations géologiques peu perméables. On injecte, sous très haute pression, un fluide destiné à fissurer et micro-fissurer la roche. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un gel technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (jusqu'à 4 km dans le cas de certains réservoirs non conventionnels), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux. Cette technique ancienne (Halliburton 1947), inventée pour les gisements d'hydrocarbures conventionnels, a connu un regain d'intérêt lorsqu'elle a pu être associée aux forages horizontaux (1980). A ce jour, ce procédé apparaît comme la seule technique opérationnelle pour faire des roches mères une ressource économiquement exploitable. Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme pendant la chute de pression due à la mise en production, le fluide est enrichi en agents de soutènement (proppants) qui peuvent être des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé ou des microbilles de céramique. L'objectif est de remplir une zone fracturée la plus étendue possible pour qu'une fois en place ils constituent un milieu suffisamment poreux qui permette la production et améliore la circulation. De plus en plus souvent elle se déroule en plusieurs phases, répétées n fois (appelées stage) sur un même puits :

1. Un puits est foré puits cimenté et perforé en intervalles réguliers, on initie la fracture au niveau de ces perforations (le nombre et l'espacement de ces perforations font l'objet de calculs d'optimisation)
2. La fracturation est initiée avec un fluide de faible viscosité (de manière à ne pas perdre trop d'énergie via les forces de friction qui deviennent d'autant plus importantes que le réseau s'agrandit)
3. Des fluides (ou gels) sont ensuite injectés dans le réseau pré-ouvert pour éviter aux fractures de se refermer sous l'effet de la chute de pression pendant l'exploitation.

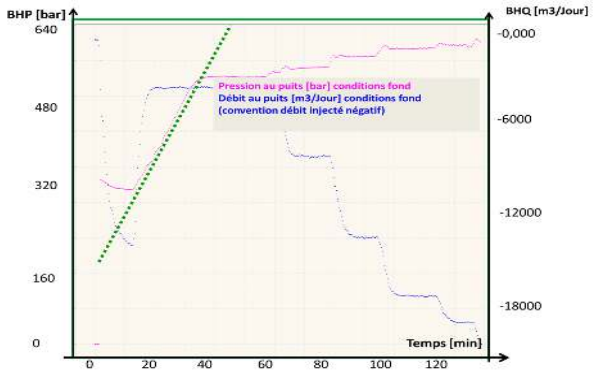
La mise en œuvre de cette technique demeure parfois mal maîtrisée en raison de l'hétérogénéité des réservoirs souvent peu ou mal caractérisée. Il en résulte un succès très variable des opérations de fracturation, avec une double conséquence : un nombre d'opérations élevé d'une part (on fait jusqu'à 30 stages pour un puits d'un kilomètre), et un durcissement des conditions appliquées à la formation en termes de pression et propriétés de l'agent de fracturation, d'autre part. Par la réduction du nombre d'opérations et des volumes injectés, une meilleure maîtrise de la technique de fracturation hydraulique permettrait à la fois de minimiser l'empreinte environnementale des opérations et d'accroître la rentabilité économique des ressources de roches mères. A notre connaissance, les méthodes de simulation pour prédire le développement du réseau de fractures font encore défaut (Warpinski et al., 2004) et pour un réservoir donné, seule la microsismique permet de bien suivre la création du réseau complexe de fracture.

Afin d'examiner la variation des propriétés du milieu fracturé pendant une injection de liquide, nous avons intégré le comportement dynamique des fractures à l'aide de modèles de déformation empiriques. L'ensemble de la méthodologie a pour objectif de simuler en 3D l'ouverture des fractures sous sollicitation en pression et les éventuels microséismes crées lors d'un stage de fracturation pour un débit d'injection donné dans un réseau de fractures discret et déformable (DDFN). Les résultats sont ensuite comparés quantitativement aux données microsismiques et aux pressions mesurées le long des puits. 3 modèles ont été évalués, le mieux adapté (Modèle plastique 3) est détaillé dans ce paragraphe tandis que les 2 autres sont expliqués dans (Delorme, 2013) :

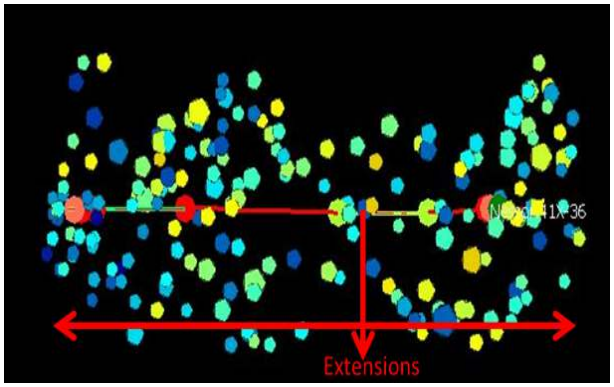
1. Modèle de rupture plastique 1 : Calcul d'un flash en pression pour rééquilibrer le système si une déformation brutale s'est produite, la fracture rompt par morceaux et l'onde de pression dans le fluide est locale.
2. Modèle de rupture plastique 2 : Calcul d'une compressibilité de nœuds équivalente (roche+fluide) pour diffuser dans tout le système le choc de pression si une déformation brutale s'est produite. Création d'un événement microsismique au nœud, la fracture rompt par morceaux.
3. Modèle de rupture plastique 3 : Calcul d'une compressibilité de nœuds équivalente (roche+fluide) pour diffuser dans tout le système le choc de pression si une déformation brutale s'est produite. Création d'un événement microsismique au niveau de l'ensemble de la fracture lorsque le critère de Mohr-Coulomb est dépassé pour une hétérogénéité.



(a) La réponse en pression suite au débit injecté peut être décomposée en 3 phases : une réponse élastique (vert), une réponse plastique et un retour à l'équilibre (débit nul).



(b) Zoom sur les 10 premières minutes, période interprêtée comme élastique en vert. - pour t< 10 min , plus on injecte plus la pression mesurée au puits augmente de façon régulière. C'est le comportement habituel en simulation de réservoir.



(c) Nuage microsismique, généralement détaillé en temps et en attributs (amplitude et plausabilité du microséisme)

FIGURE 6.6.3 – Données classiques : Pression au puits (rose), débit d'injection (bleu) et nuage microsismique pendant un stage de fracturation sur le puits Nesson41x36 dans les Bakken. Notons que dans FracaFlow, les débits d'injection sont représentés de façon conventionnelle par des valeurs négatives, l'amplitude augmentant donc vers le bas sur les graphiques.

Données types, variation explicite de la compressibilité des fractures et génération d'un nuage microsismique

Nous présentons Figure 6.6.3 l'évolution classique de la pression au puits pendant un stage de fracturation. Le fluide est d'abord de l'eau injectée à forte pression et cette phase est ensuite éventuellement suivie d'une injection d'additifs (gels visqueux, proppant) pour maintenir les fractures ouvertes. On note 2 comportements distincts :

— pour t $<$ 10 min , plus on injecte plus la pression mesurée au puits augmente et cela de façon régulière. C'est le comportement habituel en simulation de réservoir, notamment caractérisée par un comportement Débit/Pression linéaire (ligne verte Figure 6.6.3b) que nous chercherons à reproduire avec les propriétés initiales du réseau de fractures.

— pour 10 min $<$ t $<$ 125 min, la pression mesurée a un comportement chaotique. Elle suit par moments le comportement classique mais à certains temps (10 min par exemple), on constate qu'une augmentation du débit injecté coincide à une baisse ou à une stabilisation de la pression au puits. Ce phénomène est interprêté comme une création de volume de fracture dans le réseau, faisant suite à un dépassement de la limite à la rupture. Pour en rendre compte, nous introduisons une variation significative d'épaisseur dans les fractures dont la contrainte est en régime critique en accord avec le critère de Mohr Coulomb. Cette variation, que l'on appellera variation plastique, doit être suffisamment brutale pour être suivie d'une chute de pression du fluide dans la zone du microséisme et être détectée au puits. Elle sera de plus supposée partiellement irréversible : la roche est endommagée après la déformation, de telle sorte que la fracture ne pourra plus totalement se refermer ou la fermeture des fractures est empêchée par l'injection de « proppants » (agents injecté avec le fluide de fracturation).

Le modèle choisi veut donc que la roche encaissante soit élastique jusqu'à ce que le critère de Mohr-Coulomb soit atteint localement : les fractures s'ouvrent et se referment mais ne s'étendent pas. Quand le critère de Mohr-Coulomb est dépassé, un microséisme est simulé, l'épaisseur varie de façon plus brutale (selon la loi de rupture plastique) et ceci, de façon irréversible (l'épaisseur ne peut plus descendre sous ce seuil). La contrainte diminue et la distance au critère de Mohr-Coulomb aussi : l'épaisseur varie à nouveau de façon élastique. Le processus est répété jusqu'à atteindre une épaisseur maximale. Avec ce schéma, il est tout à fait possible de modéliser la naissance de fractures hydrauliques sur des plans pré-définis. Les fractures hydrauliques (non pré-éxistantes) sont alors imposées dans le modèle avec une épaisseur initiale nulle. Seul le passage du critère de Mohr-Coulomb permet de les activer. L'onde de pression se propage ainsi de proche en proche dans le réseau de fracture et les microséismes peuvent se produire plus loin du puits.

Une variation maximale d'ouverture pour les fractures du réseau est finalement introduite afin de permettre l'avancée de la fracture et par la même l'expansion du nuage microsismique. Cette dernère hypothèse est licite puisque lorsque la fracture s'est beaucoup déformée, elle devient plus résistante à la contrainte.

Calcul de la distance signée des fractures au seuil de rupture de Mohr-Coulomb et stockage pour rejouer l'historique

Les logs géomécaniques, l'orientation des fractures induites par le forage et les données du World Stress Map donnent des informations qualitatives quant à l'état de contrainte régionale proche des puits que l'on va fracturer. Le World Stress Map est une compilation de plus de 20000 mesures de contraintes enregistrées depuis 2008. Libre d'accès, il est utilisé par les universités, l'industrie et le gouvernement pour comprendre l'état de contrainte dans la croûte terrestre à l'échelle de la planète et donne une bonne indication sur l'état actuel globale de contraintes dans la zone exploitée.

Le critère de Mohr-Coulomb est sous-tendu par la notion de frottement. On suppose que le cisaillement maximal que peut subir le matériau avant rupture est d'autant plus grand que la contrainte normale de compression est élevée. La limite admissible constitue une courbe intrinsèque dans le plan de Mohr.

A chaque pas de temps de simulation du test de puits, on calcule au point souhaité la pression du fluide (si besoin interpolée au centre de la fracture) et la distance signée au critère de Mohr-Coulomb correspondant à la fissure portant le point. On définit ainsi les contraintes effectives subies par un élément de fracture dont le fluide est à la pression P (supposée être la pression de pore) à partir du tenseur de contraintes régional défini par ses 3 contraintes principales σ_{Hmin}, σ_{Hmax}, σ_V et un azimuth ζ

$$\begin{cases} \sigma'_{Hmin} & = \sigma_{Hmin} - P \\ \sigma'_{Hmax} & = \sigma_{Hmax} - P \\ \sigma'_V & = \sigma_V - P \end{cases} \tag{6.6.1}$$

par projection, on déduit ensuite les contraintes normales σ'_n et de cisaillement τ :

$$\begin{cases} \sigma'_n & = \sigma'_{Hmax}(\sin(\zeta)n_x + \cos(\zeta)n_y)^2 + \sigma'_{Hmin}(\sin(\zeta)n_y - \cos(\zeta)n_x)^2 + \sigma'_V n_z^2 - P \\ \tau & = \sqrt{\sigma'^2_{Hmax}(\sin(\zeta)n_x + \cos(\zeta)n_y)^2 + \sigma'^2_{Hmin}(\sin(\zeta)n_y - \cos(\zeta)n_x)^2 + \sigma'_V n_z^2 - \sigma'^2_n} \end{cases} \tag{6.6.2}$$

A partir de l'Équation 6.6.2, de la *cohésion* et l'angle de $friction$ de la roche,

on calcule le critère de Mohr-Coulomb qui correspond à la formule suivante :

$$distMC(n_x, n_y, n_z, P) = \tau - \sigma'_n \tan(friction) - cohésion \tag{6.6.3}$$

Quand le point est situé au dessus du critère ($distMC < 0$), on crée un microséisme synthétique avec une "magnitude" correspondant au volume de fracture créé. On stockera, la position, le temps de l'événement et la "magnitude" de ce microséisme. Quand le point est situé en dessous de ce critère, la fracture est supposée se déformer selon une loi élastique.

Modèle élastique de Sneddon (Sneddon, 1946)

C'est une relation analytique reliant la variation d'ouverture (a) de fissures à la variation de pression de pore en son sein. De l'équation 6.6.4 (Sneddon, 1946) qui relie le déplacement normal à une pression imposée d'une fracture supposée circulaire de rayon r_c dans un matériau de module de cisaillement υ et de module de rigidité G déduits des log géomécaniques, de l'interprétation sismique et parfois de certains essais mécaniques réalisés en laboratoire. Malheureusement, le comportement mécanique macroscopique dépend lui de la structure fracture+roche et les paramètres effectifs sont très incertains et peu accessibles (mesuré via les logs sonic).

$$a(r) = \frac{2(1-\nu)}{\pi G} P r_c \sqrt{1 - \left(\frac{r}{r_c}\right)^2} \tag{6.6.4}$$

En supposant que la contrainte au loin est invariante et uniforme sur cette échelle de temps, on déduit la variation quasi-statique de l'épaisseur pendant un pas de temps (couplage faible) :

$$\triangle a^n(r) = \frac{2(1-\nu)}{\pi G} \triangle P r_c \sqrt{1 - \left(\frac{r}{r_c}\right)^2} \tag{6.6.5}$$

qui intégrée entre 0 et r_c pour estimer une variation moyenne donne :

$$\langle \triangle a \rangle^n = \frac{(1-\nu)}{2\pi G} \triangle P r_c \tag{6.6.6}$$

La variation de la transmissivité à chaque pas de temps est supposée directement proportionnelle à $\langle \triangle a \rangle^3$. On applique en effet la relation cubique de Poiseuille reliant la conductivité à l'épaisseur de fracture. Le terme de conductivité devient plutôt un terme correctif de tortuosité.

Nos simulations, monophasiques, ont montré que la déformation à la rupture, causée par des changements de contrainte effective, génère une baisse de la pression en phase avec les mesures. Puisque le couplage employé est faible (la contrainte au

loin est supposée invariante), la mise en œuvre d'effets géomécaniques ne dégrade pas les performances de calcul d'écoulements. La variation d'ouverture est prise en compte explicitement dans la résolution du système d'écoulement : au pas de temps suivant chaque nœud a un nouveau volume (calculé à partir de la compressibilité corrigée de la variation de volume fracture) et une nouvelle transmissivité.

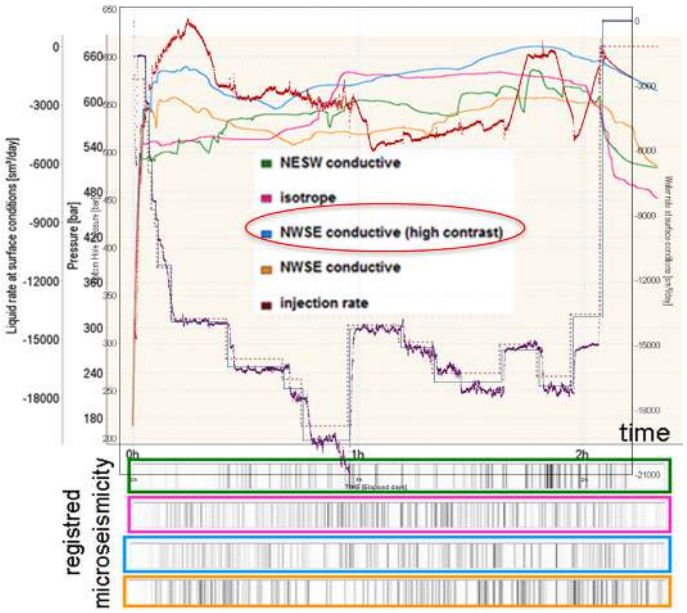
Paramètres irréversibles et lois constitutives

Au delà d'une certaine sollicitation, un matériau ne se déforme plus de façon réversible : des déformations permanentes apparaissent. On qualifie ce comportement de plasticité indépendante du temps s'il est indépendant de la vitesse à laquelle se fait la déformation. Parmi ces déformations irréversibles on distingue également celles pour lesquelles le matériau reste continu de celles qui, au contraire, correspondent à des ruptures, c'est à dire à la création de discontinuités géométriques (fissures, fractures, failles, ...).

