

# Modélisation de l'écoulement de deux fluides non miscibles dans des milieux fracturés; application à l'injection d'eau à grande profondeur et à la recherche d'eau douce en milieu côtier.

Clément Baujard

▶ **To cite this version:**

Clément Baujard. Modélisation de l'écoulement de deux fluides non miscibles dans des milieux fracturés; application à l'injection d'eau à grande profondeur et à la recherche d'eau douce en milieu côtier.. Sciences of the Universe [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2005. English. NNT : . pastel-00001620

**HAL Id: pastel-00001620**
**https://pastel.hal.science/pastel-00001620**

Submitted on 17 May 2006

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

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

MINES PARIS

**THÈSE**

présentée à

**L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris**

par

**Clément Baujard**

pour l'obtention du titre de

Docteur

en

Hydrologie et Hydrogéologie Quantitatives

---

# Modélisation de l'écoulement de deux fluides non miscibles dans des milieux fracturés ;

## application à l'injection d'eau à grande profondeur et à la recherche d'eau douce en milieu côtier

---

*Soutenue le 16 décembre 2005 devant le jury composé de :*

| | |
|---|---|
| J.P. HULIN | Rapporteur |
| B. NOETINGER | Rapporteur |
| L. DORBATH | Président |
| S. GENTIER | Examinatrice |
| T. KOHL | Examinateur |
| D. BRUEL | Directeur de thèse |

MINES PARIS

**THÈSE**

présentée à

**L'École Nationale Supérieure des Mines de Paris**

par

**Clément Baujard**

pour l'obtention du titre de

Docteur

en

Hydrologie et Hydrogéologie Quantitatives

---

# Modélisation de l'écoulement de deux fluides non miscibles dans des milieux fracturés ;

## application à l'injection d'eau à grande profondeur et à la recherche d'eau douce en milieu côtier

---

*Soutenue le 16 décembre 2005 devant le jury composé de :*

| | | |
|---|---|---|
| J.P. HULIN | Directeur de recherche CNRS | Rapporteur |
| B. NOETINGER | Institut Français du Pétrole | Rapporteur |
| L. DORBATH | Directeur de recherche IRD-EOST | Président |
| S. GENTIER | Ingénieur BRGM | Examinatrice |
| T. KOHL | Professeur associé ETH Zürich | Examinateur |
| D. BRUEL | Maître de recherche EMP | Directeur de thèse |

# Remerciements

L'étude présentée ici a été effectuée au feu Centre d'Informatique Géologique (aujourd'hui Centre de Géosciences) de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, et est essentiellement consacrée à la modélisation de certains processus ayant lieu sur le site d'expérimentation de géothermie à grande profondeur à Soultz-sous-forêts, en Alsace. Ce travail n'aurait put être réalisé sans le concours de quelques (beaucoup en fait) personnes que je tiens ici à remercier.

J'aimerais tout d'abord remercier très chaleureusement mon directeur de thèse Dominique Bruel, pour sa disponibilité quasi permanente à mon égard, ainsi que pour son ouverture d'esprit. En effet il est difficile de prendre en main un code numérique tel que FRACAS, sur lequel plusieurs générations de thésards ont travaillé, et dont le nombre de personnes sachant l'utiliser dans le monde se compte sur les doigts d'une main... Dominique a toujours su répondre rapidement et de manière claire et précise à toutes mes questions concernant ce code. Les séjours en Alsace ou aux différents congrès effectués en sa compagnie ont tous été très enrichissants, tant sur un plan académique qu'humain. Je ne doute pas que nous continuerons à nous croiser par la suite, et ce sera à chaque fois pour moi un grand plaisir de revoir Dominique. J'aimerais également remercier Messieurs Alain Tabbagh et Emmanuel Ledoux, qui m'ont fait confiance en m'autorisant à rejoindre le CIG. Je remercie également ici Messieurs Hulin et Noetinger qui ont accepté de rapporter cette thèse, ainsi que Louis Dorbath, Sylvie Gentier et Thomas Kohl qui ont accepté de faire partie de ce jury, et que je serai ammené à revoir dans un futur très proche.

Ce travail a été essentiellement effectué seul, devant un écran, une souris ou un clavier sous les doigts. Cependant, trois séjours sur le site d'expérimentation en Alsace ont été effectués pendant cette thèse. Outre les bienfaits à la santé non négligeables que peuvent offrir ces voyages dans cette ancienne station thermale qu'est Soultz-sous-forêts, ils m'ont permis d'obtenir une vue d'ensemble du site et des problèmes posés. Nous avons ainsi pu récupérer facilement beaucoup de données, et confronter directement nos résultats à la réalité, chose essentielle pour un modélisateur. Je tiens donc ici à remercier l'ensemble de la communauté scientifique de Soultz-sous-forêts, pour nous avoir à chaque fois accueilli chaleureusement et parfaitement intégré dans le groupe de travail. Le partage des données, indispensable mais souvent problématique dans le domaine de la recherche, a été grandement facilité par ces échanges riches entretenus avec diverses personnes du groupe. Plus particulièrement, mes remerciements les plus sincères vont à André Gérard, pour ses idées conceptuelles sur le réservoir, indispensables au travail de modélisation, et le plus souvent très intéressantes, mais également à d'autres, comme Dimitra Teza ou Roy Baria.

Le Centre d'Informatique Géologique est un centre de recherche dynamique et agréable, dans lequel des permanents (au nombre d'une vingtaine) encadrent des thésards (au nombre d'une dizaine). J'aimerais remercier ici tous les membres du CIG, permanents, personnels administratifs et thésards, et plus particulièrement Io, Pascal pour son dévouement au parc

informatique du CIG, Flo-météo, Alex-le-papa, Christophe le-breton, Olivie, Charlie , Nico, Caro, Catherine-la-bien-aimée-malheureuse, Marco, July, Xarris-le-grec, Dialectou Pangali (je sais on ne l'écrit pas comme ça mais elle ne lira probablement jamais ces lignes), et tous les footballeurs de Fontainebleau qui m'ont permis d'éviter un délabrement complet de mon corps pendant ces trois années.

Sur un plan plus personnel, j'aimerais également remercier Joël qui a partagé son appartement avec moi pendant deux ans à Fontainebleau, popa, moman, ptite soeur et Ju, mais aussi Fonti, Sophie, Alois, Pcd, Jojo, Jim, Mel, Julie et Jeff, sans oublier Caro, et bien sur le chat Maoi, qui a adoré ces heures passées à dormir sur l'écran de mon ordinateur, bercée par le bruit du clavier et enveloppée par la chaleur du tube cathodique.

Bref, ce fut un plaisir.

# Résumé

Le site de Soultz-sous-forêts (Alsace) est depuis 1987 le siège d'un programme européen de recherche pour la production d'électricité à grande échelle grâce à la géothermie, the European Hot Dry Rock Geothermal Research Programme. Aujourd'hui, trois puits allant à plus de 5 $km$ de profondeur dans le socle granitique ont été forés sur ce site. Une boucle géothermale, constituée du forage de réinjection au centre et de deux forages de production est établie, et l'exploitation de la chaleur via un échangeur thermique en surface permet d'envisager une production énergétique importante.

Nos travaux s'orientent en premier lieu vers une modélisation interprétative plus que prédictive, à l'aide d'un outil numérique capable d'intégrer un couplage hydromécanique important. Il s'agit de pouvoir expliquer les mesures effectuées *in situ* grâce à la simulation du développement du réservoir géothermique et de la circulation induite par les injections. Le développement du réservoir est effectué par stimulation hydraulique, technique consistant à injecter de l'eau à très haute pression afin de dépasser le seuil de rupture en cisaillement des fractures. Ainsi la distribution des pressions en profondeur est-elle une donnée indispensable à la compréhension des phénomènes observés. Or, le contraste de densité entre l'eau douce et froide provenant de la surface et les saumures à 200 $^{\circ}C$ présentes en profondeur se traduit par des observations de terrain très complexes qui pourraient être abordées en considérant ces deux fluides comme deux phases non miscibles. Le code de simulation d'écoulement en milieu fracturé FRACAS développé au Centre d'Informatique Géologique, prenant le parti d'une modélisation par le biais d'un réseau discret de fractures où l'écoulement dans la matrice rocheuse est négligé, a déjà été utilisé pour la prévision du comportement thermo-mécanique du système hydraulique de Soultz-sous-forêts. Il a été décidé de faire évoluer ce code afin de rendre possible la gestion d'un écoulement multiphasique de fluides aux propriétés physiques et thermodynamiques différentes, dans le but de mettre en valeur d'éventuels phénomènes dus à la différence de densité des deux fluides.

Seront présentés ici les fondements de la modélisation en milieu fracturé ainsi que le développement formel d'une méthode de calcul d'écoulements biphasiques applicable aux réseaux discrets de fractures. La pertinence des algorithmes décrits sera évaluée au travers de deux exemples de vérification du code (le test de *Buckley-Leverett* et le problème de l'aquifère côtier). La construction d'un modèle de réseau de fractures basé sur des observations de terrain effectuées à Soultz-sous-forêts sera ensuite précisément exposée, dans le but final de quantifier l'influence des phénomènes gravitaires sur le développement du réservoir proche des puits lors des campagnes de stimulation hydraulique, et de prédire le fonctionnement hydraulique du système global lors des essais de circulation à moyen terme.

# Abstract

A European research program on Hot Dry Rock energy began in 1987 in Soultz-sous-forêts, France. Three wells have been drilled and reach the granite basement at a depth of 5 km. A geothermal loop, constituted of a reinjection well and two production wells is created, and heat exploitation can lead to an important power production, thanks to a heat exchanger.

Our works are focused on interpretation more than prediction, with a numerical tool integrating a strong hydromechanical coupling. Our purpose is to explain recorded datas by simulating the reservoir development and the fluid circulations induced by injections. The reservoir development is released by hydraulic stimulation , which consists in performing high rate injections, leading to the shear of the fractures. In order to interpret the observed phenomenas, the knowledge of the pressure distribution in the reservoir is necessary. Unfortunately, the density contrast between injected cold fresh water and the formation fluid (a 200 $^{\circ}C$ heavy brine), leads to complex observations that could be treated by considering the two fluids as immiscible fluids. The numerical code FRACAS, programmed at the Centre of Geological Informatics of the Paris School of Mines, taking advantage of a Discrete Fracture Network formulation has already been used to predict the hydromechanical behaviour of the system. It was consequently decided to enhance this code in order to allow the simulation of multiphase flows of fluids of different physical and thermodynamical properties and to use it to underline eventual density driven flows.

After a review of the different modelling techniques of fluid flows in fractured media, we will expose formulation and numerical resolution of multiphase flows in discrete fracture networks. Accuracy of the algorithms will be evaluated in two test cases (the *Buckeley-Leverett* test case and the problem of the coastal aquifer). The set-up of the geometrical model of the fracture network of Soultz-sous-forêts, based on field observations, will be precisely described in order to quantify the influence of the injected fluid density on hydraulic stimulation, and manage to predict the hydraulic behaviour of the global system during circulation tests.

# Table des matières

**Table des matières** **1**

**I Problématique de la thèse - Contexte** **7**

**1 Introduction** **9**
1.1 La problématique générale de la production d'énergie . . . 9
1.2 Les énergies renouvelables - la géothermie classique . . . 10
1.2.1 La géothermie basse enthalpie . . . 11
1.2.1.1 La géothermie très basse énergie . . . 11
1.2.1.2 La géothermie basse énergie . . . 11
1.2.2 La géothermie haute enthalpie . . . 12
1.3 La géothermie HFR . . . 13
1.3.1 Présentation . . . 13
1.3.2 Petit lexique de la géothermie HFR . . . 14
1.3.3 La géothermie HFR à travers le monde . . . 15
1.3.4 La stimulation hydraulique . . . 16
1.3.5 Le site de Soultz-sous-forêts . . . 17
1.3.5.1 Presentation générale - historique . . . 17
1.3.5.2 Géologie . . . 19
1.3.5.3 Les campagnes de stimulation déjà menées . . . 19
1.4 Présentation du travail proposé . . . 20
1.4.1 Composition du fluide de formation . . . 20
1.4.2 Problématique de la thèse . . . 21
1.4.3 Plan du travail . . . 22

**2 Modélisation des écoulements en milieu fracturé - description du code utilisé** **23**
2.1 Synthèse bibliographique : les différentes approches . . . 23
2.1.1 Approche "milieu continu équivalent" . . . 23
2.1.1.1 Les modèles déterministes . . . 23
2.1.1.2 Les modèles stochastiques continus (SCM) . . . 25
2.1.2 Approche "milieu discontinu" . . . 26
2.1.2.1 Les modèles à fracture unique . . . 26
2.1.2.2 Les modèles fractals . . . 27
2.1.2.3 Les modèles à réseau de fractures discrètes (DFNM) . . . 27

2.1.2.4 Les modèles à chenaux . . . . . 29
2.1.3 Conclusion . . . . . 29
2.2 Un modèle particulier ; le code FRACAS . . . . . 30
2.2.1 Le modèle géométrique des fractures . . . . . 30
2.2.1.1 Les propriétés des familles de disques . . . . . 30
2.2.1.2 Connectivité du réseau . . . . . 33
2.2.2 Le modèle hydrodynamique . . . . . 34
2.2.2.1 Loi d'écoulement dans une fracture - *Conductivité hydraulique intégrée* . . . . . 35
2.2.2.2 L'écoulement permanent dans un réseau de fractures . . . . . 36
2.2.2.3 L'écoulement transitoire dans un réseau de fractures . . . . . 37
2.2.3 Le couplage mécanique . . . . . 38
2.2.3.1 Le comportement des fractures . . . . . 38
2.2.3.2 La relation entre la déformation de la fracture et la contrainte normale effective . . . . . 39
2.2.3.3 La modélisation numérique du couplage hydro-mécanique dans FRACAS . . . . . 40

**II Développement d'un outil de calcul 45**

**3 L'approche multiphasique 47**
3.1 Formulation du problème de l'écoulement . . . . . 47
3.1.1 Formulation monophasique utilisée . . . . . 47
3.1.2 Formulation multiphasique de l'écoulement . . . . . 48
3.1.2.1 Équations . . . . . 48
3.1.2.2 Hypothèse majeure : l'hypothèse de Boussinesq . . . . . 49
3.2 Les équations d'état . . . . . 49
3.2.1 La perméabilité intrinsèque . . . . . 49
3.2.2 Les perméabilités relatives . . . . . 50
3.2.3 La pression capillaire . . . . . 51
3.2.4 Propriétés des fluides . . . . . 52
3.3 Résolution du système . . . . . 53
3.3.1 Discrétisation par volumes finis . . . . . 53
3.3.2 Le schéma IMPES . . . . . 54
3.3.3 Calcul de la pression . . . . . 55
3.3.4 Calcul de la saturation . . . . . 56
3.4 Traitement des conditions aux limites . . . . . 56
3.4.1 Conditions de Dirichlet . . . . . 56
3.4.2 Conditions de Neumann . . . . . 57
3.4.3 Conditions de limite ouverte . . . . . 58

**4 Les tests de vérification 59**
4.1 Le test de buckley-Leverett . . . . . 59
4.1.1 Paramètres physiques . . . . . 59
4.1.2 Solution analytique . . . . . 60
4.1.3 Calcul analytique de la vitesse du front . . . . . 61

4.1.4 Résultats numériques . . . 63
4.2 L'aquifère en milieu côtier . . . 65
4.2.1 Présentation du problème . . . 65
4.2.2 Calculs préliminaires . . . 66
4.2.3 Données de simulation . . . 68
4.2.3.1 Conditions initiales . . . 68
4.2.3.2 Conditions limites . . . 68
4.2.4 Lois de comportement des fractures - propriétés des fluides . . . 68
4.2.4.1 Données temporelles . . . 68
4.2.5 Résultats obtenus . . . 68
4.2.5.1 Distribution des pressions . . . 68
4.2.5.2 Distribution des saturations . . . 69
4.3 Conclusion sur les tests de validation du code . . . 70

**III Création d'un modèle du réseau de fractures de Soultz-sous-forêts - calibrage 73**

**5 Construction du modèle 75**
5.1 Le réseau de fractures . . . 75
5.1.1 Données générales sur le bloc modélisé . . . 75
5.1.2 Élements régionaux . . . 76
5.1.2.1 Orientations majeures des fractures du socle granitique au niveau de Soultz-sous-forêts . . . 76
5.1.2.2 Les structures d'extension régionale : les failles de Soultz . . . 78
5.1.3 Élements locaux . . . 79
5.1.3.1 Le cas de GPK2 . . . 80
5.1.3.2 La liaison GPK3-GPK4 . . . 82
5.1.4 Vue d'ensemble du modèle . . . 87
5.2 Les conditions aux puits . . . 87
5.3 Les conditions aux limites et conditions initiales . . . 91
5.3.1 Observations . . . 91
5.3.2 Prise en compte dans le modèle . . . 92
5.3.3 Conditions initiales . . . 93
5.4 Paramètres mécaniques . . . 94
5.4.1 Champs de contraintes . . . 94
5.4.2 Résistance des fractures . . . 96