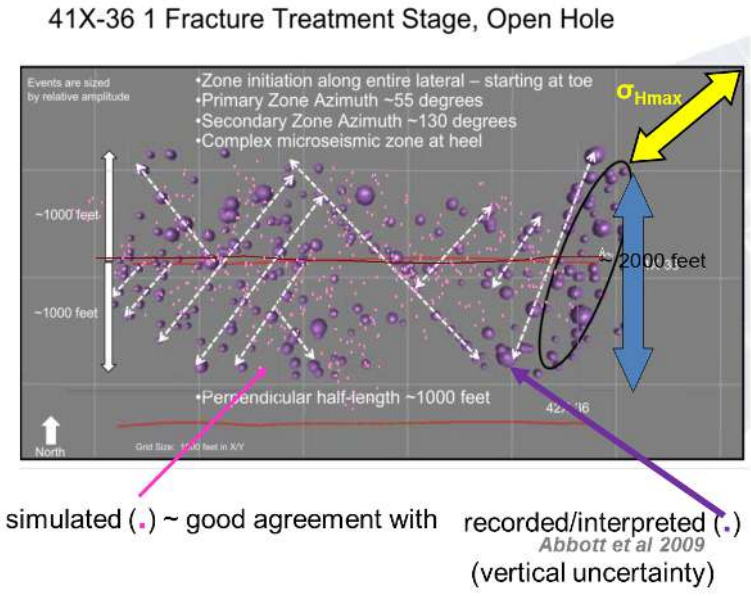
Nous choisissons, dans un premier temps, de nous intéresser aux déformations plastiques qui préservent la continuité des éléments : la fracture conserve sa géométrie, seul un allongement transverse (dans son épaisseur) est permis. L'allongement est supposé proportionnel à l'épaisseur de la fracture et au changement de pression. La transformation est supposée irréversible : la roche s'est réarrangée après la déformation, de telle sorte que la fracture ne pourra plus se refermer en dessous d'un certain seuil. Pour rendre compte de ce réarrangement, la fracture ne pourra pas dépasser un allongement maximal. Cette irréversibilité, calibrée par des simulations, permet par la même de rendre compte de l'effet des agents de soutainement quand la pression baisse dans le réservoir. La limite entre la phase élastique et la phase plastique est supposée être donnée par le critère de Mohr-Coulomb. Pendant la simulation, lorsque la sollicitation en pression fait que l'on dépasse le critère, si l'épaisseur maximale ($ep_{MaxChamps}$) n'est pas atteinte, la fracture rompt de manière plastique selon un paramètre (Pav) défini par l'utilisateur :

$$\langle \triangle a \rangle^n = Pav(a_{MaxChamps} - a)(P_{n+1} - P_{MC}) + \frac{(1-\nu)}{2\pi G}(P_{MC} - P_n)r_c \quad (6.6.7)$$

Testé sur des réservoirs nord américains, ce modèle permet de reproduire les différentes tendances mesurées au puits et la forme du nuage microsismique (Delorme et al., 2013a; Baroni et al., 2015) et semble donc bien adaptée à la modélisation des phénomènes sous jacents. En particulier, une calibration des propriétés hydrauliques initiales des fractures naturelles ainsi que des propriétés mécaniques apparentes du milieu effectif pendant le premier stage de fracturation hydraulique sur le puits WolfCamp7H a permis de tester la prédictibilité du modèle pour les 30 stage suivants (Khvoenkova et al., 2015). Pour ce test, on conserve les mêmes propriétés que celles utilisées lors de la simulation du stage 1 (loi de mélange pour la



(a) Simulation de l'évolution de la pression (et de la fréquence des événements microsismique) en fond de puits (BHP) pendant un stage de fracturation sur le puits entier, sans cimentation, l'objectif était de calibrer la refermeture des fractures



(b) Calage combiné de l'extension du nuage microsismique simulé avec les mesures : l'extension de la zone stimulée est bien simulée

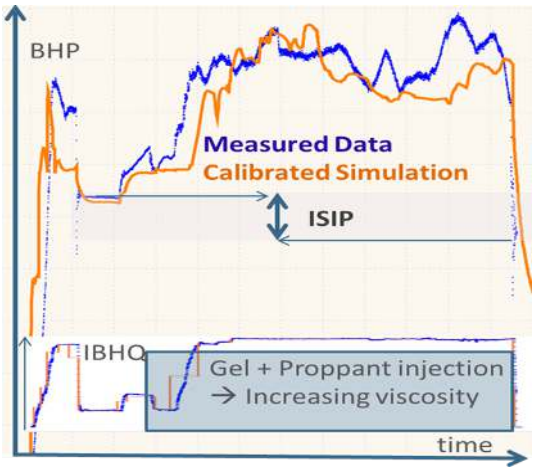
FIGURE 6.6.4 – Exemple de résultat obtenu pour le puits Nesson 44X dans les bakken (Delorme et al., 2013a), les données pour contraindre le modèle ont été préalablement interprétées par d'autres auteurs.

viscosité apparente du proppant, conductivité et ouvertures initiales des fractures non stimulées, conductivité, ouverture et pression de pore des fractures stimulées, déviateur du champ de contraintes et propriétés mécaniques de la zone étudiée (coefficient de poisson et module d'Young). Le modèle de fracture est stationnaire sur cette zone (les logs n'ont pas indiqué de variabilité notable et le DFN varie selon 3 Facies Fracturants en 3D). Seules les conditions d'injection ainsi que la localisation des perforations sont changées.

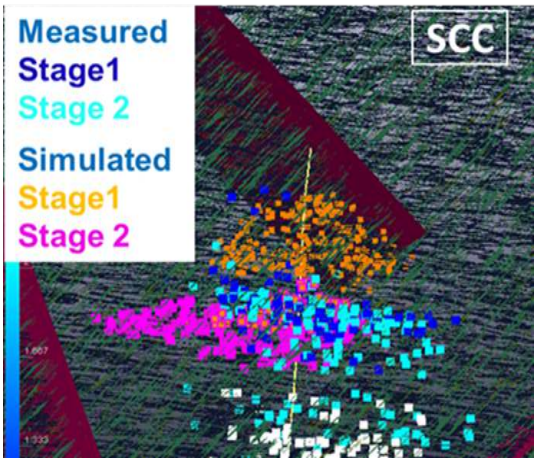
Méthodologie

Pour être mise en œuvre la méthodologie intégrée développée dans cette thèse nécessite plusieurs étapes rappelées ici :

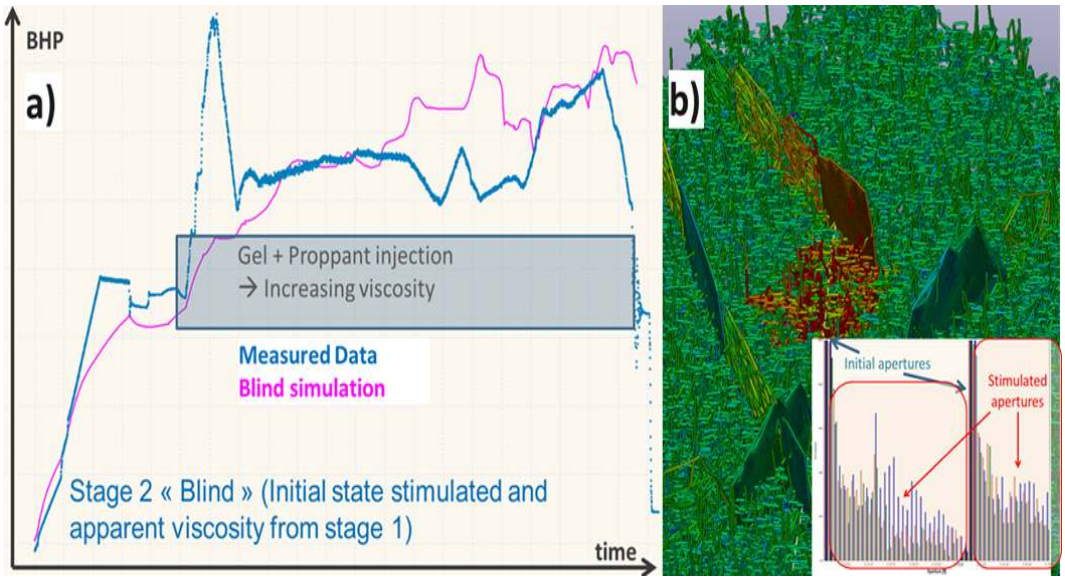
1. Analyse des données statiques de réservoir et construction d'un modèle de fractures : on recherche des attributs (géologiques et mécaniques) qui permettraient de décrire le développement de la fracturation et la complexité du réseau : pour inverser les paramètres de fractures hydrauliques on peut utiliser l'indice d'inter-connectivité de façon qualitative (lorsqu'ils se développent, les réseaux de fractures sont souvent proche du seuil de percolation et les tailles ainsi que la forme du réseau dépendent des propriétés rhéologiques du matériau. Si les données sont suffisamment abondantes, l'étude de connectivité peut permettre de choisir si l'on effectuera une simulation discrète (type DFN) ou si la représentation continue est suffisante.
2. Génération d'un DFN dont la position des fractures aux puits est contrainte si les données le permettent : les fractures naturelles (diffuses et failles) sont associées à des fractures hydrauliques (préalablement fermées), selon une géométrie qui dépend des propriétés mécaniques des matériaux
3. Simulation d'un stage de fracturation ou d'un test de puits pour calibrer les propriétés du modèle de fractures,
    a) Extraction de l'historique de stimulation correspondant à la phase élastique,
    b) Calage des épaisseurs, conductivités et rigidités du DFN connecté aux puits par rapport à la phase élastique,
    c) Simulation du stage de fracturation dans son ensemble avec un modèle plastique dépendant du tenseur de contraintes régional,
    d) Calage au mieux de l'historique complet à l'aide de la variation relative d'épaisseur lors d'un microséisme,
    e) Comparaison et calage au mieux de la forme du nuage à l'aide de la variation maximale d'épaisseur de fractures.



(a) Comparaison pression simulée et pression mesurée pendant le premier stage de fracturation. Ce stage se décompose d'une phase d'injection d'eau suivie par l'addition d'un additif. Limités aux simulations monophasiques, nous avons été contraints de déterminer (en plus des paramètres incertains), une viscosité apparente déduite d'une loi de mélange proportionnelle aux quantités cumulées de liquide injecté.



(b) L'extension du nuage simulée est proche de la mesurée et le chevauchement (intéraction) entre le stage 1 et le stage 2 est également correctement représentée.



(c) (a) Prédiction de la pression au puits comparée à la pression mesurée et (b) zone stimulée après 2 stages de fracturation.

FIGURE 6.6.5 – Résultats obtenus (non publiés à ce jour) pour un test de « prédictibilité » du modèle. Le stage 2 a été simulé avec les propriétés calibrées sur les mesures du stage 1 puis comparé aux mesures du stage 2,

4. Généralisation à l'ensemble du puits puis du réservoir pour déduire les volumes stimulés en place,
5. Simulation des processus réservoirs, multiphasiques, sur le même modèle discret ou passage à l'échelle supérieure si les conditions le permettent.

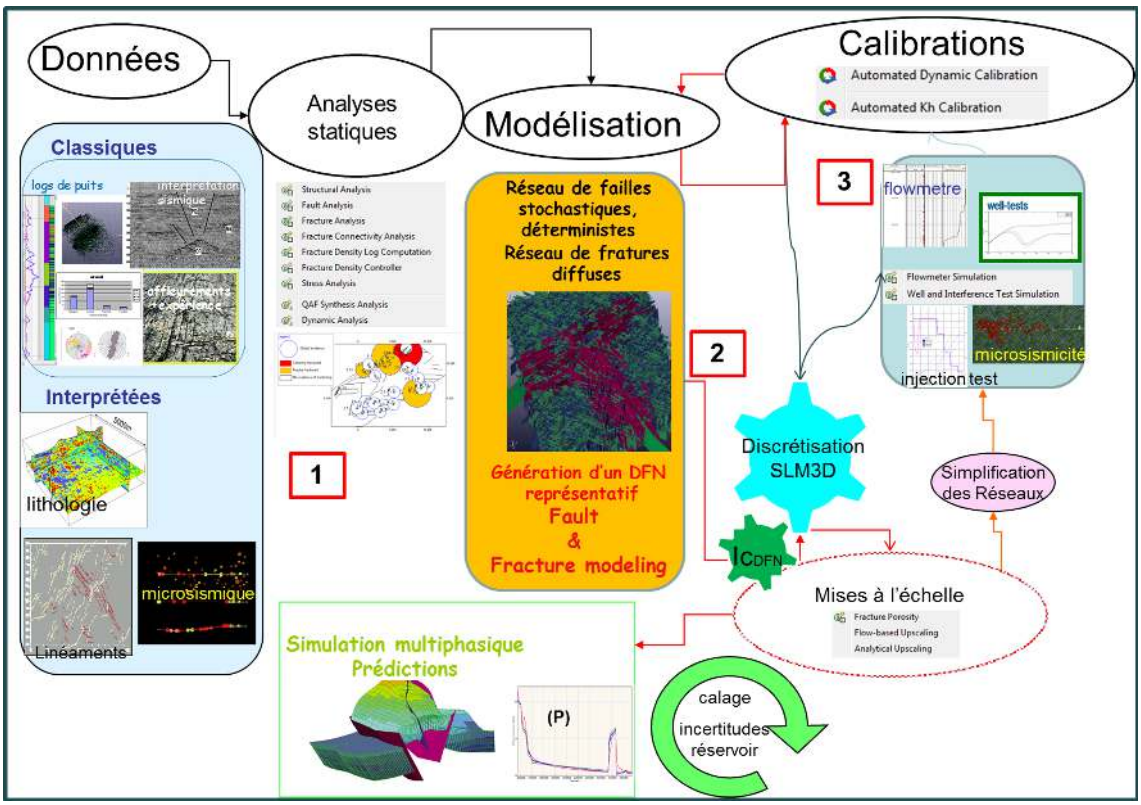


FIGURE 6.6.6 – Workflow de caractérisation, intégré dans le logiciel FracaFlow

6.7 Conclusion

Nous avons proposé dans ce chapitre, une méthode de discrétisation, qui tout en respectant les propriétés topologiques et métriques des réseaux, offre une voie de simplification pour les schémas numériques et rend de ce fait les simulations potentiellement plus rapides avec un coût en précision assez limité. L'erreur de simplification commise, mériterait d'être plus largement investiguée et mesurée. Certains des points décrits ci-dessus sont déjà des projets en cours, d'autres relèvent plutôt de perspectives à moyen terme.

La méthode proposée est une avancée du point de vue de la représentation d'un espace fracturé discret puisqu'elle permet de s'abstenir de l'étape fastidieuse de

construction d'un maillage à l'échelle fine par le calcul de fonctions de transferts matrice fractures et fracture-fracture. On utilise cependant des hypothèses assez fortes qui, en l'absence de solutions expérimentales n'ont pu être validées que partiellement via des solutions de référence finement maillées. Pour que la méthode soit possible nous devons disposer des informations suivantes :

- Les dimensions du réservoir,
- Les propriétés du fluide simulé,
- Le réseau de fractures décrit de façon géométrique,
- La trajectoire des puits,
- Un maillage structuré pour le domaine de la matrice comprenant les informations 3D de porosité, perméabilité, compressibilité et saturations initiales,
- L'ouverture et la perméabilité des fractures. Si ces informations ne sont pas disponibles, elles peuvent être inversées.

On peut alors simuler assez fidèlement l'hétérogénéité du milieu à ses trois niveaux : la forte variation de perméabilité entre la matrice et les fractures, la multidirectionnalité, la diversité des tailles et la chenalisation à l'échelle du réservoir. La discrétisation adoptée permet de calculer les écoulements à une échelle bien supérieure à celle de la fracture, en 3D, et fournit les données requises à tout type de simulateur de réservoir volumes finis. La mise au point de cette méthode a demandé le développement de différents algorithmes géométriques efficaces ainsi qu'une structure de données adéquate. Le partitionnement du milieu matrice sous la forme d'un Octree répond à ces exigences et permet d'extraire un maillage 3D dans des temps très raisonnables sur des modèles 3D complexes comprenant plusieurs centaines de miliers de fractures. Elle permet « une utilisation plus efficace, répétitive et variée, telle que l'exige une étude de sensibilité aux paramètres hydrauliques... » Perez (2012).

Les avantages de cette nouvelle technique sont :

1. Une grande flexibilité pour la représentation précise de géométries complexes : la fracturation diffuse ainsi que les failles peuvent être décrites,
2. Des algorithmes géométriques efficaces et une structure de données adaptée qui rend possible la modélisation de larges modèles 3D contenant de nombreuses fractures grâce à un coût mémoire optimisé (jusqu'à 1 Million sur un ordinateur de bureau),
3. Une compatibilité avec l'ensemble des représentations actuellement disponibles dans les logiciels de modélisation,

L'efficacité de la méthode développée nécessite toutefois des approximations rappelées ici :

1. Conductivité uniforme dans chaque fracture (il faudrait utiliser un voronoi pondéré pour tenir compte des aspérités au sein de la fracture ou appliquer un masque auto-affine pour éventuellement corriger les transmissivités)

2. Pendant un pas de temps, la pression est supposée quasi-constante en espace dans un volume de contrôle de fractures comparée à la variation de pression spatiale dans le volume de contrôle matrice dans lequel il est plongé,

D'un point de vue numérique, il est certainement possible d'optimiser la taille des mailles matrices à l'aide de la fonction de volumes calculée pour les échanges Matrice-Fracture. Ainsi, si les temps de relaxation dans le milieu Matrice le permettent (perméabilité pas trop faible), on peut facilement imaginer réduire le nombre d'inconnus Matrice en adoptant une approche du type MINC. Les échanges entre deux mailles matrice, dont au moins l'une est recoupée par une fracture, ne sont en effet pas affectés par la présence de la fracture. Un traitement spécifique, proposé en perspectives mais non testé, devrait être adopté pour traiter ce cas ou le gradient de pression est mal approximé. Une autre voie d'amélioration, puisque dans le processus de simulation ces dernières doivent être répétées de façon intensive, serait de paralléliser le solveur. Ces aspects n'ont pas encore été explorés et nous préfèrerons certainement d'abord appliquer la méthode proposée par Flaherty et al. (1997)qui suggère un pas de temps variable dans l'espace selon la taille de chacun des volumes de contrôle. Cette méthode étant spécifiquement adaptée à notre sturcture de données.

Les études de cas présentées dans cette partie démontrent l'applicabilité, la robustesse et l'efficacité de l'approche SLM3D pour modéliser l'écoulement du fluide dans les milieux poreux densément fracturés. Nous parvenons à simuler les écoulements sur des zones contenant quelques centaines de milliers de fractures en quelques heures de calculs sur un ordinateur de bureau. Les travaux à venir visent à continuer à améliorer le prototype en l'utilisant sur une série de modèles géologiques représentatifs dans le cadre du consortium TightFlow. Nous souhaitons y étendre la formulation pour des modèles à porosité multiples, à l'échelle des parcelles non-conventionnelles, éventuellement avec un couplage mécanique fort, du type éléments frontière (Baroni et al., 2015; McClure, 2013), si les performances calculatoires ne s'avèrent pas trop impactées. Par ailleurs, la détermination des paramètres équivalents (perméabilités de matrice, fractures et facteur de forme) constitue un point délicat qui peut mener à des résultats erronés en simulation de réservoir. Nos premiers tests de simulation des phénomènes multi-phasiques sur le maillage SLM3D ont donné des résultats très encourageants :. Nous espérons donc à terme, pouvoir nous passer de l'ultime changement d'échelle vers les modèles actuels de simulation de réservoir en simulant directement les écoulements de réservoir sur notre maillage discret de DDFN.

Positionnement

❑ Les modèles multi-milieux sont efficaces et permettent :

— de modéliser des phénomènes physiques complexes avec précision,
— une investigations détaillée des régimes d'écoulement transitoire et permanents ainsi que de l'influence des intersections des puits avec le réseau de fractures.

Contributions

- ❏ Mise au point d'un schéma semi-analytique pour discrétiser le continuum fracture : la structure géométrique du réseau est conservée,
- ❏ Méthode « sans maillage » pour discrétiser tout milieu matriciel à plusieurs porosités, le calcul des fonctions de proximités permet une description détaillée du champ de pression dans le milieu matrice,
- ❏ Formulation multi-porosité dont l'intégration dans les simulateurs de réservoir différence finis existants est aisée,
- ❏ La présente procédure permet d'effectuer le maillage une seule fois pour un milieu donné. On fait ensuite varier les propriétés hydrauliques et les conditions aux limites à un coût négligeable grâce à la structure de données utilisée,
- ❏ Validation sur cas d'études réalistes : Un cas réel de réservoir non conventionnel et un cas synthétique triple porosité ont été présentés.

Conclusion et perspectives

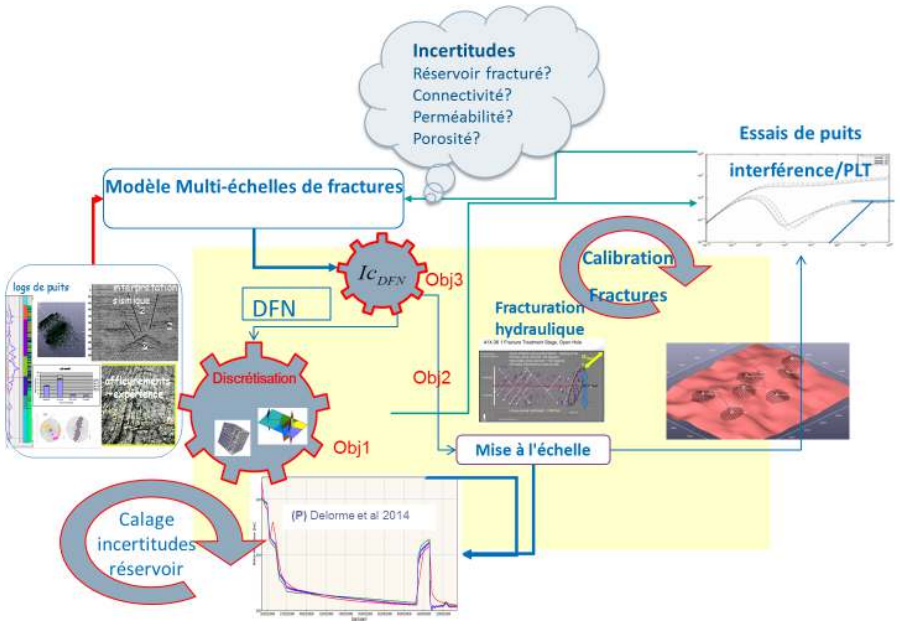
Rappel des objectifs

La présence de fractures dans un réservoir leur confère des spécificités difficiles à appréhender, d'une part par les contrastes forts entre les propriétés de la matrice poreuse saine et les fractures, d'autre part par la structure directionnelle du milieu fracture très éloignée de celle des milieu poreux « classiques ». L'objectif industriel de construire des modèles prédictifs fiables et rapides ne peut être accompli que si les principales échelles caractéristiques sont bien modélisées : la géométrie et les propriétés hydrauliques de la structure fracturée, c'est-à-dire la répartition des différentes phases (matrice, fractures) doit être décrite au mieux puisque les échanges entre ces phases conditionnent la réponse macroscopique. Malheureusement, les réservoirs fracturés sont extrêmement complexes à modéliser de façon précise car les données sont difficiles à prélever sur le champ et pour la plupart fortement biaisées. Combinaison d'observations géologiques locales parcellaires avec des données sismiques générales et peu précises, elles conduisent à l'utilisation de modèles géostatistiques plus ou moins bien contraints pour décrire le réservoir. Il est donc nécessaire de faire un important travail d'analyse et de recoupement entre ces différentes données pour caractériser le plus correctement possible les fractures. Les données dynamiques, réponses en pression au puits par rapport aux débits imposés permettent de tester les hypothèses réalisées et de réduire les incertitudes autour du modèle de fracture pour en extraire des prédictions les plus fiables possibles. Il s'agit dès lors de disposer de méthodes pour choisir un modèle approprié, le plus simple possible, qui permette de simuler ces phénomènes rapidement et contribue à améliorer notre connaissance de la zone étudiée via souvent un grand nombre de simulations.

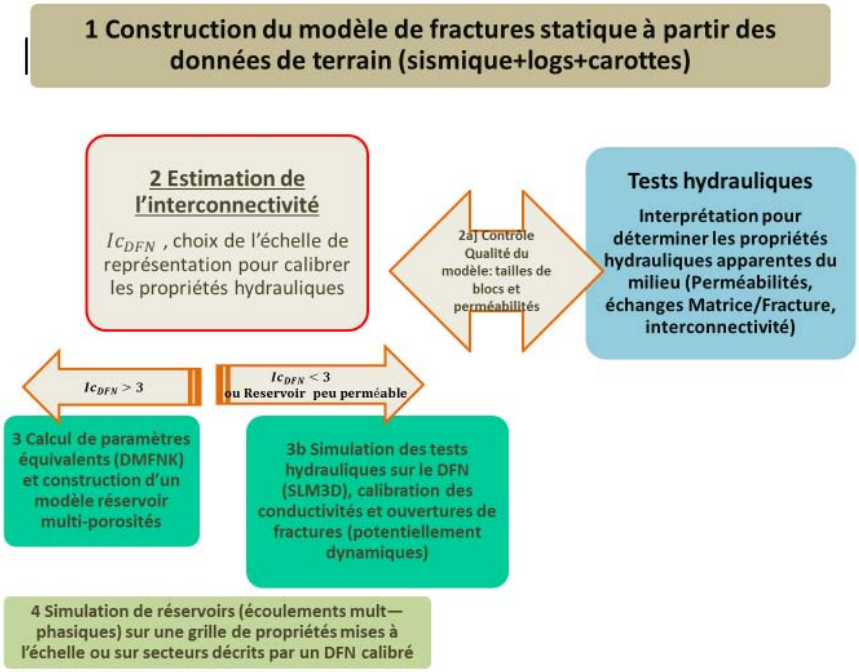
Bilan des travaux effectués

En utilisant pour point de départ les données géostatistiques typiques de réservoirs fracturés, nous avons défini une méthodologie inspirée de la théorie de la percolation, qui oriente l'ingénieur vers l'un des modèles de simulation le plus approprié (Figure 6.7.1a). Une étude paramétrique, réalisée par calculs numériques

de perméabilité équivalente a en effet permis de mettre en évidence l'influence combinée des paramètres géométriques décrivant les réservoirs fracturés. L'analyse amène à définir un indicateur d'interconnectivité Ic_{DFN} explicité dans nos travaux ($Obj3$) et applicable à l'ensemble des modèles de réservoirs. Deux seuils unificateurs (génériques), reliés au nombre moyen d'intersections par fractures conductives et directement calculés par Ic_{DFN} ($Obj2$), semblent appropriés pour prédire le comportement des réservoirs dont la fracturation serait peu accidentée (faible variation spatiale des propriétés permettant de supposer que les fractures sont réparties selon un tirage poissonien par zone). Ces seuils peuvent être utilisés pour décider si une discrétisation classique sous la forme de milieux continus et tenseurs de perméabilités équivalents est applicable où s'il faut plutôt s'orienter vers des modèles plus complexes, qui tiendraient compte de la grande variabilité des hétérogénéités (en directions et en propriétés hydrauliques). Cette méthodologie conduit à un modèle analytique (DMFNK) général de calcul de paramètres équivalents, dérivé de la formulation de Oda (1985) et dont les fondements théoriques mériteraient d'être consolidés. L'avantage de ce modèle est qu'il se calcule directement à partir des données observées et donne une bonne première approximation des perméabilités sans avoir recourt à des simulations numériques pouvant s'avérer coûteuses ou impossibles lorsque les fractures sont bien connectées et en grand nombre. Dans le second cas, un modèle numérique explicite est recommandé et une nouvelle discrétisation (SLM3D) a été proposée ($Obj1$). Cette discrétisation utilise un schéma numérique K-Orthogonal axé sur la géométrie des réseaux de fractures et des fonctions de transfert Matrice-Fracture. Elle permet de limiter le nombre d'inconnus à résoudre tout en respectant la structure de la zone étudiée. La fiabilité et la robustesse de cette nouvelle méthode ont été démontrées avec un certain succès via des comparaisons à d'autres modèles et sur un jeu de données réelles de caractérisation d'un réservoir peu perméable. Un critère innovant de caractérisation pour mieux contraindre le réseau de fractures représentatif du réservoir a également été mis en place lorsque des données de microsismique existent (on calibre dans ce cas le modèle selon 2 objectifs : la pression mesurée au puits et les extensions du nuage microsismique). La fiabilité du modèle d'écoulements se voit améliorée : une simulation non contrainte a été comparée à une donnée réelle et les réponses mesurées sont assez bien approximées par la simulation « prédictive ». Ces résultats encourageants soulignent l'intérêt d'une méthodologie de caractérisation avancée qui intègre un maximum de données disponibles. Sur cette base, on peut envisager de prédire les volumes de fractures stimulés dans un réservoir soumis à des contraintes mécaniques pour optimiser l'exploitation des ressources tout en contrôlant mieux les risques de propagation. Les performances calculatoires obtenues grâce aux approximations réalisées permettent quant à elles d'appliquer cette stratégie dans des études industrielles.



(a) Mise en œuvre des 3 objectifs de cette thèse ($Obj1$, $Obj2$, $Obj3$) dans une étude de réservoirs fracturés.



(b) Différentes étapes proposées, en vue de construire un modèle de fractures intégré.

FIGURE 6.7.1 – Méthodologie de caractérisation combinant les approches discrètes et continues

Apports, limites et perspectives

Les nombreux besoins autour des réservoirs fracturés ouvrent des perspectives intéressantes à cette approche qui mérite d'être consolidée via d'autres études de cas réels, notamment pour systématiser l'étude des milieux fracturés et des milieux non conventionnels artificiellement fracturés. On pourra par exemple améliorer :

— le couplage mécanique actuel en incluant les interactions entre fractures (une méthode pré-sentie est l'utilisation des éléments frontières McClure and Horne (2014); Baroni et al. (2015)),

— la modélisation des transferts dans la matrice, utiliser des fonctions de transferts matrice-fracture plus élaborées dans le but de simplifier encore quand c'est possible le nombre de mailles matrices.

— inclure les échanges thermiques pour appliquer la méthodologie à la géothermie.

Bibliographie

Ababou, R., I. Cañamón Valera, and A. Poutrel : 2011, 'Macro-permeability distribution and anisotropy in a 3D fissured and fractured clay rock :'Excavation Damaged Zone'around a cylindrical drift in Callovo-Oxfordian Argilite (Bure)'. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C* **36**(17), 1932–1948.

Adelinet, M., C. Dorbath, M. Le Ravalec, J. Fortin, and Y. Guéguen : 2011, 'Deriving microstructure and fluid state within the Icelandic crust from the inversion of tomography data'. *Geophysical research letters* **38**(3).

Adler, P., J.-F. Thovert, and V. Mourzenko : 2011, 'PercolationPercolation , and FaultsFault and Fractures in RockFractures in rock'. In : R. A. Meyers (ed.) : *Extreme Environmental Events*. Springer New York, pp. 717–730.

Adler, P. M. and J.-F. Thovert : 1999a, *Fractures and fracture networks*, Vol. 15. Springer.

Adler, P. M. and J.-F. Thovert : 1999b, 'Geometry of Fracture Networks'. In : *Fractures and Fracture Networks*. Springer, pp. 163–222.

Adler, P. M., J.-F. Thovert, and V. V. Mourzenko : 2009, 'Percolation Percolation, and Faults Fault and Fractures in Rock Fractures in rock'. *Encyclopedia of Complexity and Systems Science* pp. 6504–6518.

Al Bitar, A. : 2007, 'Modélisation des écoulements en milieu poreux hétérogenes 2D/3D, avec couplages surface/souterrain et densitaires'.

Amenta, N., M. Bern, and D. Eppstein : 1999, 'Optimal point placement for mesh smoothing'. *Journal of Algorithms* **30**(2), 302–322.

Anguy, Y., R. Ehrlich, A. Ahmadi, and M. Quintard : 2001, 'On the ability of a class of random models to portray the structural features of real, observed, porous media in relation to fluid flow'. *Cement and Concrete Composites* **23**(2), 313–330.

Arbogast, T. : 1989, 'Analysis of the simulation of single phase flow through a naturally fractured reservoir'. *SIAM J Numer Anal* **26**, 12–29.

Arbogast, T., J. Douglas, and U. Hornung : 1990, 'Derivation of the double porosity model of single phase flow via homogenization theory'. *SIAM J Numer Anal* **21**, 823–836.

Argillier, J.-F., E. Rosenberg, F. Norrant, A. Fourno, Q. L. Nguyen, B. Bourbiaux, M. Robin, et al. : 2014, 'Experimental and Numerical Assessment of Chemical EOR in Oil-wet Naturally-Fractured Reservoirs'. In : *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

Armero, F. and C. Linder : 2009, 'Numerical simulation of dynamic fracture using finite elements with embedded discontinuities'. *International Journal of Fracture* **160**(2), 119–141.

Artus, V., E. Tauzin, and O. Houze : 2014, 'Efficient Proxies for Numerical simulation of Unconventional Resources'.

Asahina, D., J. E. Houseworth, J. T. Birkholzer, J. Rutqvist, and J. Bolander : 2014, 'Hydro-mechanical model for wetting/drying and fracture development in geomaterials'. *Computers & Geosciences* **65**, 13–23.

Baecher, G., N. Lanney, H. Einstein, et al. : 1977, 'Statistical description of rock properties and sampling'. In : *The 18th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*.

Baghbanan, A. and L. Jing : 2008, 'Stress effects on permeability in a fractured rock mass with correlated fracture length and aperture'. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* **45**(8), 1320–1334.

Bahonar, M., A. Ataei, R. Masoudi, M. Mirkalei, S. Mousa, et al. : 2007, 'Evaluation of steam injection in a fractured heavy oil carbonate reservoir in Iran'. In : *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*.

Bai, T., D. Pollard, and H. Gao : 2000, 'Explanation for fracture spacing in layered materials'. *Nature* **403**(6771), 753–756.

Bailly, D. : 2009, 'Vers une modélisation des écoulements dans les massifs très fissurés de type karst : étude morphologique, hydraulique et changement d'échelle'.

Bailly, D., R. Ababou, and M. Quintard : 2009, 'Geometric characterization, hydraulic behavior and upscaling of 3D fissured geologic media'. *Mathematics and Computers in Simulation* **79**(12), 3385–3396.

Balberg, I., C. Anderson, S. Alexander, and N. Wagner : 1984, 'Excluded volume and its relation to the onset of percolation'. *Physical review B* **30**(7), 3933.

Bandis, S., A. Lumsden, and N. Barton : 1983, 'Fundamentals of rock joint deformation'. In : *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, Vol. 20. pp. 249–268.

Barenblatt, G., I. P. Zheltov, and I. Kochina : 1960, 'Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata]'. *Journal of applied mathematics and mechanics* **24**(5), 1286–1303.

Baroni, A., M. Delorme, and N. Khvoenkova : 2015, 'Forecasting Production in Shale and Tight Reservoirs : a Practical Simulation Method Capturing the Complex Hydraulic Fracturing Physics'. Society of Petroleum Engineers.

Barthélémy, J.-F. : 2009, 'Effective permeability of media with a dense network of long and micro fractures'. *Transport in porous media* **76**(1), 153–178.

Barthélémy, J.-F., M. Guiton, and J.-M. Daniel : 2009, 'Estimates of fracture density and uncertainties from well data'. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* **46**(3), 590–603.

Barton, C. A., M. D. Zoback, and D. Moos : 1995, 'Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock'. *Geology* **23**(8), 683–686.

Barton, N., S. Bandis, and K. Bakhtar : 1985, 'Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints'. In : *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, Vol. 22. pp. 121–140.

Barton, N. and E. F. de Quadros : 1997, 'Joint aperture and roughness in the prediction of flow and groutability of rock masses'. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* **34**(3), 252–e1.

Basquet, R., B. J. Bourbiaux, C. E. Cohen, et al. : 2005, 'Fracture flow property identification : an optimized implementation of discrete fracture network models'. In : *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*.

Bauer, D., L. Talon, and A. Ehrlacher : 2008, 'Computation of the equivalent macroscopic permeability tensor of discrete networks with heterogeneous segment length'. *Journal of Hydraulic Engineering* **134**(6), 784–793.

Bear, J. : 1972, *Dynamics of fluids in porous media*. Courier Dover Publications.

Beauquier, D., J. Berstel, and P. Chrétienne : 2005, 'Eléments d'algorithmique'.