**6 Paramétrage hydromécanique du modèle 97**
6.1 Observations préliminaires . . . 97
6.1.1 Mode opératoire du calage . . . 97
6.1.2 Présentation des données hydrauliques . . . 98
6.1.2.1 Réponse des puits à leur stimulation . . . 98
6.1.2.2 Injectivité des puits . . . 100
6.2 Résultats du modèle calé . . . 101
6.2.1 Propriétés des fluides . . . 102
6.2.1.1 Densité des fluides en présence . . . 102

6.2.1.2 Viscosité des fluides en présence . . . 102
6.2.1.3 Perméabilités relatives employées . . . 103
6.2.2 Réponses des puits . . . 103
6.2.2.1 Stimulation de GPK2 . . . 103
6.2.2.2 Stimulation de GPK3 . . . 103
6.2.2.3 Stimulation de GPK4 . . . 103
6.2.2.4 Remarques générales à propos de la pression . . . 103
6.2.3 Paramètres utilisés . . . 105
6.2.3.1 Ouverture des fractures stochastiques et des failles régionales . 105
6.2.3.2 Ouverture des fractures déterministes aux puits . . . 107
6.2.3.3 Lois d'écoulement dans les fractures . . . 108
6.2.3.4 Porosité des fractures . . . 108
6.3 Étude de sensibilité des paramètres hydrauliques . . . 108
6.3.1 Influence de l'ouverture des fractures . . . 109
6.3.1.1 Sensibilité du modèle à l'ouverture des fractures du réseau stochastique . . . 109
6.3.1.2 Sensibilité du modèle à l'ouverture et à l'extension des fractures aux puits . . . 110
6.3.2 Influence des lois d'écoulement dans les fractures . . . 114
6.3.2.1 Sensibilité du modèle aux lois d'écoulement dans les fractures non stimulées . . . 115
6.3.2.2 Sensibilité du modèle aux lois d'écoulement dans les fractures stimulées . . . 116
6.4 Résultats au niveau de la stimulation hydraulique . . . 117
6.4.1 Comparaison des résultats . . . 117
6.4.1.1 Comparaison des résultats des 5 réalisations du modèle . . . 117
6.4.1.2 Comparaison des résultats obtenus avec les observations sur le terrain . . . 117
6.4.2 La diffusivité hydraulique . . . 118

**7 Influence de la porosité sur la saturation du système - lois d'écoulements linéaires dans les fractures 121**
7.1 Analyse des résultats en saturation - porosité . . . 121
7.1.1 Sensibilité . . . 121
7.1.2 Résultats en saturation pendant les simulations . . . 121
7.1.2.1 Variabilité des temps de percée . . . 121
7.1.2.2 Résultats - temps de percée . . . 123
7.1.2.3 Comparaison des résultats obtenus avec la réalité . . . 123
7.2 Développement de lois d'écoulements linéaires dans les fractures . . . 125
7.2.1 Écriture mathématique . . . 125
7.2.2 Résultats . . . 126
7.2.2.1 Le test de circulation de 2003 . . . 126
7.2.2.2 La stimulation de GPK3 . . . 128

**IV Résultats** **131**

**8 Influence de la densité du fluide injecté sur les phases de stimulation des puits** **133**
8.1 Résultats sur la pression . . . 133
8.1.1 Injectivité après deux jours d'injection . . . 134
8.1.2 Les phases de shut-in . . . 135
8.1.3 Répartition de la pression dans le réservoir . . . 136
8.2 Résultats sur la stimulation hydraulique . . . 137
8.2.1 Influence sur la diffusivité hydraulique . . . 137
8.2.2 Localisation et nombre d'évenements de cisaillement calculés . . . 138
8.2.2.1 Comparaison de la forme des nuages dans différents cas de figure 138
8.2.2.2 Quantification des différences observées . . . 139
8.3 Résultats sur la répartition des fluides dans le réservoir . . . 140
8.3.1 Répartition du fluide injecté dans le réservoir . . . 140
8.3.2 Flowlogs . . . 142
8.4 Conclusion sur l'effet de la densité du fluide d'injection sur la stimulation du réservoir . . . 143

**9 Modélisation des tests de circulation** **145**
9.1 Données sur l'essai de circulation à 3 puits . . . 145
9.1.1 Pression et débit . . . 145
9.1.2 Essais de traceurs . . . 146
9.2 Discussion sur un premier modèle . . . 146
9.2.1 Quelques précisions sur le modèle . . . 146
9.2.1.1 Calcul des pressions en fond de puits . . . 146
9.2.1.2 Densité des fluides - perméabilités relatives employées . . . 147
9.2.2 Résultats du modèle . . . 147
9.2.2.1 Analyse de la réponse hydraulique du modèle . . . 147
9.2.2.2 Analyse de la réponse en saturation aux puits . . . 149
9.2.2.3 Considérations sur la saturation dans le réservoir . . . 150
9.3 Second modèle avec une zone cimentée . . . 151
9.3.1 Description du modèle . . . 151
9.3.2 Résultats observés . . . 152
9.3.2.1 Analyse de la réponse hydraulique du modèle . . . 152
9.3.2.2 Analyse de la réponse en saturation aux puits . . . 153
9.3.2.3 Comparaison de la distribution en saturation dans le réservoir dans les deux modèles . . . 153
9.4 Conclusion sur la modélisation de cet essai de circulation . . . 154

**V Conclusions générales** **155**

**10 Conclusions et perspectives** **157**
10.1 A propos de la géothermie HFR . . . 157
10.2 Quelques mots sur le code numérique . . . 157
10.2.1 L'approche multiphasique . . . 157

10.2.2 L'aspect Réseau Discret de Fractures . . . . . 158
10.3 Conclusion sur le modèle : fiabilité et précision . . . . . 158
10.4 Qu'a-t-on montré précisément ? . . . . . 159
10.5 Pour aller plus loin... . . . . 159

**Table des figures** **171**

**Liste des tableaux** **176**

# Première partie

# Problématique de la thèse - Contexte

# Chapitre 1

# Introduction

## 1.1 La problématique générale de la production d'énergie

Jamais l'espèce humaine n'a consommé autant d'énergie qu'aujourd'hui, et la demande semble sans cesse croissante. En effet la demande en énergie brute mondiale annuelle est passée entre 1972 et 2002 de moins de 6000 Mtoe (Millons de tonnes équivalent pétrole) à environ 10500 Mtoe [1].

La production annuelle mondiale d'électricité est passée entre 1972 et 2002 pour le monde entier de 6 MGwh (Millions de Gigawatt heure) à plus de 16 MGwh. Durant ces trentes dernières années, cette augmentation constante de la demande en électricité a été ainsi satisfaite, selon l'IEA :

- augmentation de la production d'électricité par combustion de gaz naturel (de 0,5 MGwh à 3 MGwh)
- augmentation de la production d'électricité par barrage hydroélectrique (de 1 MGwh à plus de 2.5 MGwh)
- augmentation de la production d'électricité par combustion de charbon (de 2.5 MGwh à 6 MGwh)
- développement de l'énergie nucléaire (de 0 MGwh à 2.5 MGwh)

La figure 1.1, établie d'après Revol (1997) montre ainsi à titre d'exemple la répartition selon la source d'énergie utilisée de la production d'électricité au niveau mondial en 1997.

D'autre part, la production d'électricité par combustion d'énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole) participe activement au réchauffement planétaire par émission de gaz à effet de serre, phénomène aujourd'hui courament accepté dans la communauté scientifique. Sans discuter des avantages indéniables que présente la production d'électricité grâce au combustible nucléaire (pas d'émissions de gaz à effet de serre, impact quasi nul sur le réchauffement climatique), deux aspects importants de ce mode de production d'énergie qui a connu un essor très rapide ces trentes dernières années sont à rappeler. Tout d'abord, il faut garder à l'esprit que cette source d'énergie n'est pas totalement "propre", puisque la gestion des déchets nucléaires reste aujourd'hui un vaste sujet de débats et de recherche. Ensuite, n'oublions pas que le combustible

[1] Données obtenues sur le site internet de l'IEA (International Energy Agency) http ://www.iea.org/statist/index.html

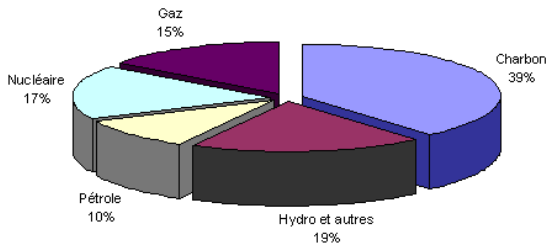



FIG. 1.1: Production électrique mondiale en 1997 (Revol, 1997)

nucléaire est minéral (il s'agit de l'uranium), ce qui implique deux contraintes : la quantité de combustible disponible dans la nature n'est pas infinie, et l'utilisation de cette énergie ne garantit en rien l'indépendance énergétique de la France, les mines françaises d'uranium étant épuisées (les sources prinicipales d'uranium se trouvent aujourd'hui au Canada, au Gabon et au Niger).

Dans un contexte global de flambée des prix du pétrole et de réchauffement planétaire, il paraît aujourd'hui indispensable de mettre en œuvre rapidement et efficacement de nouveaux modes de production d'énergie à grande échelle, afin de garantir l'indépendance énergétique de tous et la sauvegarde de notre environnement naturel, grâce à des énergies totalement propres et renouvelables.

## 1.2 Les énergies renouvelables - la géothermie classique

Le terme "énergies renouvelables" donné dans les statistiques gouvernementales inclut différents modes de production d'énergie : l'éolien, le solaire, la géothermie et les barrages hydro-électriques, mais aussi la biomasse, les carburants d'origine végétale, la combustion de déchets ménagers... La part de ces énergies renouvelables dans la consommation globale d'énergie reste à ce jour marginale. D'après l'IEA, elle s'élève à moins de 6 % de la consommation d'énergie totale des pays membres de l'IEA en 2002. En Europe, ce pourcentage s'élève à 7 % à la même date. Les objectifs européens en la matière sont clairs ; porter à 12 % la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation totale d'énergie dans l'UE à quinze en 2010, ce qui revient à porter à 22 % à cette même date la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans l'UE à quinze (contre 14 % en 2000). Ces taux ont été fixés dans la directive européenne 2001/77/CE [2].

Afin d'atteindre ce seuil, il convient de développer au mieux chaque possibilité offerte. Nous nous intéresserons ici uniquement à la géothermie, qui est l'une de ces pistes à explorer. En quelques mots, une première définition de base de la géothermie pourrait être l'art d'utiliser la chaleur contenue par les roches de l'écorce terrestre. Cette chaleur provient notamment de la radioactivité naturelle des roches et dans une moindre de mesure de la conduction de la chaleur fournie par le noyau terrestre. Plus précisément, il existe deux types de géothermie :

[2]source "Le portail de l'Union Européenne" http ://europa.eu.int/scadplus/leg/fr/lvb/l27058.htm

la géothermie basse enthalpie, utilisée pour la production d'eau chaude et le chauffage, et la géothermie haute enthalpie, utilisée pour la production d'électricité. C'est sur cette dernière que l'on portera nos efforts de recherches, dans un but de production d'énergie à grande échelle.

### 1.2.1 La géothermie basse enthalpie

On distingue essentiellement deux sortes de géothermie basse énergie selon la température à laquelle se trouve la sonde géothermique (ou capteur de chaleur). La géothermie très basse énergie repose sur des gisements de chaleur à une température inférieure à 30 °C, et la géothermie basse énergie repose sur des chaleurs allant de 30 à 100 °C.

#### 1.2.1.1 La géothermie très basse énergie

Ce type de géothermie est exclusivement utilisé pour le chauffage et/ou la climatisation via une pompe à chaleur(utilisation indirecte de la chaleur), l'alimentation de piscine ou le chauffage de serres (utilisation directe de la chaleur). La température du gisement est alors inférieure à 30 °C. La chaleur est dans ce cas prélevée dans le sol grâce à un forage dont la prodondeur est l'ordre de la centaine de mètres, ou grâce à des capteurs horizontaux enterrés à environ 1 mètre sous terre sur une grande surface. L'utilisation d'une pompe à chaleur est indispensable si on veut chauffer un habitat ou de l'eau (figure 1.2).

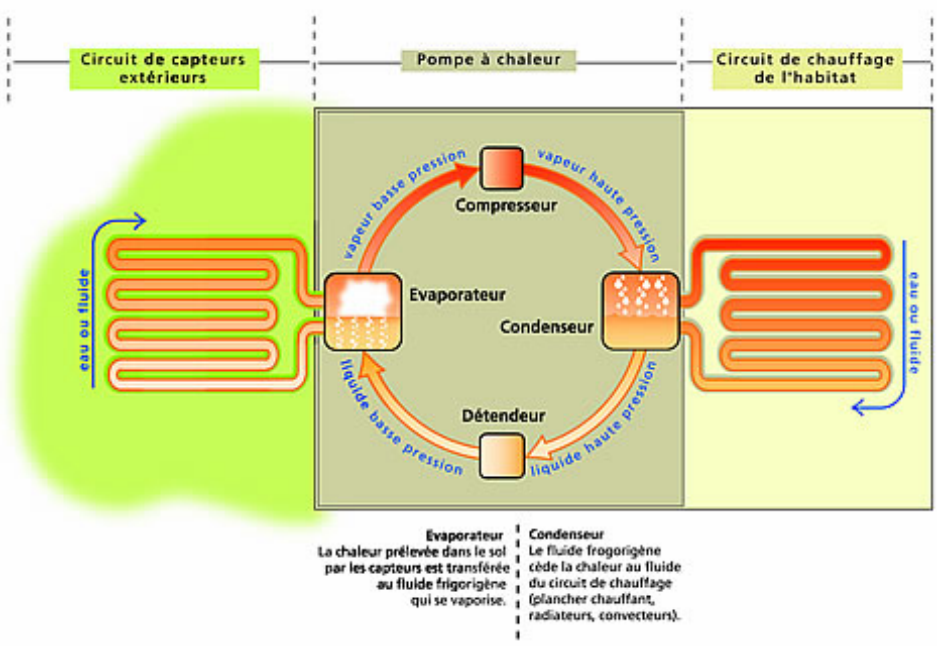



FIG. 1.2: Schéma de fonctionnement d'une pompe à chaleur

#### 1.2.1.2 La géothermie basse énergie

La géothermie basse énergie s'appuie sur des aquifères dont les températures sont comprises entre 30 °C et 100 °C. La technique d'exploitation consiste cette fois à pomper l'eau chaude d'une nappe, d'en extraire la chaleur puis de réinjecter l'eau froide dans le même aquifère le

plus loin possible du forage de production grâce à un second forage. On utilise la chaleur ainsi produite afin d'alimenter des réseaux de chaleur. On compte de nombreux réseaux de chaleur alimentés par géothermie en région parisienne. C'est le cas par exemple du réseau de chaleur de l'Haÿe-les-Roses, qui prélève dans la couche du Dogger (profondeur de 2000 $m$) l'eau chaude (74 °C) nécessaire au chauffage des habitations situées à proximité du réseau. Cette géothermie fut initiée en France à la suite du premier choc pétrolier dans les années 1980, et est développable essentiellement dans les bassins sédimentaires (type bassin parisien) car elle nécessite la présence d'aquifères relativement profonds, suffisamment chauds et facilement exploitables.

En France, 70 puits de géothermie basse énergie sont en fonctionnement depuis 1993, dont 48 dans le bassin parisien et 18 dans le bassin aquitain. Ces forages permettent de chauffer 200000 habitations. Malheureusement peu de nouveaux sites ont été mis en exploitation depuis 1986, date à laquelle la chute du prix du baril de pétrole a rendu l'énergie géothermique peu compétitive vis à vis d'une énergie obtenue par combustion fossile. Ce mode de production d'énergie connaît aujourd'hui un regain d'activité grâce à l'augmentation du prix du pétrole et à la mise en place d'une taxe sur les émissions de dioxide de carbone.

### 1.2.2 La géothermie haute enthalpie

La température d'exploitation des nappes doit dans ce cas être supérieure à 150 °C. La production d'énergie mécanique ou électrique s'obtient en faisant passer la vapeur issue du sous-sol au travers d'une turbine à vapeur. À l'intérieur du réservoir géothermal, l'eau se trouve sous forme liquide ou vapeur, ou encore sous forme d'un mélange de ces deux phases. Un forage géothermique pourra produire de la vapeur seule (dite vapeur sèche) ou un mélange des deux phases liquide et vapeur (on parle alors de vapeur humide). L'état du fluide dans le réservoir dépend de la pression et de la température. Leur valeur déterminera également son potentiel énergétique (enthalpie). Selon la nature et les propriétés du fluide arrivant en surface, on utilise différents systèmes pour produire de l'électricité. En Europe, l'Italie est le pays le plus engagé dans cette voie avec 1,7 % de sa production d'électricité issue de la géothermie haute enthalpie.

Voici quelques centrales géothermiques haute enthalpie relativement connues :

- En France, sur l'île de la Guadeloupe, la centrale géothermique de Bouillante a débuté son exploitation dans les années 1980, pour connaître un nouvel essor dans les années 2000 avec la création de la centrale Bouillante 2, pompant avec 3 puits d'une profondeur de 1000 $m$ environ des eaux à une température de près de 250 °C. Aujourd'hui, ces deux centrales couvrent près de 10 % des besoins en électricité de l'ile. Un projet Bouillante 3 est en cours d'étude.

- En Italie, le site de Larderello, mis en exploitation au début du siècle dernier couvre aujourd'hui près de 30 % des besoins électriques de la Toscane (source BRGM, Géorama n°12, juin 2004). Ce site offre un très grand potentiel, du fait du contexte géologique local très particulier : croûte terrestre amincie et anomalie thermique positive.

- En Californie, le champ géothermique des Geysers constitue le plus large réservoir de vapeur potentiel au monde. Ce site est exploité depuis 1913.

Pour conclure sur la géothermie haute énergie, on peut ici comprendre que l'exploitation de cette source d'énergie est nécessairement attachée à la présence d'un aquifère perméable en profondeur. Cette ressource n'est donc pas extensible, dans la mesure où le volume de la nappe est limité. Pour étendre la durée de vie d'un tel système, on pourra augmenter sa perméabilité par stimulation hydraulique et récupérer la chaleur contenue dans les roches par circulation forcée d'un fluide caloporteur ; on parle alors d'EGS (Enhanced Geothermal System). Passer outre cette contrainte de la présence d'un aquifère est le but du développement d'une nouvelle technologie, que l'on appelle géothermie HFR (Hot Fractured Rocks).

## 1.3 La géothermie HFR

### 1.3.1 Présentation

Dans la géothermie en roches chaudes et fracturées (Hot Fractured Rocks), la finalité est toujours de produire de l'électricité par utilisation de la chaleur du sous-sol, mais l'absence de nappe ou la difficulté à pomper le fluide présent rend alors indispensable l'injection d'un fluide caloporteur (en général de l'eau) afin d'extraire des roches la chaleur qu'elles contiennent, créant ainsi un réservoir géothermique artificiel (figure 1.3). On parle de système HDR (Hot Dry Rocks) si aucun fluide n'a envahi le réservoir géothermique ou bien de système HWR (Hot Wet Rocks) si un fluide géothermal est présent dans le réservoir. Ce concept a été développé au début des années 1970 par les chercheurs de Los Alamos National Laboratory (LANL) et le premier programme de recherche HDR a été lancé en 1974 aux États Unis (Fenton Hill, Californie), produisant 3.9 MWt (MegaWatt thermiques) jusqu'en 1993 (Duchane, 1995).

Les systèmes HFR comportent plusieurs caractéristiques propres, dont en particulier :

- La nécessité de disposer d'un minimum de deux puits afin d'établir une boucle pompage/injection dans le but de récupérer la chaleur contenue dans la roche.

- L'utilisation du réseau de fractures comme échangeur thermique, assurant ainsi la circulation du fluide caloporteur injecté, qu'il s'agisse de fractures artificielles ou bien de fractures naturelle réactivées.

- Une assez grande profondeur (entre 3000 $m$ et 5000 $m$ environ) afin de pouvoir obtenir suffisament de chaleur pour assurer la viabilité économique du système, les températures visées étant de l'ordre de 200 $^{\circ}C$. À ces profondeurs, les roches du réservoir sont la plupart du temps relativement peu perméables, d'où la nécessité d'augmenter leur perméabilité par injection d'eau à très forte pression (technique de la stimulation hydraulique).

L'obligation de forer plusieurs puits ainsi que la nécessité d'injecter de l'eau dans le système font que le coût de telles exploitations est pour l'instant relativement important. Mais si la faisabilité d'une telle méthode est démontrée, de très nombreuses régions de la planète deviendraient des réservoirs énergétiques potentiellement exploitables. Plusieurs projets sont en cours de développement de par le monde (ils seront brièvement exposés dans le paragraphe 1.3.3 de cette étude). Le BRGM effectue à ce sujet un classement des sites potentiels HDR/HFR en Europe dans le cadre du programme "Hot Dry Rock Energy Program" (Genter et al., 2005).

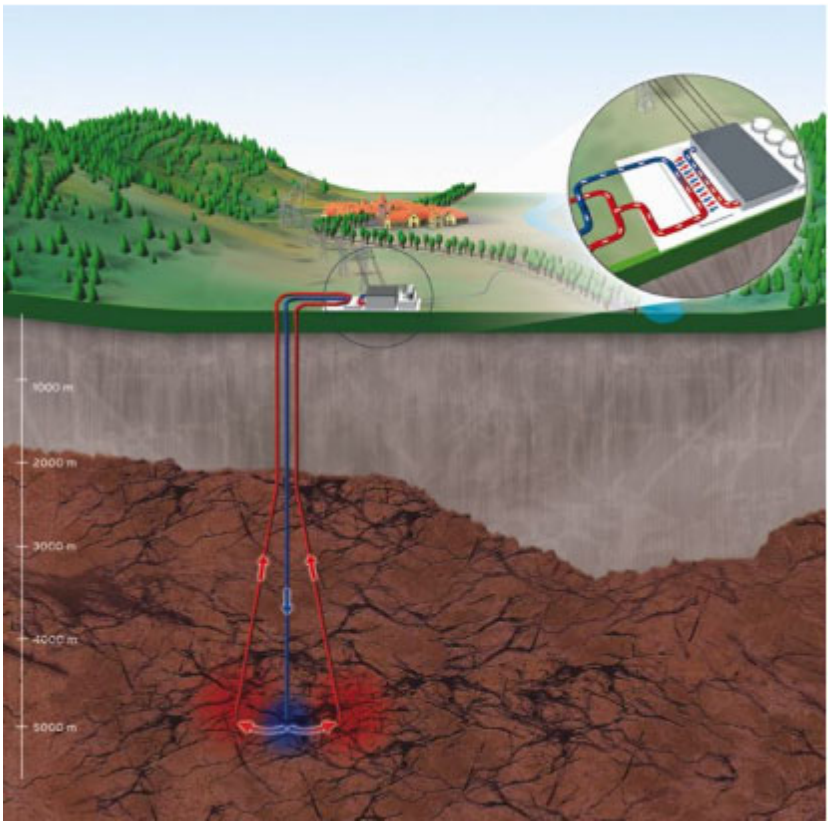



FIG. 1.3: Schema de principe d'un systeme HFR

### 1.3.2 Petit lexique de la géothermie HFR

Afin de clarifier quelques notions, ce paragraphe propose une rapide définition des termes spécifiques à cette géothermie. Les voici :

- Le terme **réservoir hydraulique naturel** est utilisé dans ce texte pour définir le volume rocheux où le fluide se déplace selon des lois d'écoulement en général non linéaires, qui sont fonctions du niveau de contrainte normale supportée et des caractéristiques topologiques naturelles des fissures aquifères.

- Le terme **réservoir géothermique** est une variante du terme pécédent qui ne se distingue de ce dernier que par la notion de température en vue d'une exploitation future de la chaleur du fluide qu'il contient.

- Le terme **réservoir géothermique stimulé** désigne la partie du réservoir hydraulique naturel dont on a développé la perméabilité initiale dans le voisinage des puits par stimulation hydraulique.

La notion de **réservoir** suppose la présence préalable d'un fluide de formation au sein du massif. Ces réservoirs sont soit *ouverts* (en cas d'apport extérieur naturel de fluide), soit *fermés*. Les volumes considérés sont souvent très grands, de l'ordre de la centaine de milliers de

mètre cubes accessibles au fluide.

La notion d'**échangeur** ne prend son sens que dans la mesure où un fluide est injecté dans le réservoir puis récupéré. L'échangeur peut alors être défini comme le volume de roche qui contient les fractures dans lesquelles circulent le fluide réinjecté (plus ou moins mélangé avec le fluide de formation) dans son trajet vers les puits de production. Il est organisé à partir du réseau des fissures perméables, stimulées ou non, qui assurent les connections hydrauliques entre les puits d'injection et les puits de production. Le volume de l'échangeur est donc plus restreint que celui du réservoir. Du fait de la circulation forcée en son sein, les propriétés de l'échangeur sont susceptibles d'évoluer dans le temps et dans l'espace, en soulevant des problèmes spécifiques, à un niveau hydraulique, mécanique ou bien encore au niveau des phénomènes de transport.

### 1.3.3 La géothermie HFR à travers le monde

Aujourd'hui plusieurs sites dans le monde accueillent des projets HFR :

- Au Japon, deux sites sont actuellement en cours de développement : l'un est situé à Hijiori, où plusieurs tests de circulation ont été menés entre les années 2000 et 2002 (Matsunaga et al., 2001; Matsunaga et al., 2002). Le réservoir géothermique est situé à 2300 $m$ de profondeur et 3 puits permettent d'établir une circulation. Le projet d'Ogachi quant à lui est constitué d'un réservoir à 1300m de profondeur. Trois puits ont été forés aujourd'hui et la température en fond de puits atteind les 250 °C.

- En Australie, après la réalisation d'un premier puits en 2003 (Wyborn et al., 2005), le projet HDR de Cooper Basin a vu le forage d'un second puits se terminer début 2005. Les forages ont une profondeur totale de 4400 $m$, et la température en fond de puits avoisine ici également les 250 °C. Ce réservoir est en outre marqué par une très forte surpression en fond de puits, de l'ordre de plusieurs dizaines de MPa.

- Aux États Unis, après l'abandon du projet de Fenton Hill, plusieurs projets sont menés de front ; il s'agit en général de sites EGS. Deux programmes principaux peuvent s'inscrire dans un contexte de dévelopement de la technologie HFR : le site The Geysers, situé en Californie et le réservoir de Desert Peak, dans le Nevada.

- En Europe, les différents projets nationaux initiés dans les années 1980 (Le Mayet de Montagne en France, Rosemanowes au Royaume Uni, Falkenberg en Allemagne) ont laissé la place depuis 1987 à un programme européen de recherche, dont le site est situé en Alsace, à Soultz-sous-forêts. Aujourd'hui, trois puits atteignant 5000 $m$ de profondeur ont été forés. La température en fond de puits est supérieure à 200 °C. Le dispositif développé est en phase d'évaluation.

Pour l'instant, aucun de ces sites n'a réellement démontré la faisabilité économique d'une telle approche. Ces programmes de recherche visent donc plusieurs objectifs. Le premier d'entre eux est le développement des technologies nécessaires à la mise en production de tels réservoirs, afin d'établir la viabilité à moyen et long terme de telles sources d'énergie. Le second objectif de ces programmes est en réalité bien plus ambitieux que cela ; ces sites pilotes visent

à affranchir la géothermie haute enthalpie des contraintes et aléas inhérents à la présence d'un aquifère (nécessaire dans le cadre d'une exploitation géothermique haute enthalpie classique). On désire ainsi **développer et maîtriser un concept portable et reproductible en tout point du socle granitique**.

### 1.3.4 La stimulation hydraulique

Afin de pouvoir mettre en circulation des débits de fluide caloporteur compatibles avec les objectifs économiques de production, il est nécessaire d'augmenter la transmissivité du milieu. En effet les perméabilités naturelles du socle granitique ne permettent pas les transports sur de grandes distances avec de faibles pressions aux puits. La première méthode consistait à créer de nouveaux chemins d'écoulement dans les blocs rocheux par **fracturation hydraulique**. L'expérience (site de Fenton Hill) a montré que cette méthode était insuffisante. La prise en compte des fractures naturelles existant déjà dans le socle ouvrit alors la voie à la technique de la **stimulation hydraulique**, qui consiste à pressuriser le réservoir naturel et les chemins d'écoulement préexistants par des injections à très haut débit. Le but est d'augmenter la perméabilité des fractures préexistantes par cisaillement (figure 1.4), de mieux connecter les fractures entre elles et/ou de créer de nouvelles fractures.

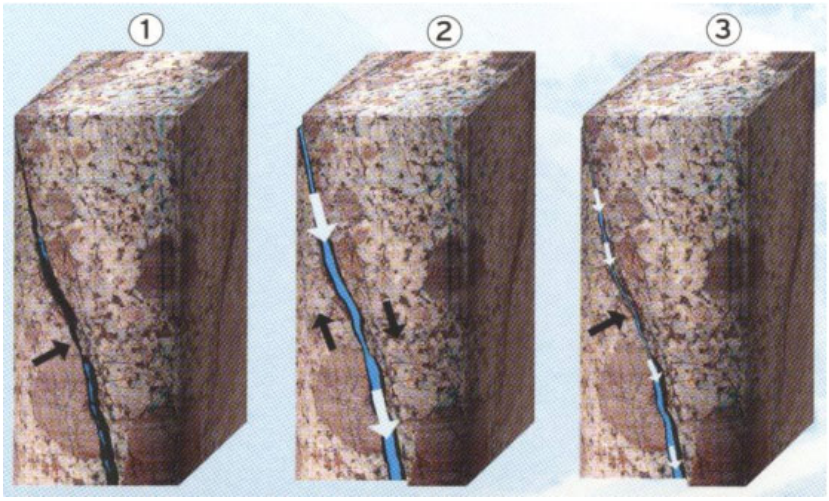



FIG. 1.4: Schéma de rupture en cisaillement d'une fracture naturelle

La phase de stimulation hydraulique permet de développer le réservoir géothermique, c'est à dire d'augmenter la perméabilité des fractures naturelles. L'un des dangers de cette stimulation est le développement de court-circuits entre les puits de production et d'injection. Ceci aurait pour conséquence la création d'un réservoir ayant une très courte durée de vie, ce qui constitue un problème majeur lorsque l'on connaît le coût des travaux de forage des puits. D'un autre coté, la nécessité d'injection d'eau dans le réservoir dans le but d'obtenir une circulation, rend indispensable cette phase de travail, afin d'espérer récupérer au mieux l'eau injectée dans le milieu. Un équilibre est donc à trouver entre un développement suffisant du réservoir, visant à obtenir une bonne injectivité et une bonne productivité des puits en termes de débits observés, et un système trop développé favorisant une circulation directe entre les

puits et réduisant ainsi notoirement la durée de vie d'un tel système. La création d'une liaison directe entre les puits d'injection et de production est rare mais peut cependant être observée ; ce fût semble-t-il le cas lors du développement de la liaison entre les puits RH12 et RH15 du site de Rosemanowes au Royaume Uni, dans les années 1990.

D'autre part, lorsqu'une fracture cisaille, subissant ainsi un glissement de ses épontes, un signal sismique de haute fréquence et de basse énergie est émis. On parle alors d'un évenement sismique induit. La stimulation hydraulique va apporter aux scientifiques de très nombreuses informations sur le système de fractures en place dans le réservoir. En effet chaque évenement sismique est localisable dans l'espace si un réseau de géophones suffisant est disponible en surface. Il devient alors possible d'obtenir une carte en 3 dimensions des localisations de ces évenements sismiques. Certaines méthodes récentes d'analyse des données sismiques comme l'analyse des multiplets (Moriya et al., 2002) ou la tomographie (Cuenot et al., 2005; Charlety et al., 2005) permettent dans le premier cas de corréler les évenements sismiques afin de les regrouper en grande structures et dans le second cas d'obtenir un champ des vitesses sismiques dans le réservoir. D'autres méthodes permettent d'apprécier la diffusivité hydraulique du massif à partir de la migration dans l'espace du front de propagation de ces micro-séismes (Shapiro et al., 1999). Ces signaux sismiques passent en général inaperçus mais leur amplitude est parfois plus importante qu'à l'habitude, et ces derniers peuvent être ressentis en surface. Il devient alors primordial de limiter l'occurence de tels évenements de grande magnitude afin d'assurer la pérennité de cette voie de recherche.

### 1.3.5 Le site de Soultz-sous-forêts

#### 1.3.5.1 Presentation générale - historique

Depuis 1987, le site de Soultz-sous-forêts (Alsace) est le siège du programme européen de recherche sur la géothermie HFR. Dans cette région, le gradient géothermique dans la couche sédimentaire est l'un des plus fort d'Europe occidentale (figure 1.5). Le sous-sol de cette région a de plus été longuement exploité pour son pétrole après la guerre. Ainsi, de nombreux forages sont déjà répertoriés autour de Soultz-sous-forêts ; ils donnent une idée précise de la géologie du site à une profondeur de 2000 $m$ environ, et permettent de connaître précisément la forme de l'anomalie de température du voisinage de Soultz-sous-forêts. D'autre part, la structure de type fossé d'effondrement (le graben du Rhin) de cette région permet de supposer que le socle granitique de cette région peut être très fracturé, favorisant ainsi les circulations naturelles de fluide en son sein, et donc augmentant le potentiel de rentabilité d'un éventuel système géothermique HFR mis en place à cet endroit.