Bekri, S., J.-F. Thovert, and P. Adler : 1997, 'Dissolution and deposition in fractures'. *Engineering Geology* **48**(3), 283–308.

Belani, A. K. : 1988, 'Estimation of matrix block size distribution in naturally fractured reservoirs'. Ph.D. thesis, Stanford University.

Berkowitz, B. : 1995, 'Analysis of fracture network connectivity using percolation theory'. *Mathematical Geology* **27**(4), 467–483.

Berkowitz, B. : 2002, 'Characterizing flow and transport in fractured geological media : A review'. *Advances in water resources* **25**(8), 861–884.

Berkowitz, B. and P. M. Adler : 1998, 'Stereological analysis of fracture network structure in geological formations'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **103**(B7), 15339–15360.

Berkowitz, B. and R. P. Ewing : 1998, 'Percolation theory and network modeling applications in soil physics'. *Surveys in Geophysics* **19**(1), 23–72.

Bern, M. and D. Eppstein : 1992, 'Mesh generation and optimal triangulation'. *Computing in Euclidean geometry* **1**, 23–90.

Berrone, S., S. Pieraccini, and S. Scialò : 2013, 'On simulations of discrete fracture network flows with an optimization-based extended finite element method'. *SIAM Journal on Scientific Computing* **35**(2), A908–A935.

Beucher, H. and G. De Marsily : 1985, 'Approche Statistique de la détermination des perméabilités d'un massif fracturé'.

Bianchi, L. and D. T. Snow : 1969, 'Permeability of crystalline rock interpreted from measured orientations and apertures of fractures'.

Bogdanov, I., V. Mourzenko, J.-F. Thovert, and P. Adler : 2003, 'Effective permeability of fractured porous media in steady state flow'. *Water Resources Research* **39**(1).

Bonet, J. and J. Peraire : 1991, 'An alternating digital tree (ADT) algorithm for 3D geometric searching and intersection problems'. *International Journal for Numerical Methods in Engineering* **31**(1), 1–17.

Bonnet, E. : 1996, 'Localisation de la déformation dans les milieux fragile-ductile : approche expérimentale et application à la lithosphère continentale'. Ph.D. thesis, Université Rennes 1.

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.

Bordenave, M. and R. Burwood : 1990, 'Source rock distribution and maturation in the Zagros orogenic belt : provenance of the Asmari and Bangestan reservoir oil accumulations'. *Organic Geochemistry* **16**(1), 369–387.

Borouchaki, H., P. L. George, F. Hecht, P. Laug, and E. Saltel : 1997, 'Delaunay mesh generation governed by metric specifications. Part I. Algorithms'. *Finite elements in analysis and design* **25**(1), 61–83.

Bossie-Codreanu, D., P. R. Bia, and J.-C. Sabathier : 1985, 'The checker model, an improvement in modeling naturally fractured reservoirs with a tridimensional, triphasic, black-oil numerical model'. *Society of Petroleum Engineers Journal* **25**(5), 743–756.

Bour, O. and P. Davy : 1998, 'On the connectivity of three-dimensional fault networks'. *Water Resources Research* **34**(10), 2611–2622.

Bourbiaux, B., R. Basquet, M.-C. Cacas, J.-M. Daniel, S. Sarda, et al. : 2002, 'An integrated workflow to account for multi-scale fractures in reservoir simulation models : implementation and benefits'. In : *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*.

Bourbiaux, B., R. Basquet, J. Daniel, L. Hu, S. Jenni, G. Lange, and P. Rasolofosaon : 2005, 'Fractured reservoirs modelling : a review of the challenges and some recent solutions'. *First Break* **23**(9).

Bourbiaux, B., M. Cacas, S. Sarda, and J. Sabathier : 1998, 'A rapid and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model'. *Oil & Gas Science and Technology* **53**(6), 785–799.

Bourbiaux, B., S. Granet, P. Landereau, B. Noetinger, S. Sarda, and J. Sabathier : 1999, 'Scaling up matrix-fracture transfers in dual-porosity models : theory and application'. In : *SPE annual technical conference*.

Bourbiaux, B. and S. Sarda : 2000, 'Method for simplifying the modeling of a geological porous medium crossed by an irregular network of fractures'. US Patent 6,064,944.

Bourdarot, G. : 1998, *Well testing : Interpretation methods*. Paris : Editions Technip.

Bourdet, D. : 2002, *WELL TEST ANALYSIS The Use of Advanced Interpretation Models Handbook of Petroleum Exploration & Production Vol 3 (HPEP)*, Vol. 3. Elsevier.

Bourdet, D., J. Ayoub, Y. Pirard, et al. : 1989, 'Use of pressure derivative in well-test interpretation'. *SPE Formation Evaluation* **4**(2), 293–302.

Bourdet, D., T. Whittle, A. Douglas, and Y. Pirard : 1983, 'A new set of type curves simplifies well test analysis'. *World Oil* **196**(6), 95–106.

Bouwer, H. : 1969, 'PLANNING SOIL PERMEABILITY MEASUREMENTS'. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering*.

Broadbent, S. R. and J. M. Hammersley : 1957, 'Percolation processes'. In : *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*, Vol. 53. pp. 629–641.

Brown, S. R. : 1987, 'Fluid flow through rock joints : the effect of surface roughness'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **92**(B2), 1337–1347.

Bruhn, R. L., W. T. Parry, W. A. Yonkee, and T. Thompson : 1994, 'Fracturing and hydrothermal alteration in normal fault zones'. *Pure and Applied Geophysics* **142**(3-4), 609–644.

Buckingham, E. : 1907, 'Studies on the movement of soil moisture'.

Cacas, M., E. Ledoux, G. d. Marsily, B. Tillie, A. Barbreau, E. Durand, B. Feuga, and P. Peaudecerf : 1990, 'Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network : Calibration and validation : 1. The flow model'. *Water Resources Research* **26**(3), 479–489.

Cacas, M.-C. : 1989, 'Développement d'un modèle tridimensionnel stochastique discret pour la simulation de l'écoulement et des transferts de masse et de chaleur en milieu fracturé'. Ph.D. thesis, Paris, ENMP.

Caillabet, Y., P. Fabrie, P. Landereau, B. Noetinger, and M. Quintard : 2000, 'Implementation of a finite-volume method for the determination of effective parameters in fissured porous media'. *Numerical Methods for Partial Differential Equations* **16**(2), 237–263.

Carrera, J., S. F. Mousavi, E. J. Usunoff, X. Sánchez-Vila, and G. Galarza : 1993, 'A discussion on validation of hydrogeological models'. *Reliability Engineering & System Safety* **42**(2), 201–216.

Caumon, G. : 2010, 'Towards stochastic time-varying geological modeling'. *Mathematical Geosciences* **42**(5), 555–569.

Charlaix, E., E. Guyon, and N. Rivier : 1984, 'A criterion for percolation threshold in a random array of plates'. *Solid state communications* **50**(11), 999–1002.

Chauveteau, G. and C. Thirriot : 1967, 'Régimes d'écoulement en milieu poreux et limite de la loi de Darcy'. *La Houille Blanche* **2**, 141–148.

Cherblanc, F. : 1999, 'Etude du transport miscible en milieux poreux hétérogènes : prise en compte du non-équilibre'. Ph.D. thesis, Université Sciences et Technologies-Bordeaux I.

Cherpeau, N., G. Caumon, J. Caers, and B. Lévy : 2012, 'Method for stochastic inverse modeling of fault geometry and connectivity using flow data'. *Mathematical Geosciences* **44**(2), 147–168.

Chilès, J.-P. : 2004, 'La modélisation géostatistique de la variabilité spatiale et ses applications'. Ph.D. thesis, Habilitation Diriger des Recherches Université Pierre et Marie Curie-Paris VI.

Chiu, S. N., D. Stoyan, W. S. Kendall, and J. Mecke : 2013, *Stochastic geometry and its applications*. John Wiley & Sons.

Cinco-Ley, H., V. Samaniego, et al. : 1982, 'Pressure transient analysis for naturally fractured reservoirs'. In : *paper SPE 11026. presented at the 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition New Orleans, La., September*. pp. 26–29.

Cinco-Ley, H., V. Samaniego, F. Kucuk, et al. : 1985, 'The pressure transient behavior for naturally fractured reservoirs with multiple block size'. In : *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Clark, G. and T. Van Golf-Racht : 1984, 'Pressure derivative approach to transient test analysis : A high permeability North Sea reservoir example'. Technical report, Norsk Hydro.

Corbett, P., S. Geiger, L. Borges, M. Garayev, and C. Valdez : 2012, 'The third porosity system understanding the role of hidden pore systems in well-test interpretation in carbonates'. *Petroleum Geoscience* **18**(1), 73–81.

Correia, M. G., C. Maschio, D. J. Schiozer, and M. S. d. Santos : 2014, 'Upscaling approach for meso-scale heterogeneities in naturally fractured carbonate reservoirs'. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **115**, 90–101.

Crapiste, G., E. Rotstein, and S. Whitaker : 1986, 'A general closure scheme for the method of volume averaging'. *Chemical Engineering Science* **41**(2), 227–235.

Da Prat, G. : 1990, *Well test analysis for fractured reservoir evaluation*. Elsevier.

Dagan, G. : 1989, *Flow and Transport in Porous Formations*. Heidelberg Berlin New York : Springer-Verlag.

Dagan, G., A. Fiori, and I. Jankovic : 2013, 'Upscaling of flow in heterogeneous porous formations : Critical examination and issues of principle'. *Advances in Water Resources* **51**, 67–85.

Darcel, C. : 2002, 'Corrélations dans les réseaux de fractures : caractérisation et conséquences sur les propriétés hydrauliques'. Ph.D. thesis, Université Rennes 1.

Darcel, C., O. Bour, and P. Davy : 2003, 'Stereological analysis of fractal fracture networks'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **108**(B9).

Darcy, H. : 1856, *Les fontaines publiques de la ville de Dijon*. Paris : Victor Dalmont.

Dautriat, J. : 2009, 'COMPORTEMENT HYDRO-MECANIQUE DE ROCHES RESERVOIR SOUS CONTRAINTES : Relations entre évolution de perméabilité et échelles des mécanismes d'endommagement'. Ph.D. thesis, Ecole Polytechnique X.

Davit, Y., M. Quintard, and G. Debenest : 2010, 'Equivalence between volume averaging and moments matching techniques for mass transport models in porous media'. *International Journal of Heat and Mass Transfer* **53**(21-22), 4985 – 4993.

Davit, Y., B. Wood, G. Debenest, and M. Quintard : 2012, 'Correspondence Between One- and Two-Equation Models for Solute Transport in Two-Region Heterogeneous Porous Media'. *Transport in Porous Media* **95**, 213–238. 10.1007/s11242-012-0040-y.

Davy, P., C. Darcel, O. Bour, R. Munier, and J.-R. De Dreuzy : 2006, 'A note on the angular correction applied to fracture intensity profiles along drill core'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **111**(B11).

De Dreuzy, J.-R. : 1999, 'Analyse des propriétés hydrauliques des réseaux de fractures Discussion des modèles d'écoulement compatibles avec les principales propriétés géométriques'. Ph.D. thesis, Université Rennes 1.

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

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

De Gennes, P.-G. and J. Prost : 1976, *The physics of liquid crystals*, Vol. 23. Clarendon press Oxford.

De Marsily, G., F. Delay, J. Gonçalvès, P. Renard, V. Teles, and S. Violette : 2005, 'Dealing with spatial heterogeneity'. *Hydrogeology Journal* **13**(1), 161–183.

Deflandre, J.-P. and M. Dubesset : 1992, 'Identification ofP/S-wave successions for application in microseismicity'. *pure and applied geophysics* **139**(3-4), 405–420.

Delorme, M. : 2013, 'Réservoir non conventionnel en Double Milieu : Approche simplifiée de simulation de stages de fracturation hydraulique (stimulation) à l'aide d'un modèle d'écoulement monophasique sur un réseau discret de fractures déformable.'. internal Report IFPEN.

Delorme, M., B. Atfeh, V. Allken, and B. Bourbiaux : 2008, 'Upscaling improvement for heterogeneous fractured reservoir using a geostatistical connectivity index'. *Geostats 2008*.

Delorme, M. and B. Bourbiaux : 2011, 'Method of estimating the permeability of a fracture network from a connectivity analysis'. US Patent 8,078,405.

Delorme, M., J.-M. Daniel, C. Kada-Kloucha, N. Khvoenkova, S. Schueller, and C. Souque : 2013a, 'An Efficient Model to Simulate Reservoir Stimulation and induced Microseismic Events on 3D Discrete Fracture Network for Unconventional Reservoirs'. pp. 1433–1442.

Delorme, M., A. Fourno, A. Lange, and B. Bourbiaux : 2006, 'A Review of some recent progress in fractured reservoir modelling'. In : *EAGE Saint-Petersburg, Workshop 1 : Carbonates – Sedimentology, Seismology and Reservoir Modelling*.

Delorme, M., N. Khvoenkova, B. Nœtinger, and M. Quintard : 2013b, 'An efficient finite volume discretization to simulate flows on 3D discrete fracture network for transient flow analysis and equivalent permeability upscaling'. In : *SIAM Geosciences*.

Delorme, M., R. O. Mota, N. Khvoenkova, A. Fourno, and B. Nœtinger : 2013c, 'A methodology to characterize fractured reservoirs constrained by statistical geological analysis and production : a real field case study'. *Geological Society, London, Special Publications* **374**, SP374–14.

Delorme, M., R. Oliveira Mota, N. Khvoenkova, A. Fourno, and B. Nœtinger : 2014, 'A methodology to characterize fractured reservoirs constrained by statistical geological analysis and production : a real field case study'. *Geological Society, London, Special Publications* **374**(1), 273–288.

Dershowitz, W. and H. Einstein : 1988, 'Characterizing rock joint geometry with joint system models'. *Rock Mechanics and Rock Engineering* **21**(1), 21–51.

Detwiler, R. L., S. E. Pringle, and R. J. Glass : 1999, 'Measurement of fracture aperture fields using transmitted light : An evaluation of measurement errors and their influence on simulations of flow and transport through a single fracture'. *Water resources research* **35**(9), 2605–2617.

Di Donato, G. and M. J. Blunt : 2004, 'Streamline-based dual-porosity simulation of reactive transport and flow in fractured reservoirs'. *Water Resources Research* **40**(4).

Ding, Y. : 1995, 'Scaling-up in the vicinity of wells in heterogeneous field'. In : *Symposium on reservoir simulation*. pp. 441–451.

Douarche, F., D. Rousseau, B. Bazin, R. Tabary, P. Moreau, and M. Morvan : 2012, 'Modeling Chemical EOR Processes : Some Illustrations from Lab to Reservoir Scale'. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles* **67**(6), 983–997.

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 : Solid Earth (1978–2012)* **117**(B11).

Drory, A. : 1996a, 'Theory of continuum percolation. I. General formalism'. *Physical Review E* **54**(6), 5992.

Drory, A. : 1996b, 'Theory of continuum percolation. II. Mean field theory'. *Physical Review E* **54**(6), 6003.

Drory, A., B. Berkowitz, G. Parisi, and I. Balberg : 1997, 'Theory of continuum percolation. III. Low-density expansion'. *Physical Review E* **56**(2), 1379.

Du Bernard, X., P. Labaume, C. Darcel, P. Davy, and O. Bour : 2002, 'Cataclastic slip band distribution in normal fault damage zones, Nubian sandstones, Suez rift'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **107**(B7), ETG–6.

Dullien, F. : 1979, *Porous media : fluid transport and pore structure*. Academic Press.

Durlofsky, L. J. : 1992, 'Representation of grid block permeability in coarse scale models of randomly heterogeneous porous media'. *Water Resources Research* **28**(7), 1791–1800.

Durlofsky, L. J. : 2005, 'Upscaling and gridding of fine scale geological models for flow simulation'. In : *8th International Forum on Reservoir Simulation Iles Borromees, Stresa, Italy*. pp. 20–24.

Eaton, T. T. : 2006, 'On the importance of geological heterogeneity for flow simulation'. *Sedimentary Geology* **184**(3), 187–201.

Elsworth, D. and R. Goodman : 1986, 'Characterization of rock fissure hydraulic conductivity using idealized wall roughness profiles'. In : *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, Vol. 23. pp. 233–243.

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

Eschard, R., F. Braik, D. Bekkouche, M. B. Rahuma, G. Desaubliaux, R. Deschamps, and J.-N. Proust : 2010, 'Palaeohighs : their influence on the North African Palaeozoic petroleum systems'. In : *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series*, Vol. 7. pp. 707–724.

Eshelby, J. D. : 1957, 'The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems'. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences* **241**(1226), 376–396.

Fadaei, H., G. Debenest, A. M. Kamp, M. Quintard, G. Renard, et al. : 2010, 'How the In-Situ Combustion Process Works in a Fractured System : 2D Core- and Block-Scale Simulation'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **13**(01), 118–130.

Fahad, M. : 2013, 'Simulation of Fluid Flow and Estimation of production from naturally fractured reservoirs'. Ph.D. thesis, The University of New South Wales.

Farah, N., D. Ding, Y. Wu, and A. Khrouf : 2014, 'Simulation of Fracturing Water Invasion and its Impact on Gas Production in Shale-gas Reservoirs'. In : *ECMOR XIV-14th European conference on the mathematics of oil recovery.*

Feuga, B. : 1981, 'Détermination de directions principales et de l'anisotropie de perméabilité d'un milieu rocheux fracturé à l'aide de levés de fracturation'. *Approche théorique et premières applications : Report BRGM, Orléans* **81**.

Firdaouss, M., J. Guermond, and P. Le Quéré : 1997, 'Nonlinear corrections to Darcy's law at low Reynolds numbers'. *Journal of Fluid Mechanics* **343**, 331–350.