Depuis le tout début de ce programme, cinq puits ont été forés dans le socle granitique. Le premier réservoir HFR, situé entre 2900 $m$ et 3600 $m$ de profondeur fut testé entre les puits GPK1 et GPK2 en 1996-1997 (figure 1.6). Le puits EPS1 était un forage d'exploration. La température de la roche à cette profondeur est de 165 °C environ, et la distance entre les sections ouvertes des puits était de 450 $m$.

Ce premier réservoir, relativement hydrothermalisé, fut stimulé avec succès en 1996, puisqu'une surpression en tête de puits de 4 $MPa$ autorisait une injection de 25 $kg/s$, et un essai de circulation d'une durée de quatre mois à un régime d'injection moyen de 25 $kg/s$ effectué en

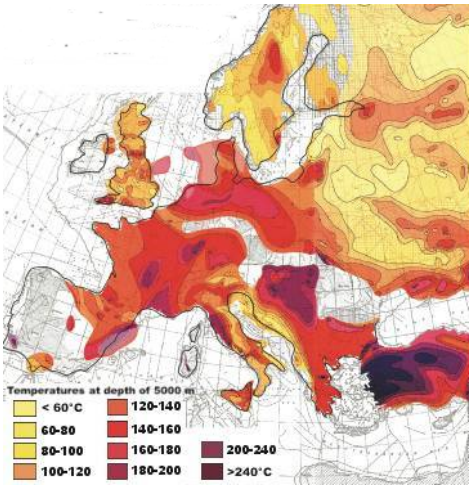



FIG. 1.5: Température à une profondeur de 5000m (Genter et al., 2005)

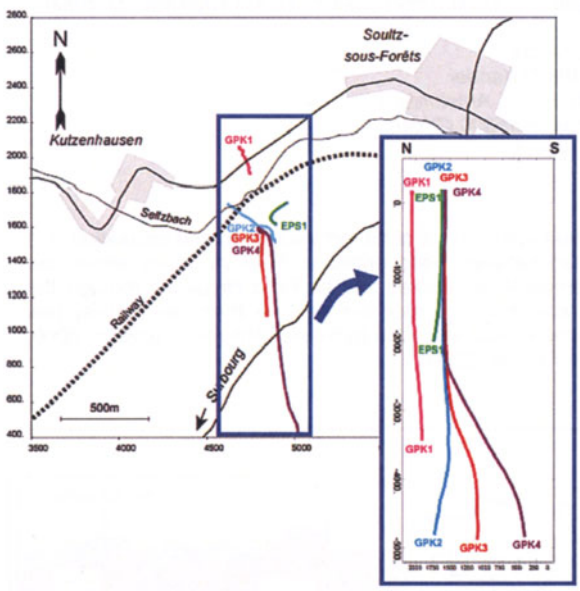



FIG. 1.6: Situation de l'ensemble des puits forés à Soultz (vue plane et coupe Nord-Sud)

1997 paraissait offrir une perspective de rendement intéressante, mais insuffisante étant donné le coût de l'énergie à cette époque. Il fut donc décidé de prolonger le puits GPK2 à 5000 $m$ de profondeur et de forer deux autres puits, GPK3 et GPK4 jusqu'à cette profondeur afin d'obtenir une température de 200 °C, et ainsi avoir une meilleure perspective de rentabilité. Le forage du puits GPK2 atteignit la profondeur de 5000 $m$ début 2000. Sa campagne de stimulation débuta en juin 2000. Les résultats obtenus furent encourageants ; après détermination de l'état des contraintes dans cette partie du réservoir, la trajectoire du puits GPK3 fut décidée, et le forage dirigé débuta, pour aboutir courant 2003. Le forage de GPK4, ayant lieu en parallèle, fut terminé à l'automne 2004.

Aujourd'hui trois puits ont donc été forés au travers du socle granitique de Soultz-sous-forêts à 5000 $m$ de profondeur. Les campagnes de stimulation des puits ont été menées à bien, et des tests de circulation à long terme commencent à être réalisé sur le site.

#### 1.3.5.2 Géologie

Le site de Soultz-sous-forêts est situé dans le fossé d'effondrement du Rhin, près de sa limite ouest, sur une anomalie thermique locale (figure 1.7). Seul le premier puits d'exploration EPS1 fut carotté ; les autres furent forés sans carottage. Les seules données sur ces puits sont donc les échantillons de forage et les images UBI (Ultrasonic Borehole Image), dont les données seront examinées avec attention dans le chapitre 5. Sans entrer dans les détails, la figure 1.7 présente globalement la géologie du site de Soultz-sous-forêts. Des études très précises sur la pétrographie et les altérations hydrothermales du granite de Soultz peuvent être trouvées dans la littérature (Dezayes et al., 2005; Genter, 1989; Dezayes et al., 2005).

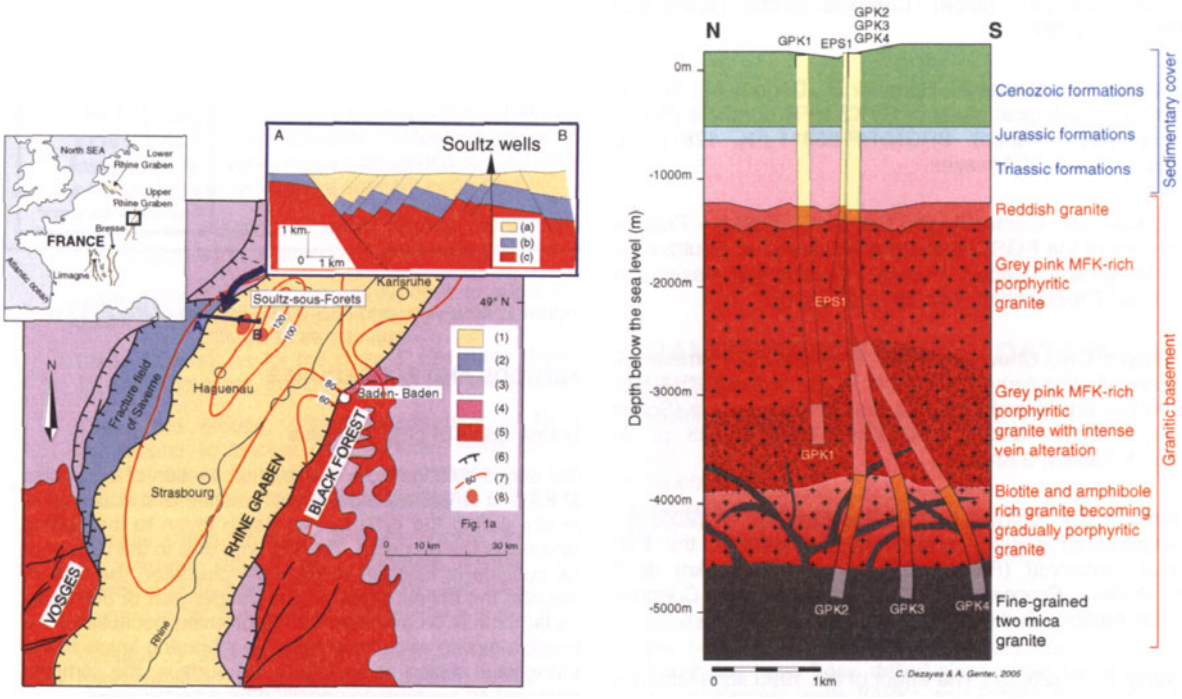



FIG. 1.7: Géologie du graben du rhin à gauche ((1) sédiments Cénozoïques, (2) Cénozoïque volcanique, (3) Jurassique, (4) Trias, (5) Hercynien, (6) failles, (7) température à 1500m, (8) anomalies thermiques, (a) et (b) sediments Cénozoiques, (c) socle granitique) et corrélation des données géologiques de puits à droite (Genter et al., 2005)

#### 1.3.5.3 Les campagnes de stimulation déjà menées

De nombreuses campagnes de stimulation des puits ont déjà été menées à Soultz-sous-forêts (les mesures effectuées sur le site lors de ces dernières seront étudiées en détail dans le paragraphe 6.1.2 dans le but de caler le modèle). Aujourd'hui, le développement du réservoir

profond est en phase d'achèvement. La figure 1.8 montre la localisation des évenements sismiques relevés à Soultz-sous-forêts lors des campagnes de stimulation des puits. Cette figure donne ainsi une idée de l'étendue du réservoir géothermique stimulé. Ces phases de stimulation ont une importance capitale dans le développement du réservoir et les résultats obtenus seront ici longuement examinés.

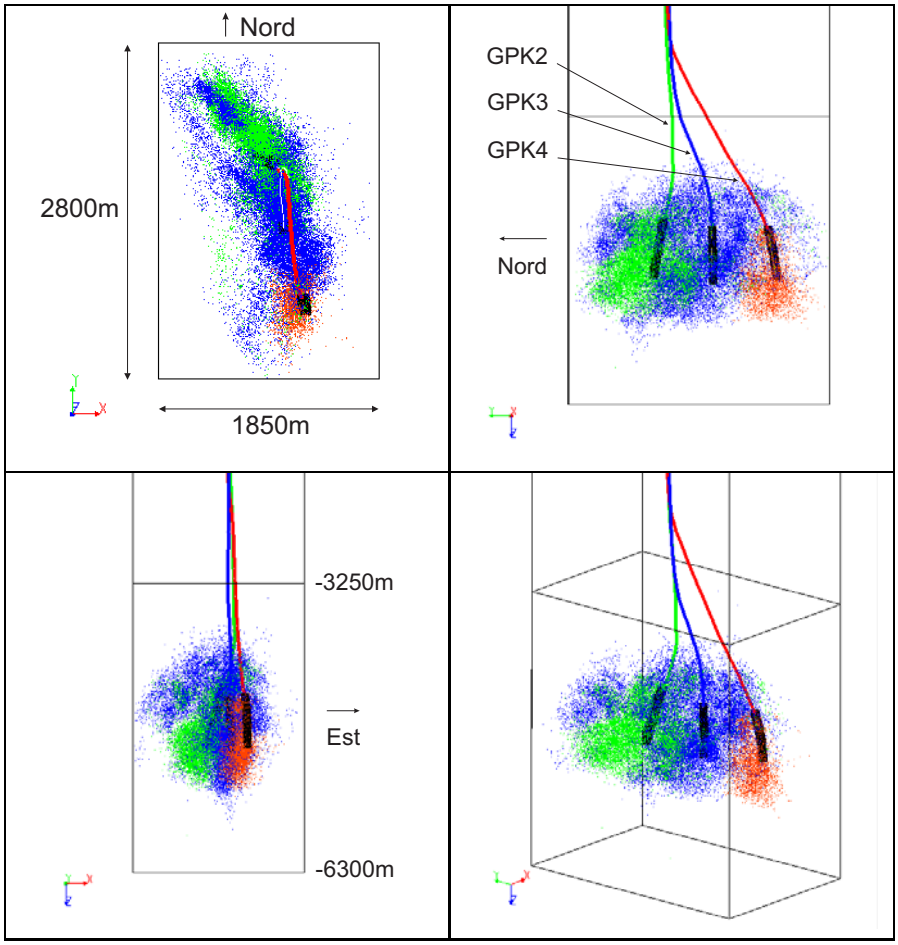



FIG. 1.8: Évenements sismiques localisés à Soultz dans le réservoir géothermique (en haut à gauche, vue de dessus ; en haut à droite, vue d'ouest ; en bas à gauche, vue de sud ; en bas à droite, vue artistique) ; les points verts représentent la stimulation de GPK2 (en clair à gauche sur la vue d'ouest), les bleus la stimulation de GPK3 (en sombre au milieu), et les rouges la stimulation de GPK4 (à droite en clair) ; les sections ouvertes des puits sont en noir

## 1.4 Présentation du travail proposé

### 1.4.1 Composition du fluide de formation

Le fluide de formation présent dans les fractures du socle granitique de Soultz-sous-forêts a un pH de 4.9 à 200°$C$. C'est une saumure de chlorure de sodium, dont la masse totale de

solide dissout (TDS) est de 100 $g.L^{-1}$. Le tableau 1.1 montre la composition chimique de ce fluide de formation, basée sur des analyses après un essai de production de GPK2 en 2000.

| Espèce | Concentration [mmol/kg] |
|---|---|
| $Na^+$ | 1079 |
| $K^+$ | 68.5 |
| $Ca^{2+}$ | 157 |
| $Mg^+$ | 3 |
| $cl^-$ | 1452 |
| $S$ | 1.6 |
| $C$ | 19 |
| $Fe^{2+}$ | 2.4 |
| $Sio_2$ | 5.7 |

TAB. 1.1: Composition du fluide de formation de Soultz-sous-forêts (André et Vuataz, 2005)

Cette saumure chargée en espèces chimiques a une densité de 1.07 à 20 $^\circ C$ et de 0.944 à 200 $^\circ C$.

### 1.4.2 Problématique de la thèse

Le réservoir géothermique profond de Soultz est envahi par de la saumure, même si l'écoulement y prenant place est moins dominé par la présence de failles régionales très perméables que le réservoir situé à 3600 $m$ (Kohl et al., 2000). On voit ci dessus que cette saumure diffère par sa composition, température et densité du fluide qui va être injecté. Le fluide injecté peut être de l'eau ou bien de la saumure. Pour les campagnes de stimulation, on injecte dans le puits en cours de stimulation de la saumure lourde (concentration en NaCl de $300g/l$, densité 1.2 à $20^\circ C$) pour initier la stimulation, puis de l'eau douce, de densité 1 à $20^\circ C$. Cette opération a pour but de créer un *bouchon* de saumure lourde qui sera ensuite poussé par l'eau douce, car on ne peut disposer d'une quantité infinie de saumure pour stimuler le réservoir. Ce *bouchon* a pour but de développer la partie la plus basse du réservoir (c'est la partie la plus chaude donc la plus économiquement intéressante). Lors des phases de circulation en revanche, le fluide caloporteur qui circule dans les fractures entre le puits d'injection et les puits de production est de l'eau douce, fluide qui propose le meilleur rapport capacité calorifique/prix.

Ainsi, entre le fluide de formation et le fluide injecté, il peut y avoir un contraste de densité supérieur à 0.25 dans le cas de l'injection d'une saumure lourde et froide. Dans le cas de l'injection d'eau douce, le contraste est de l'ordre de 0.05. Notons que le fluide injecté va se réchauffer au contact du granite. Ainsi dans le cas de l'injection d'eau douce, l'eau injectée est au départ froide, et donc plus lourde que le fluide en place. Après circulation dans le réservoir, sa température augmente, et sa densité devient rapidement similaire à celle du fluide de formation (aux alentours des 90 $^\circ C$). Ensuite, l'eau injectée se réchauffant encore, la densité de cette dernière devient inférieure à celle du fluide de formation. On voit que la modélisation de l'injection d'eau douce dans le but d'évaluer les flux densitaires pose le problème de la modélisation thermodynamique, pour le calcul des températures du fluide injecté. Le cas de l'injection d'une saumure lourde est plus simple puisque cette dernière reste dans tous les cas

plus lourde que la saumure de formation.

La question est ici de savoir **quel rôle va jouer ce contraste de densité entre les différents fluides** (de formation et injecté) dans les différents mécanismes intervenant dans la stimulation et l'exploitation du réservoir géothermique. Deux alternatives de modélisation sont possibles. La première possibilité est l'écriture d'un module de transport de soluté en faisant intervenir la concentration de soluté dans la densité du fluide. La seconde possibilité est la gestion d'écoulements biphasiques au sein du réservoir, en supposant les deux fluides immiscibles. Cette dernière hypothèse est relativement vraie dans la mesure où il existe un contraste de densité et de température très important entre le fluide en place et le fluide injecté avant que ce dernier ne se réchauffe. Cette possibilité pouvant permettre de nombreuses applications annexes, il a été décidé de faire évoluer le code de calcul d'écoulements en milieu fracturé FRACAS, développé par Ezzedine (1994) et Jeong (2000) à l'École des Mines de Paris vers une gestion multiphasique des écoulements.

Nous ne modéliserons pas ici les processus thermodynamiques inhérents à la circulation des différents fluides dans le réservoir géothermique, c'est à dire les changements de température des fluides. Nous simplifierons le problème en supposant que les densités des deux fluides sont constantes dans le temps et l'espace. L'évaluation de l'impact du contraste de densité sur le comportement du réservoir passera ainsi par deux types de modèles : injection d'un fluide plus lourd que le fluide en place, ou bien injection d'un fluide plus léger ou aussi dense que le fluide de formation afin d'examiner les différences observées. Dans tous les cas, les campagnes modélisées sont des injections sur de relativement courtes périodes de temps (allant de semaine au mois) ; nous ne nous intéresserons ici en aucune manière au comportement hydraulique ou thermique à long terme d'un tel système, dont la prévision ne peut se faire sans la prise en compte des échanges thermiques ayant lieu à différentes échelles.

### 1.4.3 Plan du travail

La première partie de cette étude est une introduction élargie qui présente le problème et les différents types de modélisation pouvant apporter des réponses au problème posé. Dans une seconde partie, le développement d'une méthode de calcul biphasique des écoulements est présentée, puis mise à l'épreuve par le biais de deux cas tests, l'un issu du monde pétrolier, et l'autre issu de l'hydrogéologie classique. La troisième partie sera consacrée à la construction d'un modèle représentant au mieux le réseau de fractures de Soultz-sous-forêts. Nous détaillerons ici les différentes étapes de cette contruction, de l'interprétation des données recueillies sur le site jusqu'au calage des résultats grâce à une analyse de sensibilité. Une dernière partie enfin comportera une analyse de l'impact des différences de densité du fluide injecté sur le comportement hydraulique et mécanique du système, et présentera une discussion des hypothèses effectuées lors de la construction du modèle de réseau de fractures.

# Chapitre 2

# Modélisation des écoulements en milieu fracturé - description du code utilisé

Ce chapitre a pour but de proposer un état de l'art succinct de la modélisation des écoulements souterrains en milieu fracturé, tout en précisant l'approche choisie pour notre étude.

## 2.1 Synthèse bibliographique : les différentes approches

Une très bonne synthèse des différents modèles existant ou ayant existé peut être trouvée dans la thèse de Jeong (2000). Nous reprendrons ici les grandes lignes de ses travaux.
On peut tout d'abord effectuer une distinction entre les modèles mathématiques utilisés selon l'hétérogénéité du milieu fracturé représenté, c'est à dire suivant la taille du Volume Elementaire Représentatif, ou VER (Marsily, 1981) :

- les modèles à milieu continu équivalent si la taille du VER est inférieure de plusieurs ordres de grandeur à celle du système étudié

- les modèles à milieu discontinu dans l'autre cas.

Contrairement aux milieux continus équivalents, les milieux discontinus comportent explicitement des ensembles de fractures individuelles ou fractures équivalentes ; ils peuvent ainsi représenter l'hétérogénéité du milieu fracturé sur une échelle plus petite que celle normalement considérée dans un modèle continu équivalent.

### 2.1.1 Approche "milieu continu équivalent"

#### 2.1.1.1 Les modèles déterministes

**Le milieu poreux équivalent (MPE)** Les écoulements en milieu fracturé s'effectuant essentiellement par le réseau de fractures, il est difficile d'établir un tenseur de perméabilité comme dans le cas d'un milieu poreux en raison du caractère discontinu de ce type de milieu (Feuga, 1983). Or, si l'on considère un milieu poreux à une échelle millimétrique, ce dernier

est également un milieu discontinu. Ainsi, un milieu fracturé donné, que l'on regarde à une échelle suffisamment grande pour que la facturation soit homogène, peut être assimilé à un milieu poreux fictif, dont les propriétés hydrauliques représenteraient ce milieu fracturé. Un tel milieu se nomme *milieu poreux équivalent*, ou MPE.

Ce concept repose en réalité sur l'hypothèse que la relation entre flux et gradient de charge peut être exprimée de la même façon en milieu poreux et en milieu fracturé. Pour ce faire, il est indispensable que la perméabilité du milieu fracturé considéré puisse être représentée par un tenseur en tout point du domaine. D'un point de vue pratique, on définit ce tenseur en un nombre fini de points ; ainsi, il représente la perméabilité d'un certain volume de roche fracturée entourant le point considéré. Le plus petit volume sur lequel ce tenseur peut être déterminé est appelé *Volume Élémentaire Représentatif*, ou VER. Cette notion a été introduite par Bear (1972) dans le but de caractériser le milieu poreux. On affecte ainsi à un point mathématique de l'espace les propriétés hydrauliques du milieu à partir d'un certain volume de matériau, le VER, qui permet de définir la *moyenne* de la propriété nous intéressant (Marsily, 1981). Il s'agit d'une intégration spatiale qui suppose implicitement une représentation du milieu doté d'une certaine régularité statistique afin qu'il soit possible de moyenner les propriétés hydrauliques à l'échelle du VER. Cette intégration spatiale suppose ainsi que le réseau de fractures soit suffisamment dense et bien connecté (Long et Witherspoon, 1985; Dershowitz et Einstein, 1988).

Cependant cette approche semble ne pas être valide dans tous les cas. Dans les études sur la connectivité des réseaux de failles aléatoires, utilisant une loi de distribution des longueurs en puissance, Bour et Davy (1997) montrent qu'il n'existe pas d'échelle du VER dans ces milieux. Dans ce cas, la perméabilité peut dépendre de la taille du volume échantillonné quel que soit ce volume. Comme l'expliquent ces auteurs, si l'exposant de la loi puissance considérée est compris entre 1 et 3, pour des réseaux à densités de fractures constantes, le seuil de percolation du système dépend alors de l'échelle considérée, et augmente avec la dimension de ce dernier.

**La double porosité** L'hypothèse des modèles à double porosité est basée sur la coexistence de deux porosités et de deux perméabilités dans le milieu fracturé. La matrice poreuse est représentée par une perméabilité faible et une porosité forte, contrairement aux fractures. Elle domine alors la capacité d'emmagasinement du milieu fracturé. En revanche, les fractures sont le lieu des écoulements principaux (voir figure 2.1).

Deux approches ont été bâties selon le régime de l'écoulement entre la matrice rocheuse et les fractures :

- l'écoulement peut être supposé permanent (Barenblat et al., 1960; Warren et Roots, 1963)
- l'écoulement peut être supposé transitoire (Kazemi, 1969; Streltsova, 1979; Boulton et Streltsova, 1977)

L'avantage premier des modèles à double porosité est qu'ils permettent de fournir un mécanisme expliquant le retard de la réponse hydraulique dans la matrice rocheuse. Ce retard est en effet causé par le fluide reposant dans la matrice poreuse de faible perméabilité. Cependant, deux problèmes majeurs apparaissent lors de l'utilisation de ces modèles :

- la simplification et la régularisation de la géométrie du milieu

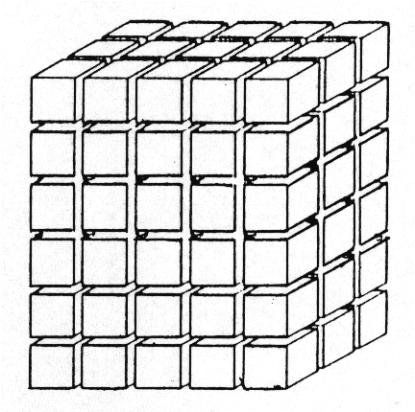


FIG. 2.1: Modèle à double porosité de Warren et Root (1963). Les blocs représentent la matrice rocheuse

– la difficulté d'estimation des paramètres hydrauliques

#### 2.1.1.2 Les modèles stochastiques continus (SCM)

La base des modèles stochastiques continus consiste à représenter les propriétés hydrauliques des milieux poreux hétérogènes en termes de paramètres statistiques qui varient dans l'espace suivant une loi statistique (voir figure 2.2).

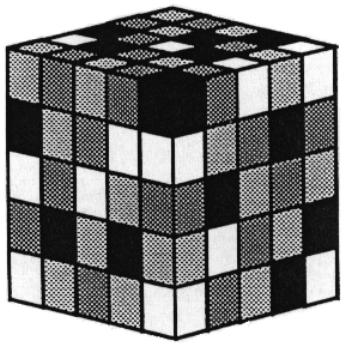


FIG. 2.2: Modèle stochastique continu

Dans cette approche, on suppose que le milieu fracturé est un milieu continu hétérogène (Neumann, 1988), mais que les paramètres statistiques qui décrivent cette hétérogénéité sont uniformes dans le milieu étudié. Si cette hypothèse est valide, les paramètres statistiques caractérisant le milieu fracturé sont réduits en une forme exprimée en termes de moyenne, d'écart type et de structure de corrélation tridimensionnelle pour chaque variable concernée, telle que la porosité ou la perméabilité. La structure de corrélation est une mesure qui représente le degré de continuité spatiale de la variable considérée par l'intermédiaire d'outils géostatistiques.

De nombreuses études sur l'écoulement de fluides et le transport de soluté en milieu poreux hétérogènes ont été menées avec des modèles stochastiques continus (Gehlar et Axness, 1983; Dagan, 1986; Neumann, 1987; Graham et McLaughlin, 1989; Thompson et Gehlar, 1990; Chin et Wang, 1992; Moreno et Tsang, 1994; Tsang et al., 1996).

Dans la pratique, l'avantage notoire que présente cette méthode est la possibilité d'utiliser directement dans le modèle les propriétés hydrodynamiques et les données hydrauliques mesurées *in situ*.

### 2.1.2 Approche "milieu discontinu"

Les massifs fracturés se composent de blocs séparés par de discontinuités. Par conséquent, les modèles discontinus peuvent constituer une approche intéressante afin de les représenter. Ces discontinuités se trouvent à des échelles variées. Leurs propriétés hydrodynamiques varient en fonction de leur géométrie, de leur position dans l'espace ou encore de leur directions. Les modèles discontinus doivent expliquer ces complexités. La connaissance des caractéristiques d'une fracture sur le terrain est limitée et l'extension des fractures est inconnue. Ce problème de continuité des fractures ne peut être résolu que par des modèles stochastiques et des approches probabilistes du réseau de fracture.

Nous allons dans cette section présenter différents modèles discontinus : les modèles à fracture unique, qui furent historiquement les premiers à envisager ce genre d'approche du milieu fracturé, les modèles fractals, puis les modèles à réseau de fractures discrètes et les modèles à chenaux. Ces deux derniers modèles tentent de représenter l'irrégularité des chemins d'écoulement à travers les réseaux de fracture.

#### 2.1.2.1 Les modèles à fracture unique

Cette famille de modèle fut développée à partir des années 1970. Ils ont pour but l'interprétation d'essais de pompage en milieu fracturé. Dans ces modèles, le milieu fracturé est considéré comme un milieu poreux équivalent au sein duquel se trouve une seule fracture. cette fracture a une perméabilité plus grande que celle du milieu environnant et est recoupée par le puits de pompage. Ils peuvent être utilisés comme des outils simples d'interprétation d'essais de pompage, mais ils peuvent difficilement représenter un milieu réel dans plusieurs dimensions. La principale difficulté d'utilisation de ces modèles réside dans la détermination des paramètres de la faille principale, comme son emmagasinement ou sa perméabilité.

D'autre part, de nombreuses hypothèses, parfois restrictives, sont nécessaires afin d'appliquer ces modèles. La plus importante d'entre elles est la captivité de l'aquifère fracturé étudié. Parmis ces modèle on peut citer le cas de la fracture unique verticale (Gringarten et Witherspoon, 1972), le cas de la fracture horizontale (Gringarten et Ramey, 1974) pour le régime permanent. Dans les années 1980, de nouveaux modèles moins restrictifs dans les hypothèses et applicables à un régime transitoire virent le jour, comme par exemple le modèle de la fracture verticale de Cinco-Ley et Samaniego (1981).

#### 2.1.2.2 Les modèles fractals

Ce type de modèle est basé sur la théorie de la géométrie fractale (Mandelbrot, 1982) qui est utilisée comme un outil mathématique pour décrire des phénomènes naturels très irréguliers. L'idée principale de cette théorie est l'auto-similarité d'un phénomène (par exemple la fragmentation et la fissuration des roches) qui peut se répéter de la même façon à différentes échelles (Hamm et Bideaux, 1996).

Dans les études sur la fracturation des roches et l'écoulement des fluides qui y circulent, l'application de la géométrie fractale est basée sur le fait que les grandes fractures résultent le plus souvent de l'assemblage de plus petites, c'est à dire que le réseau de fractures s'organise de façon hiérarchique (Allègre et al., 1982). La caractéristique principale de tout phénomène fractal est sa dimension $D$. Cette dimension est en général utilisée comme une mesure du degré d'irrégularité du phénomène (Mandelbrot, 1982). Dans la plupart des études d'écoulement en milieu fracturé fractal, la dimension fractale est utilisée pour caractériser la loi de variation de la section offerte à l'écoulement en fonction de la distance au puits de pompage (Barker, 1988; Chang et Yortsos, 1988; Bangoy et al., 1992; Hamm et Bideaux, 1996).

La plupart de modèles fractals sont analytiques et permettent d'offrir des solutions rapidement calculables, ce qui s'avère utile pour l'analyse de tests de pompage en forage. Ces modèles sont cependant basés sur une conceptualisation relativement approximative du milieu réel.

Nous ne détaillerons pas plus avant les propriétés de ces différents modèles d'écoulement en milieu fracturé. Citons seulement les trois principaux modèles admis :
- Le modèle de Barker (1988)
- Le modèle de Chang et Yortsos (1988)
- Le modèle de Acuna et Yortsos (1995) (voir figure 2.3)

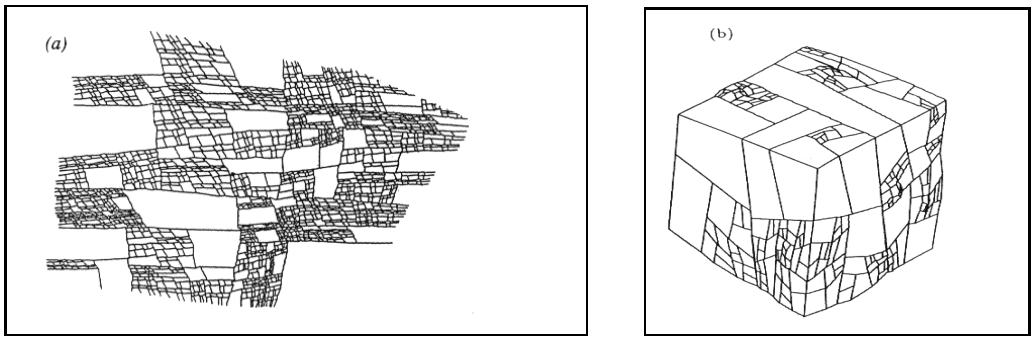



FIG. 2.3: Réseaux fractals de fractures dans le modèle de Acuna et Yortsos (1995). (a) réseau bidimensionnel à dimension fractale $D$ de 1.78, (b) réseau tridimensionnel à dimension fractale $D$ de 2.65 (Acuna et Yortsos, 1995)

#### 2.1.2.3 Les modèles à réseau de fractures discrètes (DFNM)

L'idée maîtresse du raisonnement conduisant à la construction de tels modèles est que la connaissance probabiliste de la géométrie des fractures ainsi que de leurs propriétés hydrodynamiques permet de prédire le comportement du système hydrologique étudié. Ces deux

aspects du réseau de fractures sont d'ailleurs étroitement liés aux concepts stochastiques du fait de la difficulté à décrire parfaitement les paramètres qui les régissent (Chilès et de Marsily, 1993). La géométrie d'un réseau de fractures est donc définie par des descriptions statistiques des paramètres des fractures, comme leur orientation, extension, position, épaisseur, perméabilité... A partir d'une définition stochastique, on réalise donc de multiples réseaux afin de résoudre en leurs seins l'écoulement des fluides. Un réseau de fractures particulier est donc une **réalisation** d'une **variable aléatoire**.

Une fracture, définie entre autres par sa position et son orientation, est située dans l'espace ; il est donc indispensable d'effectuer les simulations en trois dimensions. Une fracture ayant une extension finie, la question de la forme de la fracture se pose (voire figure 2.4). Dans ces modèles, les fractures sont représentées par des disques (Cacas et al., 1990; Long et al., 1985; Dverstrop et Anderson, 1989) ou encore par des polygones (Dershowitz, 1984; Herbert et al., 1991; Stratford et al., 1990). Le degré de connexion d'une fracture avec ses voisines va déterminer la connectivité du réseau. En modélisant l'écoulement dans chaque fracture et en assurant la conservation de la masse à chaque intersection, le système d'équations est résolu pour déterminer les distributions de charge hydraulique et de débit local à chaque nœud du réseau.