Flaherty, J. E., R. M. Loy, M. S. Shephard, B. K. Szymanski, J. D. Teresco, and L. H. Ziantz : 1997, 'Adaptive local refinement with octree load balancing for the parallel solution of three-dimensional conservation laws'. *Journal of Parallel and Distributed Computing* **47**(2), 139–152.

Flury, F., B. Kubler, J.-P. Rey, and B.-A. SCHINDLER : 1983, 'Galerie Delémont-Bellerive : observations géologiques et hydrogéologiques'. *Eclogae Geologicae Helvetiae* **76**(3), 507–522.

Fonta, O., H. Al-Ajmi, N. K. Verma, S. A. Matar, V. E. Divry, H. Al-Qallaf, et al. : 2007, 'The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir-The Najmah-Sargelu of West Kuwait'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **10**(06), 695–710.

Forchheimer, P. : 1901, 'Wasserbewegung durch boden'. *Z. Ver. Deutsch. Ing* **45**(1782), 1788.

Fortune, S. : 1987, 'A sweepline algorithm for Voronoi diagrams'. *Algorithmica* **2**(1-4), 153–174.

Fourno, A. : 2005, 'Modélisation multi-échelle des transferts en milieux fracturés : application au site de Äspö (Suède)'. Ph.D. thesis, Université de Poitiers.

Fourno, A., C. Grenier, A. Benabderrahmane, and F. Delay : 2013, 'A continuum voxel approach to model flow in 3D fault networks : A new way to obtain upscaled hydraulic conductivity tensors of grid cells'. *Journal of Hydrology* **493**, 68–80.

Fourno, A., C. Grenier, F. Delay, E. Mouche, and H. Benabderrahmane : 2004, 'Smeared fractures : a promising approach to model transfers in fractured media'. *Developments in Water Science* **55**, 1003–1014.

Garboczi, E., K. Snyder, J. Douglas, and M. Thorpe : 1995, 'Geometrical percolation threshold of overlapping ellipsoids'. *Physical review E* **52**(1), 819.

Geiger, S., S. Roberts, S. Matthäi, C. Zoppou, and A. Burri : 2004, 'Combining finite element and finite volume methods for efficient multiphase flow simulations in highly heterogeneous and structurally complex geologic media'. *Geofluids* **4**(4), 284–299.

Gelhar, L. W. : 1993, *Stochastic subsurface hydrology*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.

Gilman, J. et al. : 1986, 'An efficient finite-difference method for simulating phase segregation in the matrix blocks in double-porosity reservoirs'. *SPE Reservoir Engineering* **1**(04), 403–413.

Gómez-Hernández, J. J. and X.-H. Wen : 1998, 'To be or not to be multi-Gaussian ? A reflection on stochastic hydrogeology'. *Advances in Water Resources* **21**(1), 47–61.

Gong, B., M. Karimi-Fard, L. J. Durlofsky, et al. : 2006, 'An upscaling procedure for constructing generalized dual-porosity/dual-permeability models from discrete fracture characterizations'. In : *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Granet, S., P. Fabrie, P. Lemonnier, and M. Quintard : 2001, 'A two-phase flow simulation of a fractured reservoir using a new fissure element method'. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **32**(1), 35–52.

Green, A. and J. Mair : 1983, 'Subhorizontal fractures in a granitic pluton : Their detection and implications for radioactive waste disposal'. *Geophysics* **48**(11), 1428–1449.

Gringarten, E. : 1996, '3-D geometric description of fractured reservoirs'. *Mathematical Geology* **28**(7), 881–893.

Guerillot, D. et al. : 2005, 'Uncertainty Assessments In Hydrocarbon Forecasts For Mature Fields'. In : *18th World Petroleum Congress*.

Guerin, F. and D. Billaux : 1994, 'On the relationship between connectivity and the continuum approximation in fracture-flow and transport modelling'. *Applied hydrogeology* **2**(3), 24–31.

Guiton, M. L., W. Sassi, Y. M. Leroy, and B. D. Gauthier : 2003, 'Mechanical constraints on the chronology of fracture activation in folded Devonian sandstone of the western Moroccan Anti-Atlas'. *Journal of Structural Geology* **25**(8), 1317–1330.

Gur, Y., R. Englman, and Z. Jaeger : 1985, 'On the size distribution of small regular fragments'. *Journal of materials science* **20**(1), 193–198.

Hægland, H., A. Assteerawatt, H. Dahle, G. Eigestad, and R. Helmig : 2009, 'Comparison of cell-and vertex-centered discretization methods for flow in a

two-dimensional discrete-fracture–matrix system'. *Advances in water resources* **32**(12), 1740–1755.

Hajibeygi, H., D. Karvounis, and P. Jenny : 2011, 'A hierarchical fracture model for the iterative multiscale finite volume method'. *Journal of Computational Physics* **230**(24), 8729–8743.

Hamdi, H., P. Ruelland, P. Bergey, and P. W. Corbett : 2014, 'Using geological well testing for improving the selection of appropriate reservoir models'. *Petroleum Geoscience* pp. 2012–074.

Hestir, K. and J. Long : 1990, 'Analytical expressions for the permeability of random two-dimensional Poisson fracture networks based on regular lattice percolation and equivalent media theories'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **95**(B13), 21565–21581.

Hestir, K., S. J. Martel, S. Vail, J. Long, P. D'Onfro, and W. D. Rizer : 1998, 'Inverse hydrologic modeling using stochastic growth algorithms'. *Water resources research* **34**(12), 3335–3347.

Hirasaki, G., C. A. Miller, M. Puerto, et al. : 2011, 'Recent advances in surfactant EOR'. *SPE Journal* **16**(04), 889–907.

Holden, L. and O. Lia : 1992, 'A tensor estimator for the homogenization of absolute permeability'. *Transport in Porous Media* **8**(1), 37–46.

Hunt, A. G. : 2005, *Percolation theory for flow in porous media*, Lecture notes in physics, 674. Berlin ; New York : Springer.

Huseby, O., J. Thovert, and P. Adler : 1997, 'Geometry and topology of fracture systems'. *Journal of Physics A : Mathematical and General* **30**(5), 1415.

Hyman, J. D., C. W. Gable, S. L. Painter, and N. Makedonska : 2014, 'Conforming Delaunay Triangulation of Stochastically Generated Three Dimensional Discrete Fracture Networks : A Feature Rejection Algorithm for Meshing Strategy'. *SIAM Journal on Scientific Computing* **36**(4), A1871–A1894.

Iding, M. and P. Ringrose : 2010, 'Evaluating the impact of fractures on the performance of the In Salah CO< sub> 2</sub> storage site'. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **4**(2), 242–248.

IFPEN and B. Franlab : 2014, 'Openflow-FracaFlow Software'.

Ilarri, J. R. and J. Gomez-Hernandez : 2007, 'State of the Art on Upscaling Techniques Milestone'. *Pamina Sixth Framework programme*.

Isihara, A. : 1950, 'Determination of molecular shape by osmotic measurement'. *The Journal of Chemical Physics* **18**(11), 1446–1449.

Jafari, A. and T. Babadagli : 2011, 'Effective fracture network permeability of geothermal reservoirs'. *Geothermics* **40**(1), 25–38.

Jarrige, N., F. Barthelemy, M. Delorme, N. Khvoenkova, et al. : 2011, 'A Nested Approach for Simulating Flows in Complex Fracture Networks'. In : *EAGE Workshop-Naturally & Hydraulically Induced Fractured Reservoirs–From Nano-Darcies to Darcies*.

Jenni, S., L. Hu, R. Basquet, G. De Marsily, and B. Bourbiaux : 2007, 'History matching of a stochastic model of field-scale fractures : methodology and case study'. *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP* **62**(2), 265–276.

Jenny, P., S. Lee, and H. Tchelepi : 2003, 'Multi-scale finite-volume method for elliptic problems in subsurface flow simulation'. *Journal of Computational Physics* **187**(1), 47–67.

Johns, R. T., K. Sepehrnoori, A. Varavei, A. Moinfar, et al. : 2013, 'Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs'. In : *SPE Reservoir Simulation Symposium*.

Jorand, C. : 2007, 'Modélisation expérimentale de la fracturation d'un milieu sédimentaire'. Ph.D. thesis, Université Nice Sophia Antipolis.

Jupe, A. J., R. H. Jones, S. A. Wilson, and J. F. Cowles : 2003, 'Microseismic monitoring of geomechanical reservoir processes and fracture-dominated fluid flow'. *Geological Society, London, Special Publications* **209**(1), 77–86.

Karimi-Fard, M. : 2004, 'Growing region technique applied to grid generation of complex fractured porous media'. In : *9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.

Karimi-Fard, M., L. Durlofsky, K. Aziz, et al. : 2004, 'An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators'. *SPE Journal* **9**(02), 227–236.

Karimi-Fard, M., B. Gong, and L. Durlofsky : 2006, 'Generation of coarse-scale continuum flow models from detailed fracture characterizations'. *Water resources research* **42**(10).

Kazemi, H. et al. : 1969, 'Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution'. *Society of petroleum engineers Journal* **9**(04), 451–462.

Kazemi, H., J. Gilman, and A. Eisharkawy : 1992, 'Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions'. *SPE Reservoir Engineering* **7**(2), 219–227.

Kfoury, M. : 2004, 'Changement d'échelle séquentiel pour des milieux fracturés hétérogènes'.

Khamforoush, M. and K. Shams : 2007, 'Percolation thresholds of a group of anisotropic three-dimensional fracture networks'. *Physica A : Statistical Mechanics and its Applications* **385**(2), 407–420.

Khamforoush, M., K. Shams, J.-F. Thovert, and P. Adler : 2008, 'Permeability and percolation of anisotropic three-dimensional fracture networks'. *Physical Review E* **77**(5), 056307.

Khelifa, C. : 2013, 'Les réservoirs fracturés et impact des fractures sur la production. Étude comparative de différents cas'. Ph.D. thesis.

Khvoenkova, N., D. Bossie-Codreanu, N. Broussard, and L. J. C. Delorme, M. : 2015, 'Application of the DDFN (Discrete and Deformable Fracture Network) Method Within an Integrated Unconventional Reservoir Study Workflow.'. *Society of Petroleum Engineers ATCE Houston September 28* **ATCE 2015**.

Khvoenkova, N. and M. Delorme : 2011, 'An optimal method to model transient flows in 3D discrete fracture network'. In : *IAMG conference*.

Khvoenkova, N. and M. Delorme : 2013a, 'Method for constructing a fracture network grid from a voronoi diagram'. US Patent App. 13/479,353.

Khvoenkova, N. and M. Delorme : 2013b, 'Method for generating a fractured reservoir mesh with a limited number of nodes in the matrix medium'. US Patent App. 13/644,479.

Khvoenkova, N., M. Delorme, et al. : 2009, 'Performance analysis of the hybrid fracture media upscaling approach on a realistic case of naturally fractured reservoir'. In : *International Petroleum Technology Conference*.

King, M. : 2007, 'Recent advances in upgridding'. *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP* **62**(2), 195–205.

King, P. : 1989, 'The use of renormalization for calculating effective permeability'. *Transport in porous media* **4**(1), 37–58.

King, P., S. Buldyrev, N. Dokholyan, S. Havlin, Y. Lee, G. Paul, H. Stanley, and N. Vandesteeg : 2001, 'Predicting oil recovery using percolation theory'. *Petroleum Geoscience* **7**(S), S105–S107.

Knudby, C. and J. Carrera : 2005, 'On the relationship between indicators of geostatistical, flow and transport connectivity'. *Advances in Water Resources* **28**(4), 405–421.

Kouamé, K. F., T. Lasm, J. R. De Dreuzy, A. G. Akaffou, O. Bour, and P. Davy : 2010, 'Contribution d'un modèle hydrogéologique à fractures discrètes à l'étude des aquifères fracturés du socle Archéen de Touba (Nord-Ouest, Côte d'Ivoire)'. *Revue des sciences de l'eau/Journal of Water Science* **23**(1), 41–56.

Landereau, P., B. Noetinger, and M. Quintard : 2001, 'Quasi-steady two-equation models for diffusive transport in fractured porous media : large-scale properties for densely fractured systems'. *Advances in Water Resources* **24**(8), 863–876.

Lang, P. S., A. Paluszny, and R. W. Zimmerman : 2014, 'Permeability tensor of three-dimensional fractured porous rock and a comparison to trace map predictions'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth* pp. n/a–n/a.

Lasseux, D., A. A. A. Arani, and A. Ahmadi : 2011, 'On the stationary macroscopic inertial effects for one phase flow in ordered and disordered porous media'. *PHYSICS OF FLUIDS* **23**(7), 1–19.

Laurent, G. : 2013, 'Prise en compte de l'histoire tectonique des structures géologiques dans la création de modeles numériques 3D compatibles'. Ph.D. thesis, Université de Lorraine.

Lecour, M., R. Cognot, I. Duvinage, P. Thore, and J.-C. Dulac : 2001, 'Modelling of stochastic faults and fault networks in a structural uncertainty study'. *Petroleum Geoscience* **7**(S), S31–S42.

Lee, S., C. Jensen, M. Lough, et al. : 2000, 'Efficient finite-difference model for flow in a reservoir with multiple length-scale fractures'. *SPE Journal* **5**(03), 268–275.

Lee, S. H., M. Lough, and C. Jensen : 2001, 'Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales'. *Water Resources Research* **37**(3), 443–455.

Lepage, F. : 2003, 'Génération de maillages tridimensionnels pour la simulation des phénomènes physiques en géosciences'. Ph.D. thesis, Vandoeuvre-les-Nancy, INPL.

Li, J. and L. Zhang : 2011, 'Connectivity of a network of random discontinuities'. *Computers and Geotechnics* **38**(2), 217–226.

Li, L., S. H. Lee, and C. Jensen : 2009, 'Method, system and apparatus for simulating fluid flow in a fractured reservoir utilizing a combination of discrete fracture networks and homogenization of small fractures'. US Patent 7,565,278.

Lichtner, P. C. : 2000, 'Critique of dual continuum formulations of multicomponent reactive transport in fractured porous media'. *Dynamics of fluids in fractured rock* pp. 281–298.

Lim, K. and K. Aziz : 1995, 'Matrix-fracture transfer shape factors for dual-porosity simulators'. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **13**(3), 169–178.

Long, J. 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., K. Hestir, K. Karasaki, A. Davey, J. Peterson, J. Kemeny, and M. Landsfeld : 1991, *Fluid flow in fractured rock : theory and application*. Springer.

Long, J., J. Remer, C. Wilson, and P. Witherspoon : 1982, 'Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures'. *Water Resources Research* **18**(3), 645–658.

Macé, L. : 2006, 'Caractérisation et modélisation numériques tridimensionnelles des réseaux de fractures naturelles : application au cas des réservoirs'. Ph.D. thesis, Vandoeuvre-les-Nancy, INPL.

Maerten, L. and F. Maerten : 2006, 'Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration : Technique and industry applications'. *AAPG bulletin* **90**(8), 1201–1226.

Masihi, M., P. R. King, P. R. Nurafza, et al. : 2005, 'Fast estimation of performance parameters in fractured reservoirs using percolation theory'. In : *SPE Europec/EAGE Annual Conference*.

Massonnat, G., J. Viszkok, M. Vrignon, et al. : 2002, 'Hierarchical organization of flow network in fractured carbonate reservoirs : identification and characterization of key parameters'. In : *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Matheron, G. : 1965, *Les variables régionalisées et leur estimation : une application de la théorie des fonctions aléatoires aux sciences de la nature*. Paris : Masson.

Matheron, G. : 1967, 'Eléments pour une théorie des milieux poreux'.

Matheron, G. : 1993, 'Quelques inégalités pour la perméabilité effective d'un milieu poreux hétérogène'. *Cahier de géostatistique* **3**.

Matthäi, S., S. Geiger, S. Roberts, A. Paluszny, M. Belayneh, A. Burri, A. Mezentsev, H. Lu, D. Coumou, T. Driesner, et al. : 2007, 'Numerical simulation of multi-phase fluid flow in structurally complex reservoirs'. *Geological Society, London, Special Publications* **292**(1), 405–429.

Matthäi, S. K. : 2003, 'Fluid flow and (reactive) transport in fractured and faulted rock'. *Journal of Geochemical Exploration* **78**, 179–182.

Mattioni, L., A. Chauveau, O. Fonta, V. Ryabchenko, E. Sokolov, R. Mukhametzyanov, S. Shlionkin, V. Zereninov, and I. Bobb : 2010, 'A 3-D fracture model of the Kuyumba oil field (eastern Siberia) reflecting the clay and bed thickness-related fracture-density variations of its dolomite reservoir'.

Mauldon, M., W. Dunne, and M. Rohrbaugh Jr : 2001, 'Circular scanlines and circular windows : new tools for characterizing the geometry of fracture traces'. *Journal of Structural Geology* **23**(2), 247–258.

Maxwell, S., T. Urbancic, et al. : 2005, 'The potential role of passive seismic monitoring for real-time 4D reservoir characterization'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **8**(01), 70–76.

McClure, M. W. : 2009, 'Fracture stimulation in enhanced geothermal systems'. Ph.D. thesis, Stanford University.

McClure, M. W. : 2013, 'Understanding, diagnosing, and modeling the causes of fracture network complexity in unconventional reservoirs'. *The Leading Edge* **32**(12), 1494–1500.

McClure, M. W. and R. N. Horne : 2014, 'Correlations between formation properties and induced seismicity during high pressure injection into granitic rock'. *Engineering Geology* **175**, 74–80.

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), 1149–1162.

Merland, R., G. Caumon, B. Lévy, and P. Collon-Drouaillet : 2014, 'Voronoi grids conforming to 3D structural features'. *Computational Geosciences* **18**(3-4), 373–383.

Mi, Y. and M. Aliabadi : 1992, 'Dual boundary element method for three-dimensional fracture mechanics analysis'. *Engineering Analysis with Boundary Elements* **10**(2), 161–171.

Moinfar, A. : 2013, 'Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs'.

Moinfar, A., A. Varavei, K. Sepehrnoori, R. T. Johns, et al. : 2012, 'Development of a Novel and Computationally-Efficient Discrete-Fracture Model to Study IOR Processes in Naturally Fractured Reservoirs'. In : *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

Montgomery, S. L., D. M. Jarvie, K. A. Bowker, and R. M. Pollastro : 2005, 'Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas : Gas-shale play with multi–trillion cubic foot potential'. *AAPG bulletin* **89**(2), 155–175.

Moreno, L. and I. Neretnieks : 1993, 'Fluid flow and solute transport in a network of channels'. *Journal of contaminant hydrology* **14**(3), 163–192.

Mourzenko, V., J.-F. Thovert, and P. Adler : 1999, 'Percolation and conductivity of self-affine fractures'. *Physical Review E* **59**(4), 4265.

Mourzenko, V., J.-F. Thovert, and P. Adler : 2005, 'Percolation of three-dimensional fracture networks with power-law size distribution'. *Physical Review E* **72**(3), 036103.

Mourzenko, V., J.-F. Thovert, and P. Adler : 2011a, 'Permeability of isotropic and anisotropic fracture networks, from the percolation threshold to very large densities'. *Physical Review E* **84**(3), 036307.

Mourzenko, V., J.-F. Thovert, and P. Adler : 2011b, 'Trace analysis for fracture networks with anisotropic orientations and heterogeneous distributions'. *Physical Review E* **83**(3), 031104.

Mourzenko, V. V., I. Bogdanov, J.-F. Thovert, and P. M. Adler : 2011c, 'Three-dimensional numerical simulation of single-phase transient compressible flows and well-tests in fractured formations'. *Mathematics and Computers in Simulation* **81**(10), 2270–2281.

Muskat, M. and R. D. Wyckoff : 1937, 'Flow of homogeneous fluids through porous media'.

Mustapha, H. : 2008, 'Simulation numérique de l'écoulement dans des milieux fracturés tridimensionnels'. Ph.D. thesis, Université de Rennes 1.

Mustapha, H., R. Dimitrakopoulos, T. Graf, and A. Firoozabadi : 2011, 'An efficient method for discretizing 3D fractured media for subsurface flow and transport simulations'. *International Journal for Numerical Methods in Fluids* **67**(5), 651–670.

Narasimhan, T. : 1982, 'Multidimensional numerical simulation of fluid flow in fractured porous media'. *Water Resources Research* **18**(4), 1235–1247.

Narasimhan, T. and P. Witherspoon : 1976, 'An integrated finite difference method for analyzing fluid flow in porous media'. *Water Resources Research* **12**(1), 57–64.

Nelson, R. : 2001, *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs.* Gulf Professional Publishing.

Nelson, R. A. and J. Handin : 1977, 'Experimental study of fracture permeability in porous rock'. *AAPG Bulletin* **61**(2), 227–236.

Neuman, S. P. : 2005, 'Trends, prospects and challenges in quantifying flow and transport through fractured rocks'. *Hydrogeology Journal* **13**(1), 124–147.

Nicholson, C. and R. L. Wesson : 1992, 'Triggered earthquakes and deep well activities'. *pure and applied geophysics* **139**(3-4), 561–578.

Noetinger, B. : 1994, 'The effective permeability of a heterogeneous porous medium'. *Transport in Porous Media* **15**, 99–127.

Noetinger, B., B. Bourbiaux, M. Delorme, A. Fourno, N. Jarrige, C. Kada-Kloucha, N. Khvoenkova, A. Lange, C. Ponsot-Jacquin, and A. Snoussi : 2011, 'Up-scaling issues in Fractured media'.

Noetinger, B., T. Estebenet, and P. Landereau : 2001, 'A direct determination of the transient exchange term of fractured media using a continuous time random walk method'. *Transport in porous media* **44**(3), 539–557.

Noetinger, B. and N. Jarrige : 2012, 'A quasi steady state method for solving transient Darcy flow in complex 3D fractured networks'. *Journal of Computational Physics* **231**(1), 23–38.

Nolte, D., L. Pyrak-Nolte, and N. Cook : 1989, 'The fractal geometry of flow paths in natural fractures in rock and the approach to percolation'. *Pure and Applied Geophysics* **131**(1-2), 111–138.

Nordqvist, A. W., Y. Tsang, C. Tsang, B. Dverstorp, and J. Andersson : 1992, 'A variable aperture fracture network model for flow and transport in fractured rocks'. *Water Resources Research* **28**(6), 1703–1713.

NRC : 1996, *National Research Council, Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow, Rock Fractures and Fluid Flow :Contemporary Understanding and Applications*. The National Academies Press.

Oda, M. : 1985, 'Permeability tensor for discontinuous rock masses'. *Geotechnique* **35**(4), 483–495.

Oda, M., Y. Hatsuyama, and Y. Ohnishi : 1987, 'Numerical experiments on permeability tensor and its application to jointed granite at Stripa mine, Sweden'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **92**(B8), 8037–8048.

Odling, N. E. : 1992, 'Network properties of a two-dimensional natural fracture pattern'. *Pure and Applied Geophysics* **138**(1), 95–114.

Olson, J. E., S. E. Laubach, and R. H. Lander : 2009, 'Natural fracture characterization in tight gas sandstones : Integrating mechanics and diagenesis'. *AAPG bulletin* **93**(11), 1535–1549.

Olsson, O., L. Falk, O. Forslund, L. Lundmark, and E. Sandberg : 1992, 'Borehole Radar Applied to the Characterization of Hydraulically Conductive Fracture Zones in Crystalline ROCK1'. *Geophysical Prospecting* **40**(2), 109–142.

Oreskes, N., K. Shrader-Frechette, and K. Belitz : 1994, 'Verification, validation, and confirmation of numerical models in the earth sciences'. *Science* **263**(5147), 641–646.

Owen, S. J. : 1998, 'A Survey of Unstructured Mesh Generation Technology.'. In : *IMR*. pp. 239–267.

Ozkaya, S. I. : 2011, 'A Simple Formula To Estimate 2D Fracture Connectivity'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **14**(06), 763–775.

Paillet, F., A. Hess, C. Cheng, and E. Hardin : 1987, 'Characterization of Fracture Permeability with High-Resolution Vertical Flow Measurements During Borehole Pumping'. *Groundwater* **25**(1), 28–40.

Paluszny, A., S. Matthäi, and M. Hohmeyer : 2007, 'Hybrid finite element–finite volume discretization of complex geologic structures and a new simulation workflow demonstrated on fractured rocks'. *Geofluids* **7**(2), 186–208.

Parashar, R. and D. M. Reeves : 2012, 'On iterative techniques for computing flow in large two-dimensional discrete fracture networks'. *Journal of Computational and Applied Mathematics* **236**(18), 4712–4724.

Peaceman, D. W. et al. : 1983, 'Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability'. *Society of Petroleum Engineers Journal* **23**(03), 531–543.

Perez, F. : 2012, 'Production d'hydrogène par la serpentinisation des roches mantelliques : apport de la modélisation à la compréhension des processus physiques et géochimiques'. Ph.D. thesis, Université de Bretagne occidentale-Brest.

Phillips, W. S., J. T. Rutledge, L. S. House, and M. C. Fehler : 2002, 'Induced microearthquake patterns in hydrocarbon and geothermal reservoirs : six case studies'. In : *The Mechanism of Induced Seismicity*. Springer, pp. 345–369.

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), 1629–1643.

Pichot, G., J. Erhel, and J.-R. de Dreuzy : 2012, 'A generalized mixed hybrid mortar method for solving flow in stochastic discrete fracture networks'. *SIAM Journal on scientific computing* **34**(1), B86–B105.

Pichot, G., B. Poirriez, J. Erhel, J.-R. De Dreuzy, et al. : 2013, 'A Mortar BDD method for solving flow in stochastic discrete fracture networks'. In : *accepted, Proceedings of DD21 conference.*

Poirriez, B. : 2011, 'Étude et mise en œuvre d'une méthode de sous-domaines pour la modélisation de l'écoulement dans des réseaux de fractures en 3D'. Ph.D. thesis, Université Rennes 1.

Pourpak, H., B. J. Bourbiaux, F. Roggero, F. Delay, et al. : 2009, 'An integrated methodology for calibrating a heterogeneous/fractured reservoir model from wellbore flow measurements : Case study'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **12**(03), 433–445.

Pouya, A. and A. Courtois : 2002, 'Definition of the permeability of fractured rock masses by homogenisation methods'. *Comptes Rendus Geoscience* **334**(13), 975–979.

Pruess, K. : 1983, 'GMINC-A mesh generator for flow simulations in fractured reservoirs'. *Lawrence Berkeley National Laboratory.*

Pruess, K. : 1992, 'Brief guide to the MINC-method for modeling flow and transport in fractured media'. *Earth science division. Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, Berkeley.*

Pruess, K. and K. Karasaki : 1982, 'Proximity Functions for Modeling Fluid and Heat Flow in Reservoirs with Stochastic Fracture distributions'. *Lawrence Berkeley National Laboratory.*

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., C. D. Montemagno, and D. D. Nolte : 1997, 'Volumetric imaging of aperture distributions in connected fracture networks'. *Geophysical Research Letters* **24**(18), 2343–2346.

Quandalle, P., J. Sabathier, et al. : 1989, 'Typical features of a multipurpose reservoir simulator'. *SPE Reservoir Engineering* **4**(04), 475–480.

Quintard, M., M. Kaviany, and S. Whitaker : 1997, 'Two-medium treatment of heat transfer in porous media : numerical results for effective properties'. *Advances in Water resources* **20**(2), 77–94.

Quintard, M. and S. Whitaker : 1987, 'Ecoulement monophasique en milieu poreux : effet des hétérogénéités locales'. *J. Méca. Théorique et Appliquée* **6**(5), 691–726.

Quintard, M. and S. Whitaker : 1988, 'Two-phase flow in heterogeneous porous media : the method of large-scale averaging'. *Transport in Porous Media* **3**, 357–413.

Quintard, M. and S. Whitaker : 1993, 'One-and two-equation models for transient diffusion processes in two-phase systems'. *Advances in heat transfer* **23**, 369–464.

Quintard, M. and S. Whitaker : 1996, 'Transport in Chemically and Mechanically Heterogeneous Porous Media II : Comparison with Numerical Experiments for Slightly Compressible Single-Phase Flow'. *Advances in Water Resources* **19**(1), 49–60.

Refsgaard, J. C. : 1997, 'Parameterisation, calibration and validation of distributed hydrological models'. *Journal of Hydrology* **198**(1-4), 69–97.

Reiss, L. H. : 1980, *The reservoir engineering aspects of fractured formations*, Vol. 3. Editions Technip.

Renard, P. and G. De Marsily : 1997, 'Calculating equivalent permeability : a review'. *Advances in Water Resources* **20**(5), 253–278.

Renard, P., L. Loc'h, E. Ledoux, G. Marsily, R. Mackay, et al. : 2000, 'A fast algorithm for the estimation of the equivalent hydraulic conductivity of heterogeneous media'. *Water Resources Research* **36**(12), 3567–3580.

Robinson, P. : 1983, 'Connectivity of fracture systems-a percolation theory approach'. *Journal of Physics A : Mathematical and General* **16**(3), 605.

Ronayne, M. J., S. M. Gorelick, and J. Caers : 2008, 'Identifying discrete geologic structures that produce anomalous hydraulic response : An inverse modeling approach'. *Water Resources Research* **44**(8).

Roubinet, D., H.-H. Liu, and J.-R. de Dreuzy : 2010, 'A new particle-tracking approach to simulating transport in heterogeneous fractured porous media'. *Water Resources Research* **46**(11).

Rutledge, J. T. and W. S. Phillips : 2003, 'Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, east Texas'. *Geophysics* **68**(2), 441–452.

Saber Cherif, W., F. Dubois, A. Chrysochoos, L. Cangémi, and N. Brusselle : 2013, 'Modélisation hydromécanique de propagation de fissures dans un milieu poreux déformable : Application au stockage géologique'. In : *11ème Colloque National en Calcul des Structures, Giens*.

Sahimi, M. : 2012, *Flow and transport in porous media and fractured rock : from classical methods to modern approaches*. John Wiley & Sons.

Sahimi, M. and S. Arbabi : 1992, 'Percolation and fracture in disordered solids and granular media : approach to a fixed point'. *Physical review letters* **68**(5), 608.

Sandve, T., I. Berre, and J. M. Nordbotten : 2012, 'An efficient multi-point flux approximation method for Discrete Fracture–Matrix simulations'. *Journal of Computational Physics* **231**(9), 3784–3800.

Sangare, D. and P. Adler : 2009, 'Continuum percolation of isotropically oriented circular cylinders'. *Physical Review E* **79**(5), 052101.

Sarda, J., P. Perreau, and J. Deflandre : 1988, 'Acoustic emission interpretation for estimating hydraulic fracture extent'. *paper SPE* **17723**, 13–15.

Sarda, S., L. Jeannin, R. Basquet, B. Bourbiaux, et al. : 2002, 'Hydraulic characterization of fractured reservoirs : simulation on discrete fracture models'. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* **5**(02), 154–162.

Sausse, J. : 1998, 'Caractérisation et modélisation des écoulements fluides en milieu fissuré. Relation avec les altérations hydrothermales et quantification des paléocontraintes.'. Ph.D. thesis, Université Henri Poincaré-Nancy I.

Scher, H. and R. Zallen : 1970, 'Critical density in percolation processes'. *The Journal of Chemical Physics* **53**(9), 3759.

Shapiro, A. and P. Hsieh : 1994, 'Overview of research at the Mirror Lake site : use of hydrologic, geophysical and geochemical methods to characterize flow and transport in fractured rocks'. In : *US Geological Survey Toxic Substances Hydrology Program-Proceedings of the technical meeting*.

Shchipanov, A., L. Kollbotn, L. M. Surguchev, K. O. Thomas, et al. : 2010, 'A New Approach to Deformable Fractured Reservoir : Case Study of the Ekofisk Field'. In : *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*.

Shchipanov, A., A. Nekrasov, O. Fonta, and D. Potekhin : 2006, 'Modeling of Fracturing of Limestone Petroleum Reservoir Using Fraca Technology'. In : *Saint Petersburg 2006*.

Sisavath, S., V. Mourzenko, P. Genthon, J.-F. Thovert, and P. Adler : 2004, 'Geometry, percolation and transport properties of fracture networks derived from line data'. *Geophysical Journal International* **157**(2), 917–934.

Skjetne, E. and J.-L. Auriault : 1999, 'High-Velocity Laminar and Turbulent Flow in Porous Media'. *Transport in Porous Media* **36**, 131–147. 10.1023/A :1006582211517.

Sneddon, I. : 1946, 'The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid'. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences* **187**(1009), 229–260.

Snow, D. T. : 1969, 'Anisotropie permeability of fractured media'. *Water Resources Research* **5**(6), 1273–1289.

Snow, D. T. : 1970, 'The frequency and apertures of fractures in rock'. In : *International journal of Rock mechanics and Mining sciences & Geomechanics Abstracts*, Vol. 7. pp. 23–40.

Sonnenberg, S. : 2010, 'Fracture development in the Bakken petroleum system'.

Soulaine, C. and M. Quintard : 2014, 'On the use of a Darcy–Forchheimer like model for a macro-scale description of turbulence in porous media and its application to structured packings'. *International Journal of Heat and Mass Transfer* **74**, 88–100.

Stauffer, D. and A. Aharony : 1991, *Introduction to percolation theory*. Taylor and Francis.

Sun, S., J. Sui, B. Chen, and M. Yuan : 2013, 'An Efficient Mesh Generation Method for Fractured Network System Based on Dynamic Grid Deformation'. *Mathematical Problems in Engineering* **2013**.

Sutherland, I. E. and G. W. Hodgman : 1974, 'Reentrant polygon clipping'. *Communications of the ACM* **17**(1), 32–42.

Svensson, U. : 2001, 'A continuum representation of fracture networks. Part I : Method and basic test cases'. *Journal of Hydrology* **250**(1), 170–186.

Tatomir, A., A. Szymkiewicz, H. Class, and R. Helmig : 2011, 'Modeling two phase flow in large scale fractured porous media with an extended multiple interacting continua method'. *Computer Modeling in Engineering and Sciences* **77**(2), 81.

Taylor, W., D. D. Pollard, and A. Aydin : 1999, 'Fluid flow in discrete joint sets : Field observations and numerical simulations'. *Journal of Geophysical Research : Solid Earth (1978–2012)* **104**(B12), 28983–29006.

Teles, V., G. de Marsily, and É. Perrier : 1998, 'A new approach for modelling sediment deposition in an alluvial plain in order to display its heterogeneity'. *Comptes Rendus de l'Academie des Sciences Series IIA Earth and Planetary Science* **327**(9), 597–606.

Teles, V., F. Delay, and G. De Marsily : 2004, 'Comparison of genesis and geostatistical methods for characterizing the heterogeneity of alluvial media : Groundwater flow and transport simulations'. *Journal of hydrology* **294**(1), 103–121.

Terzaghi, R. D. : 1965, 'Sources of error in joint surveys'. *Geotechnique* **15**(3), 287–304.

Tran, N. H. and S. S. Rahman : 2006, 'Modelling discrete fracture networks using neuro-fractal-stochastic simulation'. *Journal of Engineering and Applied Sciences* **1**(2), 154–160.

Tsang, C.-F. and I. Neretnieks : 1998, 'Flow channeling in heterogeneous fractured rocks'. *Reviews of Geophysics* **36**(2), 275–298.

Unsal, E., S. K. Matthäi, and M. J. Blunt : 2010, 'Simulation of multiphase flow in fractured reservoirs using a fracture-only model with transfer functions'. *Computational Geosciences* **14**(4), 527–538.

van Golf-Racht, T. D. : 1982, *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier.

Verscheure, M. : 2010, 'Inversion conjointe des propriétés géométriques et hydrauliques d'un modèle stochastique de réservoirs faillés et fracturés'. Ph.D. thesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris.