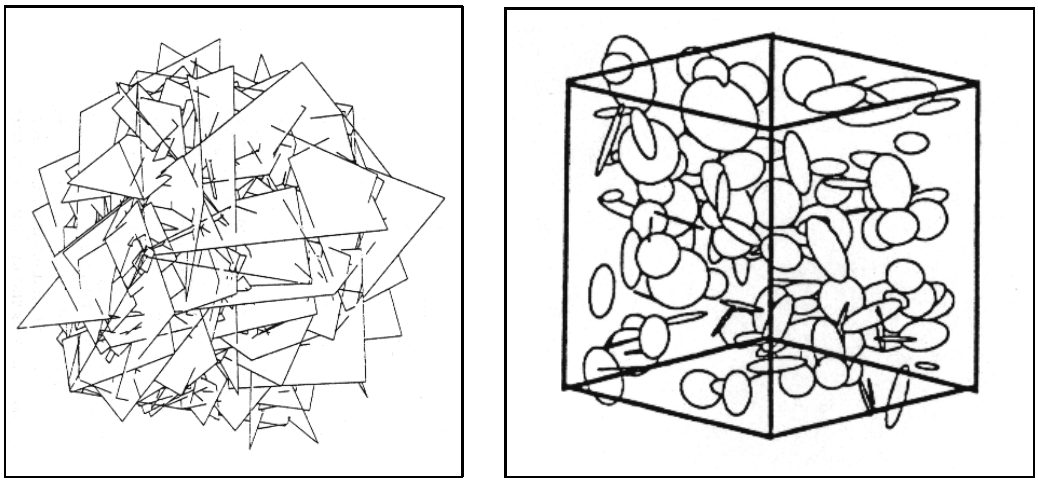


FIG. 2.4: Modèle à réseau de fractures discrètes. À gauche, un réseau de fractures polygonales (Stratford et al., 1990) et à droite, un réseau de fractures circulaires (Ezzedine, 1994).

De nombreux modèles d'écoulement à trois dimensions sont présentés dans la littérature (par exemple Long et al. (1985), Shapiro et Andersson (1985) ou encore Elsworth (1986)). Les applications de ces modèles ont été étudiées sur la mine de STRIPA en Suède par Dershowitz et al. (1991) et Herbert et al. (1991). On peut distinguer dans la pratique deux grandes familles de réseaux discrets de fractures : les réseaux dans lesquels un maillage bidimensionel est construit dans chaque fracture (Smith et al., 1985), et les modèles semi-analytiques, dans lesquels la valeur de la charge de chaque fracture est la même dans toute la fracture. Dans ce dernier cas, les phénomènes ayant lieu à une échelle inférieure à celle de la fracture sont traités de manière analytique grâce à des lois de comportement (Long et al., 1985).

Les avantages principaux des DFNM sont les suivants :
- une représentation explicite de la géométrie de zones fracturées et des propriétés physiques des fractures
- la possibilité de faire intervenir des structures régionales de type faille
- la possibilité de modéliser des zones fracturées à différentes échelles en se basant sur des observations structurales

#### 2.1.2.4 Les modèles à chenaux

Contrairement aux modèles de type DFNM où la simulation de l'écoulement a lieu sur toute la surface de la fracture, les modèles à chenaux reposent sur l'hypothèse que l'écoulement des fluides dans le réseau a principalement lieu dans des liens, ou chenaux monodimensionels qui lient les centres des fractures connectées entre eux (voir figure 2.5) (Moreno et Neretnieks, 1993; Segan et Karasaki, 1993; Cacas et al., 1990). Dershowitz et Fidelibus (1999) ont présenté un réseau de tubes monodimensionels qui est hydrauliquement équivalent à un réseau de fractures polygonales. L'écoulement dans chaque tube y est calculé par la méthode des éléments frontières.

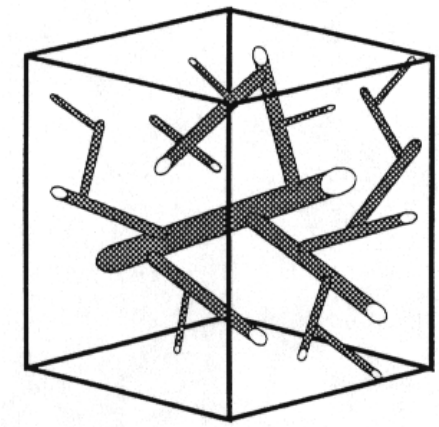


FIG. 2.5: Modèle à chenaux (Ezzedine, 1994)

Ces réseaux ne permettent pas l'utilisation des propriétés mesurées *in situ* des fractures dans la modélisation ; les paramètres employés sont alors plus considérés comme des variables de calage que des propriétés physiques du milieu. En revanche, ils permettent une diminution des temps de calcul par rapport à un modèle de type DFNM, l'utilisation d'un moins grand nombre de paramètres pour décrire la totalité du réseau, et enfin un gain de temps de calcul.

### 2.1.3 Conclusion

Ce bref inventaire des différents modèles existant dans la littérature et visant à décrire les écoulements en milieu fracturé n'est pas exhaustif mais donne une idée de la variété des méthodes employées ; elle est à l'image de l'hétérogénéité du milieu. Si l'approche "milieu continu" est relativement simple à mettre en œuvre, elle pose le problème de l'échelle des discontinuités à considérer. L'approche discrète, quant à elle, permet une utilisation plus directe

des paramètres mesurés *in situ* et transcrit l'hétérogénité du milieu, mais la méconnaisance de l'extension des fractures reste un problème majeur, et l'aspect probabiliste de ce type de modèlisation demande d'effectuer à chaque modèle plusieurs calculs sur de multiples réalisations du réseau.

Concernant la modélisation d'écoulements en milieu discontinu appliquée à la géothermie HDR, les modèles utilisés doivent pouvoir simuler un certain nombre de phénomènes qui ne sont pas toujours indispensables à la simulation de réservoir, du fait de la nécessaire prise en compte de la phase de développement du réservoir géothermique, qui implique un très fort couplage hydromécanique. Ces phénomènes se traduisent par un certain nombre de caractéristiques de ces modèles, comme une représentation explicite des fractures, une ouverture des fractures dépendant de la contrainte effective, la prise en compte des ruptures en cisaillement des fractures, et des lois de comportement décrivant les relations entre l'ouverture des fractures et leur conductivité hydraulique. Parmi les différents codes disponibles, nous pouvons citer FRACSIM-2D et FRACSIM-3D, les codes FRACTURE et HEX-S (Kohl et Megel, 2005) sur lesquels nous reviendrons dans la partie 2.2.3.2, ou encore les codes GEOCRACK-2D et GEOCRACK-3D utilisés par le Département américain de l'Énergie.

En se basant sur une approche discrète, Cacas et al. (1990) ont développé FRACAS, un code de calcul tridimensionel pour la simulation des écoulements permanents et le transport dans le cadre de l'étude de l'effet d'échelle en milieu fracturé. Ce modèle a été appliqué sur le site de Fanay-Augère dans le cadre du projet européen *Gestion et stockage des déchets radioactifs*. Il a ensuite évolué afin de permettre le traitement des effets hydromécaniques et thermiques ainsi que le régime transitoire (Bruel, 1990; Ezzedine, 1994). Par la suite, un couplage avec une couche sédimentaire susjacente (Jeong, 2000) a été développé. La partie 2.2 décrit les principales fonctions du code FRACAS utilisées dans cette étude, comme principalement la génération du réseau de fractures, la gestion des écoulements au sein de ces dernières et le couplage hydromécanique, qui joue dans notre cas un rôle prépondérant.

## 2.2 Un modèle particulier ; le code FRACAS

Cette partie sera consacrée à la description des caractéristiques du modèle de réseau discret de fractures qui servira dans la suite de base pour le développement d'une version biphasique du code d'écoulement. Nous décrirons dans un premier temps le modèle géométrique des fractures et les caractéristiques du réseau généré, pour ensuite aborder le couplage mécanique.

### 2.2.1 Le modèle géométrique des fractures

Suivant la méthode décrite par Cacas et al. (1990), la forme des fractures présentent dans le bloc de roche modélisé est celle d'un disque. La distribution de ces disques dans l'espace repose sur des paramètres stochastiques qui seront exposés ultérieurement.

#### 2.2.1.1 Les propriétés des familles de disques

L'analyse stochastique des réseaux de fractures naturelles révèle que ces dernières peuvent fréquement se répartir en plusieurs familles d'orientations distinctes, plutôt que d'orientations aléatoires (Chiles, 1988). Ce classement reflète l'histoire tectonique locale du massif étudié, et

permet d'accéder à la connaissance de certains des paramètres géométriques décrivant chacune de ces familles. La figure 2.6 montre les différents paramètres permettant de décrire totalement une fracture dans l'espace.

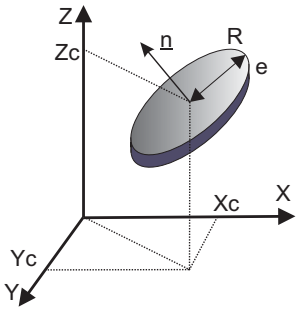



FIG. 2.6: Paramètres définissant une fracture

La création d'un modèle de réseau de fractures passe donc par la définition de plusieurs familles de fractures dont les méthodes de tirage des différents paramètres les définissant sont exposées ci-dessous. Une fois ce travail effectué, on réalise un réseau par tirage au sort séquentiel des fractures composant chaque famille.

**Le nombre de fractures** Dans FRACAS, le nombre de fractures d'une famille donnée présente dans le modèle est défini par un volume (qui peut être distinct du volume du domaine modélisé), et par une densité de fracture $\lambda_i$. Un processus de *Poisson* permet de relier la densité de fractures du nombre de fractures présentes dans le volume considéré (Yakowitz, 1977). L'expression suivante donne la probabilité d'avoir un nombre $N_i$ de centres de fractures dans un volume $V$ :

$$P(N_i = \kappa) \;=\; e^{-\lambda_i V} \frac{(\lambda_i V)^\kappa}{\kappa!}$$

**La distribution dans l'espace des centres des fractures** D'une manière générale dans le code FRACAS, les centres des disques générés sont répartis indépendamment dans le volume simulé. Les coordonnées cartésiennes des centres des disques sont tirées au sort suivant une loi uniforme sur les trois axes $(\Delta x, \Delta y, \Delta z)$ dans l'intervalle choisi. Cependant, dans la réalité, la distribution dans l'espace des centres des fractures d'une même famille n'est pas parfaitement aléatoire (Long et Billaux, 1987). D'autres procédés ont été décrits afin de représenter la non-uniformité spatiale de la densité de fractures. Billaux (1990) et Chiles (1988) ont procédé à un processus de tirage non indépendant de salves poissonières, où la position des premières fractures conditionne le tirage des suivantes. Cette méthode permet de générer des réseaux dans lesquels les fractures sont assemblées en amas. Dershowitz et Einstein (1988) proposent quatre modèles conceptuels présentant une non uniformité de la distribution spatiale des fractures (voir figure 2.7) : le modèle de *Levy-Lee*, les modèles de *Poisson* stationnaire et non stationnaire et le modèle de *war zone*.

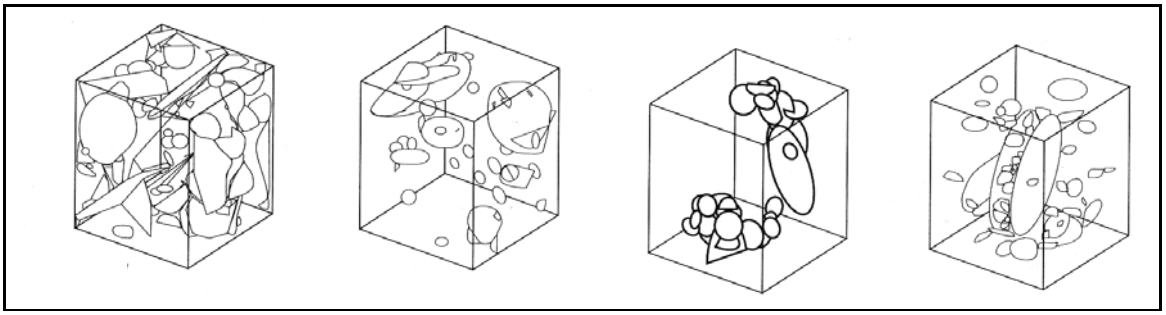


FIG. 2.7: Modèles conceptuels présentant une non uniformité de la densité spatiale de fracture, de gauche à droite : le modèle de poisson stationnaire, le modèle de poisson non stationnaire, le modèle de *Levy-Lee* fractal et le modèle de *war zone* (Dershowitz, 1995)

**L'orientation des fractures** Les familles directionnelles d'un réseau rassemblent des fractures ayant des orientations voisines. Une loi de distribution des orientations appropriée est la loi de *Fisher von Mises* (Mardia, 1972). Pour chaque famille directionnelle de fractures, on définit une valeur particulière du vecteur normal $\vec{n}$ à la fracture, où **pôle**, ainsi qu'une certaine dispersion autour de ce vecteur. Cette loi s'exprime de la façon suivante :

$$f_\kappa(\alpha) \;=\; \frac{\kappa}{4\pi \sin hk} e^{\kappa \cos\alpha} \sin\alpha$$

où $\alpha$ est l'angle de rotation entre le pôle de la fracture considérée et celui défini pour la famille, et $\kappa$ est le paramètre de la loi. Pour $\kappa \to 0$, la distribution est très concentrée autour du pôle, et pour $\kappa \to \infty$ cette distribution devient la loi de distribution uniforme sur une sphère.

**L'extension des fractures** Plusieurs lois statistiques peuvent être proposées pour représenter la distribution d'extensions des disques qui constituent le réseau. Les lois de distribution *exponentielle* (Dverstrop et Anderson, 1989) et *log-normale* (Cacas, 1989; Billaux, 1990) sont fréquemment utilisées :

- **Loi *log-normale*** : une variable aléatoire $X$ distribuée suivant une loi *log-normale* de paramètres ($\mu$, $\sigma$) est telle que son logarithme est distribué suivant une loi *normale* de moyenne $\mu$ et d'écart-type $\sigma$. La fonction densité de probabilité correspondante est donc exprimée par :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)^2\right]$$

  La moyenne $E(X)$ et la variance $V(X)$ de $X$ s'expriment respectivement de formes suivantes :

$$E(X) = e^{\left(\mu + \frac{1}{2}\sigma^2\right)}$$

$$V(X) = E(X)^2 \left(e^{\sigma^2} - 1\right)$$

  La méthode utilisée pour obtenir une distribution qui suit une loi normale est celle de Box et Muller citée par Yakowitz (1977).

– **Loi *exponentielle*** : la fonction densité de probabilité d'une variable aléatoire $X$ est donnée par :

$$f(x) = \lambda e^{(-\lambda x)}$$

où $\lambda$ est le paramètre de la loi. La moyenne $E(X)$ et la variance $V(X)$ de $X$ sont :

$$E(X) = \frac{1}{\lambda} \qquad V(X) = \frac{1}{\lambda^2}$$

D'autre part, certains auteurs (Willis-Richards et al., 1963; Bour et Davy, 1997) ont utilisé une *loi de distribution en puissance* de la forme suivante :

$$n(l) = \alpha l^{-a} \tag{2.1}$$

où :
– $n(l)$ est le nombre de fractures ou failles
– $l$ est la longueur de fracture
– $\alpha$ est un coefficient de proportionnalité
– $a$ est un exposant variant entre 1 et 3

**L'épaisseur des fractures** L'épaisseur des fractures est dans notre code distribuée selon une loi log-normale, définie avec une valeur moyenne et un écart-type distincts pour chaque famille.

**Le conditionnement** Dans un réseau de fractures engendré par addition des différentes familles de fractures, il est fréquemment nécessaire de substituer un certain nombre de disques, pour tenir compte des éléments structuraux identifiés sur le terrain, le long d'un forage, au regard de l'établissement de l'écoulement. Par exemple une grande fracture telle qu'une faille peut être représentée localement par le pavage d'une portion de plan (Chiles, 1988).

Andersson et Dverstrop (1987) proposent une procédure de génération conditionnelle respectant la distribution statistique des traces de fractures observées sur le mur d'une galerie. Cette méthode permet de diminuer la variabilité des réponses hydrauliques des réseaux de fractures, le long de ce mur de galerie.

#### 2.2.1.2 Connectivité du réseau

Une des caractéristiques importantes contrôlant la perméabilité du réseau de fractures est la connectivité. La connectivité a été considérablement étudiée dans le domaine de la théorie de percolation (par exemple Kirkpartick (1973)). Dans les études numériques des réseaux de fractures, on observe qu'il existe une densité critique de fractures séparant deux comportements hydrauliques différents. Marsily (1981) a mentionné cette densité critique comme un seuil de percolation. Pour un domaine tridimensionnel et avec des disques de rayons identiques, le seuil de percolation peut être estimé par :

$$[Nr^3]_c \in [0.15 - 0.30] \tag{2.2}$$

où :
– $N$ est la densité de fracture dans un volume spécifique

– $r[m]$ est le rayon des disques

Charlaix et al. (1984) ont également proposé une expression analytique exacte du nombre moyen de contacts ($n$) par disque avec les autres disques du système, dans le cas de disques de rayons identiques et d'orientations aléatoires :

$$n = d\pi^2 r^3 \tag{2.3}$$

où :
– $d = \frac{Nb.\ de\ centres}{m^3}$ est la densité du système de disques
– $r$ $[m]$ est le rayon des disques
– $n$ est le nombre moyen d'intersections par disque

Bour et Davy (1997) ont fait des études théoriques et numériques de la connectivité de réseaux de failles à l'échelle macroscopique, en identifiant différents régimes dépendant de la valeur de l'exposant $a$ dans l'équation 2.1. Pour $a > 3$, la connectivité du réseau est gouvernée par des failles plus petites que la taille du système et la théorie de percolation classique peut être appliquée. En revanche, pour $a < 1$, des failles, les plus grandes dans le système, contrôlent la connectivité du réseau.

En pratique, le degré de connectivité n'est pas connu à l'avance dans le code FRACAS. En effet l'algorithme de recherche des connexions entre les disques utilisé par Cacas (1989) est similaire à celui développé par Robinson (1984) dans le cas bidimensionnel. Cet algorithme consiste à mailler un domaine considéré en un certain nombre de volumes élémentaires. Un disque donné peut intersecter un ou plusieurs de ces volumes élémentaires. Deux disques ne sont susceptibles de se recouper que s'ils traversent tous deux au moins un même sous-domaine. On ne teste ainsi l'intersection éventuelle entre deux disques que lorsque ceux-ci présentent une certaine proximité géographique. Cette méthode permet d'éviter de nombreux tests de voisinage et d'augmenter l'efficacité numérique.

Dans le cas où des fractures ou amas de fractures restent isolés dans certains réseaux de disques, ils sont extraits du système. Pour se faire, nous utilisons une procédure *de proche en proche* qui consiste à rechercher les fractures connectées aux limites (fractures du niveau 0), puis celles qui les intersectent (fractures du niveau 1), puis celles qui intersectent les fractures du niveau 1, etc. Les fractures non-atteintes par cette procédure sont éliminés du système, ainsi que les disques connectés à un seul autre disque. Cette procédure ne peut être utilisée que dans le cadre d'écoulement établi en régime permanent et n'est pas introduite dans l'étude d'écoulement en régime transitoire, car l'effet capacitif de toute fracture connectée à l'amas principal ne peut pas être ignoré.

### 2.2.2 Le modèle hydrodynamique

À la différence de l'approche déterministe qui consiste à calculer des écoulements bidimensionnels à travers le plan de la fracture (Long, 1983; Smith et al., 1985; Andersson et Dverstrop, 1987), Cacas et al. (1990) proposent une approche différente : l'écoulement dans les fractures a lieu dans des liens hydrauliques monodimensionnels équivalents joignant directement les centres des disques.

Ce concept de lien reflète les cheminements privilégiés d'écoulement inscrits dans les plans de fracturation, et est appelé *chenalisation*. Il est observé lors de résultats expérimentaux

obtenus à partir d'échantillons de granite fracturé de taille décimétrique à métrique (Bourke, 1987; Neretnieks, 1987; Abelin et al., 1985; Gentier, 1986).

Après avoir établi la géométrie des connexions entre les fractures interconnectées, il est nécessaire de définir les liens entre les centres des deux disques passant par le milieu du segment d'intersection. Du point de vue hydraulique, l'ensemble des fractures dans un réseau est considéré comme un ensemble d'éléments monodimensionnels mis bout-à-bout dans un domaine tridimensionnel. Le fluide injecté dans le réseau ainsi défini circule dans un conduit rectiligne reliant les centres des disques connectés et passant par le milieu de leur segment d'intersection (voir figure 2.8).

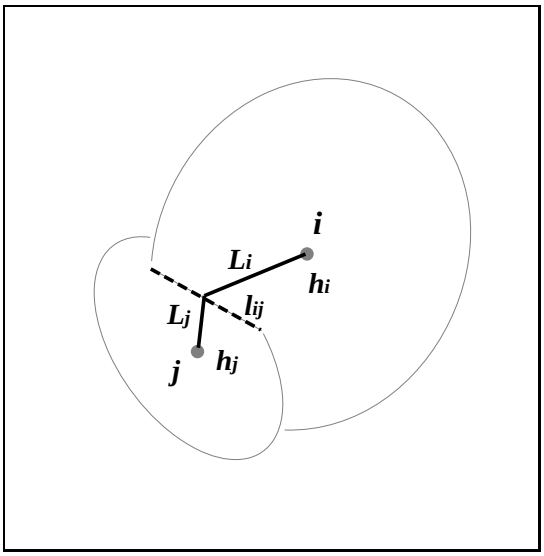



FIG. 2.8: Schématisation des écoulements entre deux disques interconnectés $i$ et $j$, où $h_i$ et $h_j$ sont les charges hydrauliques au centre de disques $i$ et $j$. $l_{ij}$ est le segment d'intersection et $L_i$ et $L_j$ sont les longueurs du centre de disques $i$ et $j$ au milieu du segment.

#### 2.2.2.1 Loi d'écoulement dans une fracture - *Conductivité hydraulique intégrée*

Du point de vue hydraulique, chaque disque est caractérisé par la donnée d'un paramètre appelé *conductivité hydraulique intégrée* (Cacas, 1989) qui est définie par le produit de la conductivité hydraulique classique $[ms^{-1}]$ et de la section d'écoulement $[m^2]$, et qui est déterminée par une loi probabiliste, comme par exemple une loi *log-normale*. Ce paramètre dépend des hypothèses sur la forme réelle de la section d'écoulement et sur les propriétés de l'écoulement à l'échelle de la fracture. Si l'on suppose que le fluide entre deux disques sécants circule dans un conduit de section circulaire (rayon $r$) ou rectangulaire (épaisseur $e$ × largeur $l$), les conductivités hydrauliques intégrées respectives $k_{tube}$ et $k_{ruban}$ $[m^3s^{-1}]$ sont obtenues suivant la loi de *Poiseuille* :

$$k_{tube} = \frac{g\pi}{8\nu} r^4 \qquad\qquad k_{ruban} = \frac{ge^3}{12\nu} l$$

où :

- $g$ $[ms^{-2}]$ est l'accélération de la pesanteur
- $\nu$ $[m^2s^{-1}]$ est la viscosité cinématique du fluide

Si l'on considère un lien entre deux disques $i$ et $j$ dont les conductivités hydrauliques intégrées sont $k_i$ et $k_j$, la *conductivité hydraulique intégrée* d'un lien $k_{ij}$ est construite à partir de la moyenne harmonique pondérée par les longueurs :

$$k_{ij} = \frac{(L_i + L_j)k_i k_j}{(L_j k_i + L_i k_j)} \tag{2.4}$$

où $L_i$ *et* $L_j$ $[m]$ sont les longueurs des deux segments constituant le lien complet entre deux fractures (voir figure 2.8).

Ces longueurs sont prises comme celles de chenaux rectilignes entre les centres des disques et le milieu du segment d'intersection.

S'il existe une différence de charge hydraulique entre deux centres de disques $\Delta h_{ij} = h_j - h_i$, le débit $Q_{ij}$ $[m^3s^{-1}]$ qui passe dans le lien est calculé par :

$$Q_{ij} = k_{ij}\frac{\Delta h_{ij}}{L_{ij}} \tag{2.5}$$

où $L_{ij} = L_i + L_j$ est la longueur totale d'un lien entre deux disques $i$ et $j$.

La grandeur de la conductivité hydraulique intégrée pour chaque lien peut traduire la résistance moyenne qui s'oppose à la circulation du fluide entre deux fractures sécantes, et elle représente toutes les propriétés géométriques sur les écoulements à l'échelle de la fracture : rugosité des parois, tortuosité et longueurs réelles des lignes de courant, chenalisation, etc.

Ces conductivités hydrauliques intégrées réparties entre les différents liens du réseau de fractures sont introduites en tant que paramètres spécifiques du modèle hydrodynamique et sont déterminées par calage, en identifiant les propriétés hydrauliques du modèle à celles du milieu réel étudié. Cacas (1989) propose une méthodologie pour cette calibration à partir des interprétations d'un ensemble de tests hydrauliques de type essai *Lugeon*.

#### 2.2.2.2 L'écoulement permanent dans un réseau de fractures

Dans le cas d'un régime permanent, l'écoulement est calculé en faisant appel au principe de la conservation de masse appliqué aux nœuds du réseau. Si l'on suppose qu'un nœud $i$ est relié à $n$ autres nœuds $j$, ce principe donne la relation suivante :

$$\sum_{j=1}^{n} k_{ij}\frac{h_i - h_j}{L_{ij}} = 0 \tag{2.6}$$

où :

- $k_{ij}$ $[m^3s^{-1}]$ est la conductivité hydraulique intégrée d'un lien $ij$
- $L_{ij}$ $[m]$ est la longueur du lien $ij$
- $h_i$ *et* $h_j$ $[m]$ sont les charges hydrauliques caractérisant les nœuds au centre des disques considérés

#### 2.2.2.3 L'écoulement transitoire dans un réseau de fractures

En utilisant les équations d'écoulement transitoire développées par Baker (1991) avec un réseau de fractures simplifié à un réseau de tubes monodimensionnels, Ezzedine (1994) a résolu le problème transitoire.

Considérons un tube rectiligne d'un réseau d'écoulement limité par deux nœuds $i$ et $j$ et de longueur $L_{ij}$ où l'écoulement obéit à la loi de *Darcy*. Dans ce tube, l'écoulement est caractérisé par une variation spatiale de la conductivité hydraulique intégrée $k_{ij}(x)$ présentée dans la section 2.2.2.1 et par l'emmagasinement spécifique $S_{ij}(x)$ $[m^{-1}]$, où $x$ $[m]$ est la distance de la section par rapport au nœud $i$ mesurée le long du tube. La méthode de résolution consiste à appliquer à l'équation d'écoulement la transformée de Laplace, puis à inverser le système obtenu grâce à la méthode de Stehfest (1970). Cette méthode permet de ramener le problème transitoire à un problème permanent dans l'espace des transformées de Laplace, tout en conservant une formulation directe du problème.

Jourde et al. (1998) ont repris la méthode décrite ci-dessus pour modéliser l'écoulement transitoire dans des réseaux de fractures orthogonales au voisinage d'un forage et pour analyser numériquement l'influence de la localisation du puits de pompage sur le rabattement. De façon à obtenir des valeurs de porosité et d'emmagasinement proches de celles observées dans les roches fracturées, ces auteurs ont proposé un coefficient d'emmagasinement intégré $[m]$, défini comme le produit de la somme des compressibilités de la fracture et de l'eau par la section de tube. Ce coefficient peut être défini comme le volume d'eau libéré et stocké par unité de longueur de tube, pour une variation de charge égale à une unité. Il permet de s'affranchir de la section, en considérant les éléments comme des objets monodimensionnels. Cette démarche est analogue à celle suivie par Cacas (1989) pour la définition de la conductivité hydraulique intégrée. Ce raisonnement se traduit par la résolution d'équations du type :

$$\sum_{j=1}^{n} k_{ij} \frac{h_i - h_j}{L_{ij}} = S_i L_i \frac{\partial h_i}{\partial t} \tag{2.7}$$

où :

- $S_i$ $[m]$ est le coefficient d'emmagasinement intégré d'une fracture $i$
- $t$ $[s]$ est le temps

L'objectif des études pour l'écoulement des fluides en régime transitoire consiste à représenter les essais d'injection des fluides dans un forage unique implanté dans une roche fracturée, en tenant compte d'éventuelles non-linéarités dues aux effets mécaniques sur la variation de la perméabilité des fractures et sur le coefficient d'emmagasinement. Nous allons dans la suite tout d'abord présenter le comportement hydro-mécanique des fractures et les concepts principaux des différents modèles hydro-mécaniques utilisés par de nombreux chercheurs. Nous présenterons ensuite notre démarche pour intégrer le comportement mécanique des fractures dans le code numérique FRACAS.

### 2.2.3 Le couplage mécanique

#### 2.2.3.1 Le comportement des fractures

La perméabilité d'une fracture naturelle dépend essentiellement de la géométrie des espaces vides entre deux épontes de la fracture. Une fracture typique comporte des régions où les deux épontes sont en contact, contournées par des régions ouvertes où les deux épontes sont séparées par une ouverture qui peut varier d'un point à un autre. Lorsque le fluide s'écoule à travers une telle fracture, il a tendance non seulement à contourner des zones en contact, mais aussi à prendre préférentiellement les chenaux aux ouvertures les plus larges et les mieux connectées (Zimmerman et al., 1992).

L'effet de la rugosité des épontes (*i.e.* la variation des ouvertures) sur l'écoulement des fluides dans une fracture a été très étudié (Brown, 1987; Brown, 1995; Pyrak-Nolte et al., 1987; Pyrak-Nolte et al., 1990; Zimmerman et al., 1991; Ge, 1997). Des études sur l'effet de la tortuosité due à des zones de contact ou à la rugosité des épontes de la fracture ont été réalisées par Walsh (1981), Brown (1987), Zimmerman et al. (1992), David (1993) et Zimmerman et Bodvarsson (1996).

La déformation des fractures due aux effets de contraintes influence fortement leur perméabilité. Une telle déformation peut provenir soit d'un changement de la pression du fluide, soit d'une perturbation du champ de contraintes dans la roche. L'un des paramètres importants étudiés pour le comportement mécanique et l'écoulement des fluides dans des fractures est la contrainte normale effective, qui est généralement prise comme la contrainte normale totale moins la pression du fluide (Terzaghi, 1936). Dans le cas d'une fracture soumise à une pression de fluide fixe, l'effet d'une contrainte normale croissante conduit à l'augmentation de zones de contact et par conséquent le débit qui passe dans une telle fracture a tendance à diminuer. En revanche, si une fracture est assujettie à une contrainte normale fixe, l'effet d'une pression du fluide croissante conduit à la disparition des zones de contact dans le plan de la fracture, en séparant les deux épontes, ainsi qu'à une diminution de la contrainte normale effective.

Dans les expérimentations menées en laboratoire avec des échantillons de granite soumis à l'effet d'une contrainte normale variable, Pyrak-Nolte et al. (1987) ont montré que les zones de contact sont augmentées de 8 à 30 % mais que le débit est diminué de deux ordres de grandeur lorsque la contrainte normale effective varie de 3 à 85 $MPa$. Gale (1975) a constaté que le débit traversant une fracture dans un échantillon de granite décroît d'un facteur 4 à 5 pour un accroissement de contrainte normale effective de 0.5 à 1.0 $MPa$. Gentier (1986) a également observé la diminution de la perméabilité intrinsèque de la fracture suivant la contrainte normale croissante dans ses expérimentations en laboratoire sur des échantillons de granite. À plus grande échelle, les effets de couplage mécanique peuvent se révéler encore plus complexes.

Selon les études numériques réalisées par Sayer (1990), lorsque la contrainte compressive appliquée à un milieu fracturé incluant deux familles de fractures orthogonales est augmentée, la décroissance d'ouverture des fractures dans la direction perpendiculaire à l'axe de contrainte conduit à la diminution de la perméabilité dans les directions parallèle et perpendiculaire à la contrainte appliquée.

Les effets hydro-mécaniques à l'échelle d'une fracture impliquent souvent des relations entre les contraintes mécaniques, la pression du fluide et l'écoulement dans la fracture. Ces effets induisent :

– la réduction de la transmissivité due à la fermeture des épontes de la fracture sous les

contraintes normales ;
- le changement de la transmissivité dû aux contraintes tangentielles et aux glissements tangentiels dans le cas où il y a une rupture en cisaillement ;
- le changement de l'emmagasinement dû aux changements couplés de la pression du fluide et de l'état des contraintes.

#### 2.2.3.2 La relation entre la déformation de la fracture et la contrainte normale effective

De nombreux travaux de recherche ont été menés sur le comportement et la déformation des fractures, comme ceux de Goodman (1976), Detournay (1979), ou encore Bandis et al. (1983), et sur l'accroissement des zones de contact, comme ceux de Brown et Schlotz (1987) et Pyrak-Nolte et al. (1987) en fonction de la contrainte normale effective appliquée.

Goodman (1976) propose que le comportement non-linéaire de la perméabilité de la fracture, dépendant de l'ouverture, est expliqué par le comportement non-linéaire et non-élastique de la fracture sous une compression. Il suggère aussi une relation hyperbolique empirique entre la fermeture de la fracture et la contrainte normale effective sous la forme suivante :

$$\sigma'_n = \frac{\Delta b}{b_{m0} - \Delta b}\sigma'_{n0} + \sigma'_{n0} \qquad \Delta b < b_{m0} \tag{2.8}$$

où :
- $\sigma'_n$ $[MPa]$ est le niveau de la contrainte normale effective
- $\sigma'_{n0}$ $[MPa]$ est le niveau de la contrainte normale effective initiale
- $\Delta b$ $[m]$ est la fermeture de la fracture sous un niveau de $\sigma'_n$
- $b_{m0}$ $[m]$ est la fermeture maximale de la fracture déterminée à partir de l'essai en compression en dessinant l'asymptote des déplacements.