Verscheure, M., A. Fourno, and J.-P. Chilès : 2012, 'Joint Inversion of Fracture Model Properties for CO2 Storage Monitoring or Oil Recovery History Matching'. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles* **67**(2), 221–235.

Vitel, S. : 2006, 'Methodology of Fast Transmissibility Determination for Medium-Scale Fractures Systems'. In : *10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.

Vitel, S. : 2007, 'Méthodes de discrétisation et de changement d'échelle pour les réservoirs fracturés 3D'. Ph.D. thesis, PhD dissertation, Nancy Université, Institut National Polytechnique de Lorraine, France.

Vitel, S., L. Souche, et al. : 2007, 'Unstructured upgridding and transmissibility upscaling for preferential flow paths in 3D fractured reservoirs'. In : *SPE Reservoir Simulation Symposium*.

Walsh, J. J. and J. Watterson : 1988, 'Analysis of the relationship between displacements and dimensions of faults'. *Journal of Structural Geology* **10**(3), 239–247.

Wang, J. and T. N. Narasimhan : 1985, 'Hydrologic mechanisms governing fluid flow in a partially saturated, fractured, porous medium'. *Water Resources Research* **21**(12), 1861–1874.

Warpinski, N., J. Uhl, and B. Engler : 1997, 'Review of hydraulic fracture mapping using advanced accelerometer-based receiver systems'. In : *US DOE Natural Gas Conference, Houston, TX*.

Warpinski, N., S. Wolhart, C. Wright, et al. : 2004, 'Analysis and prediction of microseismicity induced by hydraulic fracturing'. *SPE Journal* **9**(01), 24–33.

Warren, J., P. J. Root, et al. : 1963, *The behavior of naturally fractured reservoirs*. SPE Journal.

Wen, X.-H. and J. J. Gómez-Hernández : 1996, 'Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media : An overview'. *Journal of Hydrology* **183**(1), ix–xxxii.

Whitaker, S. : 1986a, 'Flow in porous media I : A theoretical derivation of Darcy's law'. *Transport in porous media* **1**(1), 3–25.

Whitaker, S. : 1986b, 'Flow in porous media II : The governing equations for immiscible two-phase flow'. *Transport in Porous Media* **1**, 105–125.

Witherspoon, P., J. Wang, K. Iwai, and J. Gale : 1980, 'Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture'. *Water Resources Research* **16**(6), 1016–1024.

Wodié, J.-C. and T. Lévy : 1991, 'Correction Non Linéaire de la Loi de Darcy'. *C. R. Acad. Sci. Paris* **312 (II)**, 157–161.

Wu, Y.-S., K. Pruess, et al. : 1988, 'A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs'. *SPE Reservoir Engineering* **3**(01), 327–336.

Xu, C., P. A. Dowd, K. V. Mardia, and R. J. Fowell : 2006, 'A connectivity index for discrete fracture networks'. *Mathematical geology* **38**(5), 611–634.

Xu, T. and K. Pruess : 2001, 'Modeling multiphase non-isothermal fluid flow and reactive geochemical transport in variably saturated fractured rocks : 1. Methodology'. *American Journal of Science* **301**(1), 16–33.

Younis, R., Y. Shao, J. Jiang, et al. : 2014, 'Development of a Multi-Continuum Multi-Component Model for Enhanced Gas Recovery and CO2 Storage in Fractured Shale Gas Reservoirs'. In : *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

Zerrouki, A. A., T. Aïfa, and K. Baddari : 2014, 'Prediction of natural fracture porosity from well log data by means of fuzzy ranking and an artificial neural network in Hassi Messaoud oil field, Algeria'. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **115**, 78–89.

Zhan, H. : 1999, 'On the ergodicity hypothesis in heterogeneous formations'. *Mathematical geology* **31**(1), 113–134.

Table des figures

1.1.1 Schéma simplifié de la structure du sous sol selon Morgan-Stanley 3
1.1.2 Une représentation visuelle de la classification des réservoir fissurés étudiés par Nelson (2001). Les problèmes de production et d'évaluation rencontrés sont aussi répertoriés en fonction de la position relative du réservoir sur ce diagramme où en abscisse la proportion de fractures dans le réservoir va croissante et en ordonnées la contribution des fractures à la perméabilité totale est représentée. . 7
1.1.3 Difficulté à définir la fenêtre d'intérêt (continuité) : en deçà d'un premier seuil, la précision des mesures peut engendrer une variabilité. Au delà d'un autre seuil (numérique) les données ne peuvent être traitées. 9

2.2.1 Définition et notation des frontières entre le milieu matrice M et le milieu fracture F 22
2.2.2 Représentation des écoulements et de la fracturation à plusieurs échelles : du réservoir au pore. 23
2.3.1 Signature caractéristique théorique d'un réservoir fracturé double milieu dans un diagramme log-log de la dérivée de pression d'après (Bourdet, 2002) 26

3.1.1 Exemple de données de caractérisation statique. 31
3.2.1 Représentation simplifiée des écoulements au sein d'une fracture employée dans cette thèse : une conductivité moyenne par fracture discrète. 3.2.1a Fracture scannée dans un carbonate Reiss (1980) et représentation théorique et simplifiée, 3.2.1b Poiseuille Plan . . 35
3.3.1 Exemples d'organisation des réseaux. 36
3.3.2 Représentation de l'orientation des fractures dans l'espace, cas d'une fracture ayant une longueur caractéristique 38
3.5.1 Exemple de réseau géostatistique généré pour reproduire la structure interne du réservoir. 44

3.5.2 Signatures caractéristiques des réservoirs pendant un test hydraulique d'après Clark and Van Golf-Racht (1984) 46
3.6.1 Lien entre les données d'acquisition et les paramètres qui décrivent le modèle de fractures (Delorme et al., 2013a). Une analyse spécifique est nécessaire pour relier et intégrer chacune des données. Les paramètres du modèle de fracture les plus incertains avant la calibration hydraulique sont souvent l'ouverture, la perméabilité et la longueur des fractures. 50

4.2.1 Biais pour dénombrer le nombre d'éléments présents dans un échantillon : selon le critère pour dénombrer le nombre de diodons dans l'échantillon rectangulaire en haut à gauche, on peut en dénombrer 3 (si on s'attache au nombre de bouches) ou 1 (si on compte le nombre de diodons entiers avec les bulles) 61
4.3.1 Conditions aux limites imposées le plus fréquemment pour estimer numériquement un tenseur de perméabilités 67
4.3.2 Étapes de calcul du réseau utile. 70
4.3.3 Calcul de la densité 'vraie' sur un échantillon. 71
4.3.4 Conditions aux limites en 3D : effet de taille verticale finie pour une fracture intersectant 2 faces de la cellule de calcul 72
4.3.5 Fracture traversante orientée avec une normale $\overrightarrow{n}$ soumise à un gradient de pression $\overrightarrow{\nabla} P$ 74
4.4.1 Discrétisation d'une famille de fractures distribuée selon une loi de Von Mises avec une forte dispersion en N classes de fractures C_f d'orientations appartenant à un même intervalle de longueur $d\theta$, 80
4.4.2 Concept du volume exclu en 3D, cas d'une fracture convexe F, vue dans son plan, notations. 85
4.4.3 Calcul du volume exclu en 3D pour tout couple de fractures convexes. Notations et vue du problème dans le plan $P_{\measuredangle 1}$ contenant la normale $\vec{n}_1$ de l'objet 1 et le vecteur directeur d'intersection$\vec{u}_i$. $P_{\measuredangle 1}$ a donc pour normale $\vec{k}_1$. Le centre de l'objet 2 en limite du domaine exclu décrit la forme de l'objet 2 selon une rotation de 180° (qui conserve donc la surface) et un parallélogramme dont la base est $l_{if1}(k1)\vec{u}_i$ et le coté est la plus grande corde de la surface de F_2 projetée sur $P_{\measuredangle 1}$ selon $\vec{k}_1$. 87
4.4.5 Écarts de prédiction entre l'indice d'interconnecitivité Ic_{DFN} et un calcul déterministe (cas 2D) 92

4.4.6 Validation unitaire de l'indice d'interconnectivité 3D. En bleu, le DFN est constitué d'une famille de fractures carrées de taille 1 répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 20 (cas 7701). En orange, le DFN est constitué d'une famille de fractures répondant à une loi de Fisher centrée autour de la verticale avec un paramètre de 50 (cas 7703 données semblables à (Mourzenko et al., 2011a)). En vert, le DFN est constitué de 2 familles de fractures carrées de taille 1, avec 2 dip respectifs de 30 et 60° (cas 7711). Enfin en violet, les 2 familles unitaires sont orthogonales, l'une étant un ensemble de rectangles de ratio de forme 4 (cas 7713). Chacune des courbes en trait plein correspond à l'estimation analytique et les points de la même couleurs correspondent à une moyenne sur 20 réalisations corrigés de α_{cor} pour l'effet de taille finie. 93
4.5.1 Justification quant aux tailles des zones de calculs (volume de calcul constant en 3D) et au nombre de réalisations choisies. 96
4.5.2 Comparaison de Ic_{DFN} à l'indice de connectivité $DDOF$ défini dans (Li and Zhang, 2011; Delorme et al., 2013b) 98
4.5.3 Cas 2D : mise en évidence de deux seuils dans le diagramme Ic_{DFN} 100
4.5.4 Cas 3D : le même comportement est constaté en 3D dans le diagramme Ic_{DFN}. Pour $Ic_{DFN} = Ic_{DFNp} \approx 1$, la taille de l'amas maximal augmente brutalement tandis que pour $Ic_{DFNl} \approx 3$, l'amas maximal regroupe plus de 96% des éléments du réseau. Ce second seuil est moins marqué qu'en 2D mais semble s'appliquer pour des fractures suivant une loi continue anisotrope en orientation et pour des réseaux de 2 familles. Pour les cas présentés, les fractures carrées ont un coté de longueur 1 tandis que les fractures « rect_4 » ont une longueur de 4 m et une hauteur de 1 m. Les cas à 2 familles n'ont pas de dispersion des orientations. 101
4.5.5 Caractère unificateur de Ic_{DFN} 102
4.5.6 Au seuil de linéarité $Ic_{DFN} \approx 3$, la pente de la solution numérique converge vers celle du modèle de Oda (1985) (paragraphe 4.3.2.2) pour les grandes densités de fracturation. 104
4.6.1 Comparaison de 4 méthodes dont 3 convergent pour un indice de connectivité élevé. La méthode Fraca correspond au calcul pseudo 2D (Sarda et al., 2002), la méthode autocohérent a été développée et calculée par (Barthélémy, 2009). La méthode SLM3D (Khvoenkova and Delorme, 2011) est détaillée dans le chapitre 6. La décroissance de la dispersion numérique (violet) permet de vérifier que le VER est atteint. 107

4.6.2 Comparaison de 4 méthodes dont 3 convergent lorsque l'indice d'interconnectivité Ic_{DFN} est élevé (densité de fractures grande). . . . 108
4.7.1 Mise en œuvre sur un réservoir synthétique d'une méthode combinée de calcul de perméabilités équivalentes à l'aide de l'indice de connectivité et du logiciel FracaFlow (Khvoenkova et al., 2009; IFPEN and Franlab, 2014). Les temps de calculs on été divisés par 4. Une famille de fractures dépend de la courbure du réservoir, une autre est liée à la distance aux failles tandis que la troisième a une densité reliée aux facies géologiques. 111
4.7.2 Visualisation des 3 états de connectivité en 2D : seuls les amas connectés aux conditions aux limites (les faces) sont représentés . . 112

5.1.1 Représentation géométrique 2D de deux volumes de contrôle quelconques voisins et définition des paramètres entrant dans l'estimation de la partie géométrique de la transmissivité 120
5.2.1 Série de 25 fractures planes elliptiques plongées dans une grille d'un million de pixels réguliers pour représenter un milieu fracturé dans une maille de 100 m d'après (Bailly et al., 2009) 122
5.2.2 Réduction du nombre de degrés de libertés par la méthode des Mortars sur un même DFN, le pas de maillage n'est pas uniforme sur chaque fracture Pichot et al. (2010) 124
5.2.3 Maillage adapté selon les singularités (Mustapha et al., 2011) . . . 125
5.2.4 Représentation de fractures contraintes par un maillage initial, exemple extrait de (Asahina et al., 2014) 126
5.3.1 Réseau avant et après décimation d'après Vitel et al. (2007) ainsi qu'un schémas illustrant la transformation « étoile-polygone » (Karimi-Fard et al., 2006). 130
5.3.2 Formes simplifiées pour représenter la double porosité dans les modèles de réservoirs 131
5.3.3 Idéalisation du milieu fracturé avec le modèle MINC pour une géométrie régulière ou pour un milieu fracture discret (Pruess, 1983) . 135
5.4.1 Méthodologie et maillage Fraca 139
5.4.2 Modèles « embedded » 5.4.2a (a) Quand une portion de fracture traverse une maille matrice, il existe une NNC entre le volume de contrôle de la fracture et la cellule de matrice. (b) Lorsque deux plans de fracture se coupent dans une même maille matrice, il existe une NNC entre les volumes de contrôle des nœuds fractures correspondantes. La ligne noire indique la ligne d'intersection. (c) Lorsque qu'une fracture traverse plusieurs mailles matrice, il existe une NNC entre les volumes de contrôle de fractures correspondantes. 5.4.2b hiérarchie supposée dans le milieu discret. 142

5.4.3 Placement des inconnues de pression matrice sur la grille superposée selon (Roubinet et al., 2010) 145

6.1.1 Étapes principales de l'algorithme du Maillage 3D. 153
6.2.1 Octree : définition de la racine, des feuilles, des nœuds et du rang. Chaque nœud a 8 enfants en 3D. Une feuille est un élément ne possédant pas d'enfants (le test d'arrêt est réalisé). 155
6.2.2 Exemple de discrétisation des segments en nœuds pour approcher un Voronoï de segments 2D dans chaque plan de fracture : un noeud est créé au centre de chaque trace d'intersection. Si 2 traces s'intersectent, un nœud est créé de part et d'autre de chaque portion. 158
6.2.3 Mise en place des points intermédiaires de voronoï 160
6.2.4 Composition des mailles et calcul des volumes de contrôle dans chaque fracture 161
6.2.5 Calcul schématique des transmissivités entre deux segments d'intersection (bleu foncé) appartenant à une même fracture. Si un seul nœud par segment est finalement créé (Les cellules du Maillage 3D sont jaune et bleu claire), les points intermédiaires de Voronoi sont utilisés pour calculer les termes d'échange. Les transmissivités intermédiaires sont représentées par les flèches vertes entre les points de Voronoï (rouges). 162
6.2.6 Configurations particulières : Si 2 traces de fractures s'intersectent dans le plan d'une autre fracture (intersection triple), nous sommes contraints de créer 2 nœuds fractures par trace pour éviter la création de cellules non connexes. 163
6.2.7 Une fracture intersectée par 4 autres fractures, notations. Chaque trace i d'intersection $\partial\Omega_{F,i}$ a une longueur $l_{\partial\Omega_{F,i}}$ et une normale $\vec{n}_{\partial\Omega_{F,i}}$. Pour un problème unitaire, une trace a une pression imposée à 1 et les autres à 0. 164
6.2.8 Comparaison des volumes de contrôle et termes de transmissivité dans un plan de fracture entre une méthode finement maillée et la méthode SLM3D 166
6.3.1 Visualisation du maillage matrice découpé par un procédé Octree . 167
6.3.2 Exemple en coupe 2D des 2 configurations possibles d'échanges Matrice-Matrice : (a) échange par un quart de face, (b) échange avec une maille de même taille 168
6.3.3 Exemple de configurations possibles pour le calcul d'échanges Matrice-Fracture 169

6.3.4 Calcul de la fonction de voisinage dans une maille Octree (Matrice) traversée par des fractures. L'implémentation actuelle utilise le même algorithme mais seule la distance moyenne à la fracture est utilisée. 171
6.5.1 Variation des temps de calcul moyen sur un seul processeur cadencé à 3.6 GHz : Résolution du système (méthode LU) et discrétisation, obtenus sur différents DFNs pour calculer des paramètres équivalents 176
6.5.2 Comparaison de perméabilités équivalentes simulées à l'aide de 3 méthodologies de maillage différentes Smeared (Fourno et al., 2013), Mixte hybride (De Dreuzy et al., 2013) et SLM3D (Khvoenkova and Delorme, 2011) . Á titre informatif, le nombre de nœuds utilisés dans le SLM3D est de 134, celui utilisé dans la méthode mixte est de 5.10^4 *à* 5.10^5 et celui avec la méthode Smeared est de 2.10^5 *à* 2.10^6 nœuds. La géométrie du DFN est donnée annexe (C). 179
6.5.3 Comparaison des résultats obtenus avec la méthode SLM3D et une solution analytique du logiciel Saphir, les paramètres équivalents utilisés sont calculés avec la méthode SLM3D 180
6.6.1 Simulation de tests de puits avec la méthode SLM3D (IFPEN and Franlab, 2014) 182
6.6.2 Simulation du comportement triple porosité à l'aide d'un DFN . . 183
6.6.3 Données classiques : Pression au puits (rose), débit d'injection (bleu) et nuage microsismique pendant un stage de fracturation sur le puits Nesson41x36 dans les Bakken. Notons que dans FracaFlow, les débits d'injection sont représentés de façon conventionnelle par des valeurs négatives, l'amplitude augmentant donc vers le bas sur les graphiques. 186
6.6.4 Exemple de résultat obtenu pour le puits Nesson 44X dans les bakken (Delorme et al., 2013a), les données pour contraindre le modèle ont été préalablement interprétées par d'autres auteurs. . 191
6.6.5 Résultats obtenus (non publiés à ce jour) pour un test de « prédictibilité » du modèle. Le stage 2 a été simulé avec les propriétés calibrées sur les mesures du stage 1 puis comparé aux mesures du stage 2, ... 193
6.6.6 Workflow de caractérisation, intégré dans le logiciel FracaFlow . . 194

6.7.1 Méthodologie de caractérisation combinant les approches discrètes et continues 201

Liste des tableaux

1 Nomenclature et conventions employées dans le manuscrit xiii

1.1 Diagramme général de caractérisation et modélisation d'un réservoir naturellement fracturé selon (Macé, 2006) 5

3.1 Quelques mesures d'ouvertures de fractures publiées 43
3.2 Étapes principales pour construire le modèle réservoir 53

4.1 nomenclature du chapitre 60
4.2 Relations stéréologiques à partir d'observations réalisées dans un plan Π, sous l'hypothèse que la densité d_{30} des objets est uniforme (Adler et al. (2009, 2011), p52). Les objets ont une aire égale à $\langle A \rangle$, un périmètre égal à $\langle P \rangle$. α est l'angle entre la normale $\vec{n}_{\Pi}$ du plan Π, et la normale moyenne des objets. $\vec{p}$ est la trace dans le plan d'observation Π et β_{12} est l'angle entre les 2 fractures. (*) est une généralisation des formules isotropes mais ne s'applique pas à tous les réseaux anisotropes. 63
4.3 Quelques valeurs de seuils de percolation d'après Adler et al. (2011) 65
4.4 Volumes exclus pour des réseaux isotropes en orientations. Les valeurs marquées d'une [*] se déduisent de l'Équation(4.4.2) . . . 80
4.5 Volumes exclus pour des réseaux anisotropes en orientations de fractures aux formes quelconques convexes. Les valeurs marquées d'une [*] se déduisent de l'Équation4.4.13 81

5.1 Quelques facteurs de forme analytiques pour les transferts monophasiques et références pour estimer les termes d'échange Matrice-Fracture 133
5.2 Quelques méthodes systématiques d'estimation des fonctions de forme 133
5.3 Quelques expressions de la fonction de proximité d'après Pruess and Karasaki (1982) 137

5.4 Valeurs analytiques de la distance moyenne du milieu fracture au milieu matrice dans une maille cubique d'après (Hajibeygi et al., 2011; Moinfar, 2013) 144
5.5 Classification de quelques modèles de discrétisation pour les écoulements monophasiques, ... 147

6.1 Exemples de temps de calcul et de discrétisation (temps maillage) obtenus sur différents DFNs pour calculer des paramètres équivalents. Le temps pour discrétiser le milieu dépend du nombre de fractures ($nb_{fractures}$) et de la taille de l'amas principal ($TailleAmasMaxi$). Plus la densité est élevée, plus le nombre de nœuds (nb_{noeuds}) et de transmissivités ($nb_{transmissivités}$) augmentent. 175
6.2 Quelques résultats numériques pour le calcul de la perméabilité dans le cas des boites à sucre. Lx, Ly et Lz sont les tailles du domaine de simulation et N_{bx}, N_{by} et N_{bz} sont les nombres de fractures dans la direction considérée. Les conductivités de toutes les fractures sont fixées à 100 mD.m. k_i est la solution analytique et k_iSLM3D 177

C.1 Géométrie du DFN de 33 fractures utilisé pour comparer les résultats des 3 méthodes : SLM3D, SMEARED, MORTAR. Les fractures sont des ellipses de grand axe $axeMaj$, de petit axe $axeMin$ et de centre *centre*. La conductivité est choisie unitaire (1 mD) et la boite de calculs, centrée en (0,0,0) est un cube d'arête 1. 250

Liste des algorithmes

6.1 Calcul de connexité par un algorithme d'union équilibré. L'arbre du graphe proposé est inconnu au moment de le créer. On déclare un tableau « forêt » de n éléments correspondant à chaque sommet. Le contenu de chaque case i du tableau est le sommet j vers lequel pointe le sommet i : si c'est une racine, i pointe vers lui-même ; sinon il pointe vers un autre sommet j différent de i . La taille de chaque arbre est stockée dans un tableau *taille* de taille n de valeur initiale 1. $taille[i]$ correspond à la taille de l'amas (ou arbre) ayant pour racine i. On vérifie ensuite que tous les sommets appartiennent finalement au même arbre pour déterminer la taille de l'amas le plus grand auquel appartient chaque élément. 154
6.2 Algorithme de construction de l'octree équilibré, utilisé à la fois pour le calcul des intersections et pour le maillage du milieu matrice. 156
6.3 Algorithme d'intersection et/ou de troncationd'un polygone convexe plan dans un volume 3D 157
6.4 Intersection de polygones Si 2 polygones plans (non coplanaires) s'intersectent, c'est selon une droite de vecteur directeur $\vec{u}$, alors on applique 2 fois (dans chaque polygone respectif) l'algorithme de (Sutherland and Hodgman, 1974) pour déterminer l'intersection entre les polygones : 157

6.5 L'algorithme de Fortune (1987) permet le calcul d'un diagramme de Voronoï plan à l'aide d'une ligne de balayage. L'idée générale consiste à balayer le plan contenant les points du diagramme de gauche à droite avec une ligne verticale ; on construit le diagramme de Voronoï progressivement selon les configuration rencontrées. L'astuce de Fortune est de considérer un front parabolique et une quatrième dimension (en plus de x, y, t) pour représenter l'avancée d'un processus de diffusion le long d'un plan. 2 types d'événements p, attachés à des arcs de parabole, sont contenus dans une file ordonnée : les événements de type site sont les points initiaux correspondant à l'arrivée de la ligne de balayage et les événements de type cercle sont les sommets du diagramme où trois arcs de parabole s'intersectent en un point anguleux (De manière équivalente, on parle d'un cercle de Delaunay contenant 3 sites au moins). 159

Annexes

Annexe A

Définitions et notations

— L'opérateur gradient est noté $\vec{\nabla}(\,)$
— L'opérateur divergence est noté div

A.1 Formulations

A.1.1 Dérivée particulaire

Scalaire

$$\frac{ds}{dt} = \frac{\partial s}{\partial t} + \vec{\nabla} s . \overrightarrow{v}$$

Vectorielle

$$\frac{d\overrightarrow{f}}{dt} = \frac{\partial \vec{f}}{\partial t} + \left(\vec{\nabla}\overrightarrow{f}\right).\vec{V} \tag{A.1.1}$$

où $\vec{V}$ est la vitesse de la particule.

A.1.2 Identité

$$div(f\vec{V}) = f div\vec{V} + \left(\vec{\nabla} f\right).\vec{V} \tag{A.1.2}$$

A.1.3 Green-Ostrogradski,

$$\iiint_V (div(\vec{g}))\, dV = \oiint (\vec{g}.\vec{n}dS) \tag{A.1.3}$$

où $\vec{g}$ est un vecteur quelconque de $\mathbb{R}^3$,

A.1.4 Théorème de Transport (Reynolds), formule de Leibniz généralisée

Le théorème de transport est important en mécanique puisqu'il permet de différentier, par rapport au temps, des intégrales dont les bornes sont fonctions du temps afin d'en déduire l'ensemble des équations fondamentales (conservation de la masse, conservation de l'énergie, quantité de mouvement). Il s'établit comme suit :

$$\frac{d}{dt}\iiint_V f dV = \iiint_V \left(\frac{\partial f}{\partial t} dV\right) + \oiint (f\vec{u}.\vec{n}dS) \tag{A.1.4}$$

où V est un volume de contrôle, fermé, contenant une certaine masse de fluide ; S est la surface enveloppant ce volume ; $\vec{n}$ est la normale unitaire sortante à la surface S et $\vec{u}$ est la vitesse de déplacement du fluide à la frontière S ;

On peut l'interpréter de cette façon : La variation temporelle d'une quantité f définie sur un volume de contrôle V est égale à la somme de la variation de f au cours du temps au sein du volume de contrôle (variation dite locale) avec le flux de f à travers la surface S enveloppant le volume de contrôle.

En appliquant le théorème de Green-Ostrogradski, on peut aussi l'écrire sous sa forme "faible" :

$$\frac{d}{dt}\iiint_V f dV = \iiint_V \left(\frac{\partial f}{\partial t} + \nabla.(f\vec{u})\right) dV \tag{A.1.5}$$

Dans notre cas, la notion de volume de contrôle est importante : c'est un volume fluide, ses frontières sont fluides et se déplacent comme le reste du fluide ; la vitesse $\vec{u}$ à la frontière S coïncide avec la vitesse locale du fluide.

Annexe B

Lois de distribution scalaires

Loi logNormal

La loi log-normale est définie à l'aide de l'espérance μ et de l'écart type σ du logarithme de la variable via la densité de probabilité :

$$f(x)_{\mu,\sigma} = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp(-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}) \tag{B.0.1}$$

Loi exponentielle

La loi exponentielle est quant à elle définie par son espérance μ :

$$f(x)_{\mu} = \frac{1}{\mu} \exp(\frac{x}{\mu}) \tag{B.0.2}$$

Loi puissance

Elles permettent de décrire tous les phénomènes qui présentent une invariance d'échelle, c'est à dire que pour un changement d'échelle de la variable, la fonction est seulement multipliée par un coefficient :

$$f(cx) = a\,(cx)^{\alpha} = c^{\alpha} f(x) \tag{B.0.3}$$

On utilise aussi le fait que dans un graphique loglog, son tracé est une droite de pente α et d'abscisse $\log a$ (Darcel, 2002; Verscheure, 2010)

Loi de Von Mises

La loi de von Mises (appelée également distribution de Tikhonov) est définie par deux paramètres μ et κ qui contrôlent respectivement la valeur moyenne et la

concentration (ou dispersion). Plus κ est grand, plus la distribution se concentre autour de μ. Pour un angle α donné, elle est définie par sa densité de probabilité :

$$f(\alpha)_{\mu,\kappa} = \frac{\exp(\kappa \cos(\alpha - \mu))}{2\pi I_0(\kappa)} \tag{B.0.4}$$

avec I_0 la fonction de Bessel modifiée d'ordre 0.

Loi de Fisher

Pour définir les orientations, on utilise aussi très souvent la loi de Fisher définie par sa densité de probabilité d'une variable aléatoire réelle distribuée de paramètre ν_1, ν_2 :

$f(x) = \frac{\left(\frac{\nu_1 x}{\nu_1 x+\nu_2}\right)^{\nu_1/2} \left(1-\frac{\nu_1 x}{\nu_1 x+\nu_2}\right)^{\nu_2/2}}{x\,(\nu_1/2,\nu_2/2)}$

où $(x, y) = \int_0^1 t^{x-1}(1-t)^{y-1}\mathrm{d}t$.

Une loi normale bidimensionnelle peut aussi être employée.

Tirage selon une loi de distribution

Connaissant la fonction de répartition F_X, pour simuler n variables aléatoires selon une loi de distribution donnée quelconque, à partir des nombres produits par un générateur pseudo-aléatoire du type srand sur $[O, 1]$, il suffit de faire une recherche dichotomique dans le tableau échantillonné de la fonction de répartition pour en trouver la valeur. Des algorithmes plus performants (méthode des alias) peuvent aussi être employés mais ils n'ont pas été développés dans notre générateur. On utilise le fait que la somme des probabilités fait 1 et que la probabilité que X se trouve dans l'intervalle]a, b] si a< b est donnée par :

$$P(a < X \leq b) \;=\; F_X(b) - F_X(a). \tag{B.0.5}$$

Annexe C

Géométrie du DFN utilisé pour le calcul de mise à l'échelle

numFrac	centre.x	centre.y	centre.z	axeMaj.x	axeMaj.y	axeMaj.z	axeMin.x	axeMin.y	axeMin.z
0	-0.605552	0.0352354	-1.49267	-0.0580074	0.18504	0.981017	-0.453209	-0.880457	0.139274
1	-0.89334	-0.400268	1.31365	-0.337796	0.681209	-0.649499	-0.347936	0.550805	0.758653
2	1.23809	-0.645451	0.263782	0.144731	0.88906	0.434311	0.612894	-0.425141	0.666045
3	-0.550307	-0.141656	0.21529	-0.78423	0.40833	-0.467172	-0.602251	-0.31983	0.731438
4	-0.403905	0.594814	0.917911	-0.816797	0.262714	-0.513637	0.279034	0.959138	0.0468512
5	-0.4395	1.3771	1.21933	-0.558211	-0.7039	-0.439232	-0.809452	0.578254	0.102025
6	0.911529	0.0350788	-1.03828	0.247875	0.523155	0.815394	-0.824697	-0.327707	0.460959
7	1.49515	0.89937	-1.25027	-0.50014	-0.620523	0.603996	0.859689	-0.439493	0.260348
8	-0.065507	0.881929	0.388857	0.540179	0.548392	0.638336	0.490848	-0.821447	0.290332
9	-0.615441	-0.536391	0.905339	-0.0386397	0.675705	-0.736158	-0.494404	0.627288	0.601726
10	0.118974	0.564764	1.28127	0.754367	0.390651	-0.527563	-0.448827	0.8934	0.0197647
11	-1.28799	0.569235	1.09361	0.668015	-0.692099	0.273414	-0.733276	-0.674789	0.0834586
12	-0.946	1.31116	-1.39998	0.976203	0.201366	0.0804969	-0.203951	0.726347	0.656372
13	-1.25291	1.08895	-0.209415	0.349662	0.932659	0.0887878	-0.761144	0.22754	0.60736
14	0.598162	-1.0334	0.330682	-0.0586049	0.221897	0.973307	-0.937919	-0.346127	0.0224367
15	-0.19543	-0.290099	1.04607	0.294788	0.137668	-0.945594	-0.393288	0.919347	0.0112391
16	0.801183	0.236611	0.63325	0.438173	0.556254	0.706106	-0.512216	-0.491008	0.70466
17	0.261866	1.07113	1.23899	-0.860144	0.257457	-0.440305	-0.0337346	0.83265	0.552772
18	-0.156233	0.984278	-0.516986	0.650247	0.302499	0.696903	-0.734451	0.0156686	0.67848
19	-0.685921	0.471553	0.201011	-0.234965	-0.625273	0.744194	0.960209	-0.268228	0.0778012
20	-0.556788	-0.0860719	0.201042	-0.853704	0.0550544	0.51784	0.330268	-0.711593	0.620128
21	0.311152	0.975167	-1.27096	0.488432	0.74115	0.460577	-0.558688	-0.13984	0.817504
22	1.38598	-1.03032	-0.214105	0.103505	0.324888	-0.940071	-0.854393	0.512925	0.0831955
23	-1.2909	-1.40419	0.824928	0.288555	-0.333689	-0.897434	0.883829	0.453294	0.115634
24	-0.412433	-1.49553	-0.57537	-0.127126	0.646413	0.752322	0.833753	-0.341226	0.434075
25	-0.0616668	-1.05821	0.93498	-0.662228	-0.237724	0.710592	0.694012	-0.552124	0.462068
26	-1.44673	0.580288	0.459689	0.528938	-0.385756	0.755921	-0.696162	-0.70665	0.126511
27	1.14956	0.849776	0.775449	0.449281	0.447584	0.773185	-0.547665	-0.545782	0.634181
28	0.191919	1.49082	0.105882	0.211102	0.882181	0.420944	-0.497698	-0.273635	0.823056
29	1.4466	1.37002	-1.31056	0.203988	0.876058	0.436933	0.127686	-0.466314	0.875356
30	-0.602365	0.436759	0.86472	0.325351	0.91486	0.239119	0.0398106	-0.265906	0.963177
31	1.29519	-0.841295	-1.0236	0.270894	0.827984	0.490977	0.927715	-0.360645	0.0963306
32	0.563041	-0.0198991	-0.263317	-0.776138	-0.306492	0.551065	0.603947	-0.612554	0.509927

TABLE C.1 – Géométrie du DFN de 33 fractures utilisé pour comparer les résultats des 3 méthodes : SLM3D, SMEARED, MORTAR. Les fractures sont des ellipses de grand axe $axeMaj$, de petit axe $axeMin$ et de centre $centre$. La conductivité est choisie unitaire (1 mD) et la boite de calculs, centrée en (0,0,0) est un cube d'arête 1.

Écoulements en milieux fracturés : vers une intégration des approches discrètes et continues

Simuler les réservoirs souterrains permet d'optimiser la production d'hydrocarbures. Les réservoirs naturellement ou hydrauliquement fracturés détiennent une part importante des réserves et exhibent un degré élevé d'hétérogénéité : les fractures, difficiles à détecter, impactent fortement la production via des réseaux préférentiels d'écoulement. Une modélisation précise de ces forts contrastes permettrait d'optimiser l'exploitation des ressources tout en maîtrisant mieux les risques environnementaux. L'enjeu est de prédire les processus d'écoulement multi- échelles par un modèle simplement paramétrable.

Une stratégie de simulations, qui améliore la fiabilité et les temps de calculs est mise au point dans cette thèse. Elle permet de simuler numériquement ou analytiquement la complexité d'un réservoir fracturé à grande échelle. Ces techniques dont l'intérêt est démontré sur un réservoir de roche mère trouvent des applications en géothermie ou dans la gestion des ressources en eau.

Flow in fractured media: towards integration of discrete and continuous methods

Fluid flow simulation is used to optimize oil and gas production. Naturally or hydraulically fractured reservoirs hold a significant part of reserves, difficult to assess. Fractures may create preferential flow paths heavily impacting fluid flow. Accurate modeling of fractured media accounting for strong contrasts would allow operators to optimize resources exploitation while better controlling environmental risks.

Integrating sparse available data, we aim at predicting fluid flow processes occurring in the earth's subsurface accounting for multi-scale fractures with a simply parameterized model. Improving the computational time and results reliability, we propose a full integrated strategy suitable for fractured reservoir specificities by simulating the fractures complexity on large scales. The techniques developed in this thesis, whose interest is demonstrated in an unconventional field case study, can find other applications in geothermal engineering and water resources management.