Detournay (1979) propose une relation empirique de la forme suivante :

$$\sigma'_n = \alpha \left( e^{\beta \Delta b} - 1 \right) \tag{2.9}$$

où $\alpha$ et $\beta$ sont des constantes obtenues par un ajustement des données expérimentales avec la méthode des moindres carrés.

Bandis et al. (1983) proposent une relation hyperbolique entre la contrainte normale effective et la fermeture d'un joint (figure 2.6) :

$$\sigma'_n = \frac{k_{n0} b_{m0} \Delta b}{b_{m0} - \Delta b} \tag{2.10}$$

où $k_{no}$ $[MPa.m^{-1}]$ est la raideur normale initiale, définie par la dérivée de $\sigma'_{n0}$ par rapport à $b_{m0}$.

Brown et Schlotz (1987) ont déterminé à partir de résultats théoriques et expérimentaux que le déplacement des fractures est non seulement une fonction des propriétés élastiques de

la roche, mais dépend aussi fortement de la façon dont la topographie des épontes affecte la distribution des zones de contact.

Oda (1986) a proposé un modèle hydro-mécanique prenant l'approche de milieu continu équivalent pour des milieux fracturés. En se basant sur les travaux de Bandis et al. (1983), il considère l'hypothèse que les déplacements dus aux contraintes normales sont parfaitement indépendants des déplacements dus aux contraintes tangentielles.

Noorishad et al. (1992) ont développé un code de calcul, appelé ROCMAS, basé sur la formulation en éléments finis et sur la théorie de compaction de Biot. La matrice rocheuse entre des fractures individuelles a été considérée comme un milieu poreux élastique linéaire et les fractures sont prises en compte comme un matériau hydroélastique avec un comportement non-linéaire entre les contraintes et les déplacements. La fermeture des fractures dépend de la contrainte normale effective sur la fracture d'après la relation empirique de Goodman, présentée dans cette même section. Parmi les autres codes en éléments finis dédiés à l'étude des couplage, nous pouvons citer MOTIF (Gucanasen et Chan, 1991), VIPLEF (Tijani, 1987), FRACON et CASTEM (Stephansson et al., 1996), GEOCRACK (Svensson, 1997).

En collaboration avec le BRGM, le bureau d'études ITASCA met en application ses modèles de blocs aux éléments distincts UDEC et 3DEC sur le site de Soultz-sous-forêts, dans le but de modéliser la stimulation des puits. L'implémentation de la convection thermique est en cours dans le code 3DEC.

Toujours sur le site de Soultz-sous-forêts, le bureau d'experts GEOWATT met en application son code de couplage hydromécanique HEX-S (Kohl et Megel, 2005). Ce code fonctionne avec le programme de calcul des écoulements par la méthode des éléments finis FRACTURE, développé par Kohl et Hopkirk (1995). Le réseau de fractures est dans ce cas généré par le code FRACSIM3D (Willis-Richards et al., 1963; Kohl et al., 2005). Le couplage mécanique apparaît ici au travers de deux aspects du code : déplacement réversible des épontes ou stimulation irréversible des fractures (voir paragraphe 2.2.3.3).

#### 2.2.3.3 La modélisation numérique du couplage hydro-mécanique dans FRACAS

Cette section a pour but d'expliquer le couplage mécanique intervenant dans notre code. Ce dernier intervient explicitement dans deux aspects du code :

- la conductivité et l'emmagasinement des liens entre chaque fracture font explicitement intervenir l'épaisseur des fractures considérées. Cette épaisseur dépend de l'état des contraintes en place ainsi que de la pression du fluide au niveau de ces dernières ;
- un critère de stimulation modifie la loi de calcul des deux paramètres précédents. Ce critère apparait sous la forme d'un critère de *Mohr-Coulomb*.

**Le couplage mécanique dans le calcul des conductivités hydrauliques intégrées** Le modèle hydro-mécanique tient compte de la déformation des épontes de la fracture lorsque celles-ci se trouvent soumises à une variation de pression du fluide, ainsi qu'à un champ de contraintes environnantes, donc à une variation de contrainte normale effective. Le comportement hydraulique en régime transitoire est non-linéaire ; il est résolu en tenant compte du comportement mécanique des fractures. Le couplage entre les modèles hydraulique et mécanique est nécessaire car les contraintes en place dans le massif rocheux ont naturellement tendance à fermer les fractures tandis que l'effet de la pression du fluide est inverse.

Dans ce modèle, la forme de chenal qui a été retenue est du type de ruban, dans l'objectif de représenter plus physiquement le comportement mécanique de fractures reliant les variations de contraintes à leurs déformations (Bruel, 1990). Cette approche ne considère pas la matrice rocheuse mais seulement le comportement non-linéaire de la fracture. Ce modèle n'a pas pour ambition de traiter le cas des fractures mises sous une pression telle que l'on dépasserait le seuil d'ouverture en tension, car il n'y a pas d'interaction mécanique de fracture à fracture à travers la matrice (la déformation des blocs est négligée).

Pour chaque couple ($i$ et $j$) de disques connectés (voir figure 2.9), la longueur $l_{ij}$ qui est définie comme celle de leur segment d'intersection est représentée comme une largeur maximale des deux portions du lien assurant la liaison hydraulique entre les centres de ces deux disques. Les largeurs $l_i$ et $l_j$ par les disques $i$ et $j$ dépendent des contraintes normales effectives supportées. Si par exemple le disque $i$ se trouve en situation de traction, la largeur $l_i$ est considérée comme la largeur maximale $l_{ij}$. Si par contre le disque $i$ supporte une contrainte normale effective, une fraction de la largeur maximale $l_{ij}$ sera prise en compte. Cette discution sera faite en introduisant le concept du *degré de séparation* qui sera présenté ultérieurement.

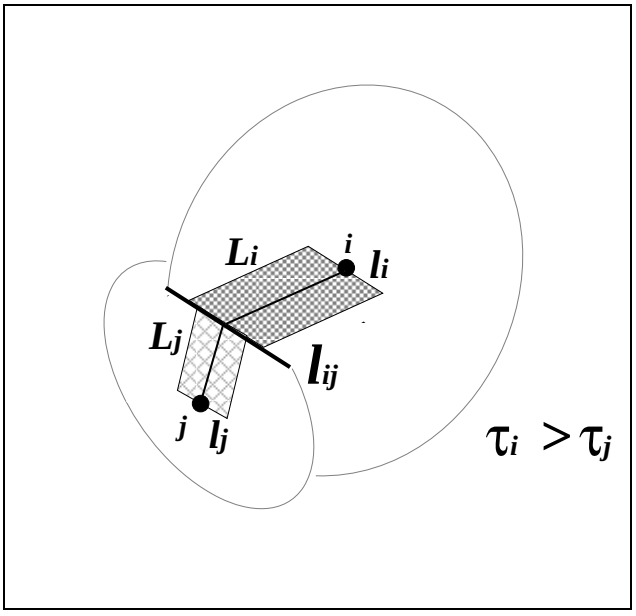



FIG. 2.9: Exemple de deux disques i et j connectés. La largeur des liens est fonction de la longueur du segment d'intersection $l_{ij}$ et du niveau de contrainte normale effective supportée, via les coefficients de degré de séparation $\tau_i$ et $\tau_j$ (Bruel, 1990).

Les épaisseurs de lien sont distribuées suivant une loi de répartition $log - normale$ qui est communément prise comme référence, suite aux travaux de (Snow, 1969). Cette distribution des épaisseurs ne peut pas être utilisée comme une donnée mais plutôt comme un paramètre du modèle qu'il faudra ajuster à partir d'essais hydrauliques de terrain dimensionnés en conséquence. Dans notre modèle, la valeur d'épaisseur maximale ($e_0$) qui est affectée à chaque disque, correspond au régime hydro-mécanique de contrainte normale effective nulle (*i.e.* la fracture n'a plus de points de contact) et permet de définir la conductivité hydraulique intégrée de référence ($k_0$) :

$$k_0 = \frac{g e_0^3 l}{12\nu} \tag{2.11}$$

où
- $g$ $[ms^2]$ est l'accélération de la pesanteur
- $\nu$ $[m^2 s^{-1}]$ est la viscosité cinématique du fluide

La conductivité hydraulique intégrée $(\tilde{k})$ pour un régime donné de contrainte normale effective sera obtenue à partir de $k_0$ selon $\tilde{k} = f \times k_0$, $f$ étant un facteur $(0 < f < 1)$ construit selon la discussion suivante.

Ce facteur $f$ dépend en réalité du ***degré de séparation*** $\tau$. Ce facteur $(\tau)$ représente le taux de la surface effective d'écoulement, c'est-à-dire les espaces vides par unité de surface (Gentier, 1986). Ce paramètre est considéré comme une fonction de la contrainte normale $(\sigma_n)$ et de la pression du fluide $(\psi)$. Cette fonction (Bruel et Ezzedine, 1993) est représentée de façon exponentielle variant entre une valeur minimum $\tau_0$ et une valeur maximum égale à l'unité et peut être exprimée par :

$$\tau = \tau_0 + (1 - \tau_0)\, e^{-(S(\sigma_n - \psi))^r} = \tau_0 + (1 - \tau_0)\, e^{-(S\sigma_n')^r} \tag{2.12}$$

où :
- $S$ $[MPa^{-1}]$ est une constante empirique
- $r$ est un facteur de forme empirique et adimensionnel $(r \geq 1)$
- $\sigma_n'$ $[MPa^{-1}]$ est la contrainte normale effective

Cette expression n'est pas valable pour la pression du fluide $(\psi)$ supérieure à la contrainte normale $(\sigma_n)$. Pour un disque donné, la contrainte normale est tirée de la connaissance de l'orientation de la normale $\vec{N}$ par rapport au plan de la fracture et du champ de contraintes mesuré sur le terrain.

Le facteur $f$, qui reflète les effets de la tortuosité et les connexions faibles entre les espaces vides sous des contraintes normales effectives (Walsh, 1981; Zimmerman et al., 1992; Zimmerman et Bodvarsson, 1996), est ici une fonction du degré de séparation $(\tau)$, selon la formulation empirique suivante (Bruel et Ezzedine, 1993) :

$$f(\tau) = f_0 + (1 - f_0) e^{-P(1-\tau)^q} \tag{2.13}$$

qui permet plusieurs comportements avec un nombre limité de paramètres (par exemple, $P > 0$ et $q > 0$), ayant les valeurs positives de $f(\tau)$ pour $\tau \in [0,1]$.

Suivant cette formulation, on peut déduire du point de vue hydraulique que l'élément de fracture de largeur $l$ se comporte sous contrainte normale effective, comme un chenal de même épaisseur $e_0$, mais de largeur réduite $f(\tau) \times l$ (voir figure 2.10).

Une conséquence du changement morphologique des épontes de la fracture due à la variation du champ de pression du fluide est la variation du volume accessible au fluide. Il en résulte une variation du coefficient d'emmagasinement $(C)$ de chaque fracture. Ce coefficient est calculé comme le rapport entre le changement des espaces vides par unité de variation de la contrainte normale effective :

$$C = \frac{d\tau}{d\sigma_n'} = (\tau_0 - 1) S\, e^{(-S\sigma_n')} \tag{2.14}$$

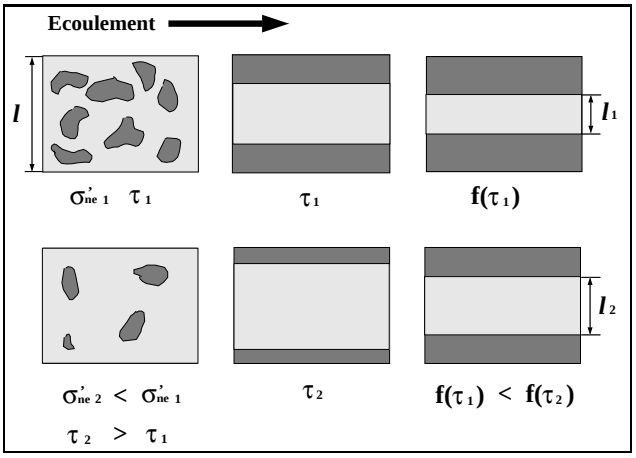



FIG. 2.10: Pour deux niveaux de contrainte normale effective $\sigma_n^{'1}$ et $\sigma_n^{'2}$, on construit les largeurs $l_1$ et $l_2$ des chenaux hydrauliquement équivalents (d'après Jeong, 2000).

**La stimulation des fractures** En supposant que la matrice rocheuse est d'extension infinie, homogène, isotrope, élastique et linéaire, Bruel (1990) a développé un modèle hydro-mécanique aux éléments discontinus. Les fractures sont considérées comme des discontinuités bidimensionnelles dans un milieu élastique dans lesquelles la pression du fluide s'applique et les déplacements, relativement petits entre deux épontes, ont lieu lorsque la contrainte de cisaillement dépasse la résistance de cisaillement selon le critère *Mohr-Coulomb* pour la rupture des fractures (voir figure 2.11) ou bien lorsque la pression du fluide dépasse le niveau de contrainte normale en place et l'on passe alors du mode de compression au mode de tension. La distribution de petits déplacements affectés au centre de chacune des facettes planes, constituant une limite dans des discontinuités, est calculée par *la méthode des discontinuités de déplacements* (Crouch, 1976), de façon à respecter, sur chaque facette, le niveau des contraintes dans les trois dimensions de l'espace. Cette méthode fut appliquée avec succès à la modélisation de tests hydrauliques dans une ou plusieurs fractures recoupées par un forage, dans le but d'expliquer certains comportements hydrauliques lors de la mise en pression d'un réservoir (Bruel, 1999). D'autres codes basés sur le même principe existent également ; par exemple dans le cadre d'une étude de faisabilité du stockage souterrain de déchets radioactifs dans des massifs rocheux fracturés, Vahida (2000) a développé un code bidimensionel, appelé CRABE, basé sur la méthode des éléments de frontière. Ce code numérique permet le calcul élastique ou thermo-élastique du comportement de milieux fracturés évoluant sous l'influence de contraintes thermo-mécaniques dues à des ouvrages de stockage.

Plus précisément, le tenseur local des contraintes est projeté sur chaque fracture afin d'obtenir ses composantes normales majeure et mineure ainsi que le cisaillement au niveau de la fracture. Ce procédé basique de mécanique des roches ne sera pas exposé plus avant dans cette étude. Remarquons que les ouvertures et éventuelles stimulations des fractures nécessitent plusieurs paramètres tels que :

- la connaissance précise du tenseur des contraintes en place en tout point du domaine étudié, ainsi que son orientation
- le paramétrage de lois de comportement décrivant l'ouverture des fractures en fonction de la contrainte en place ainsi que de la pression du fluide, que la fracture soit stimulée

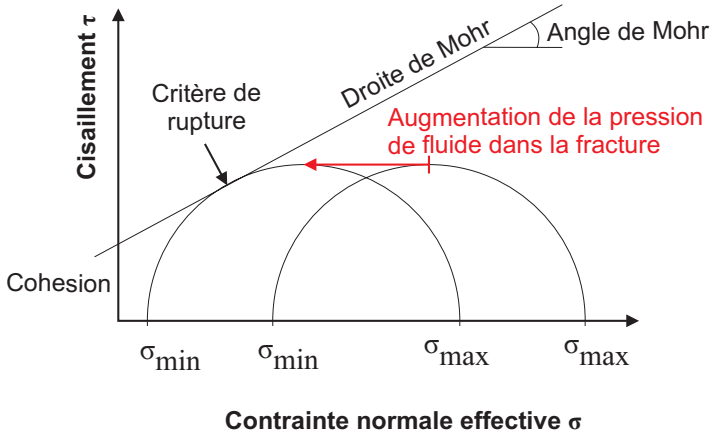



FIG. 2.11: Le critère de rupture de Mohr-Coulomb illustrant le rôle de la pression du fluide dans la rupture en cisaillement des fractures

ou non

– le choix d'un angle de rupture et d'une cohésion pour chaque fracture, afin de pouvoir décrire le critère de *Mohr-Coulomb*

# Deuxième partie

# Développement d'un outil de calcul

# Chapitre 3

# L'approche multiphasique

## 3.1 Formulation du problème de l'écoulement

Nous allons ici exposer les lois mathématiques utilisées dans le code FRACAS, ainsi que dans le cas de l'approche multiphasique du modèle le traitement numérique mis en œuvre afin de résoudre le système d'équations établi.

### 3.1.1 Formulation monophasique utilisée

Une fois le réseau de fractures généré, un algorithme de tri recherche les connexions entre les fractures, et le système mathématique à résoudre est obtenu en écrivant un bilan massique au centre de chaque fracture de la façon suivante (Jeong, 2000) :

$$\sum_j \tilde{K_{ij}} \frac{\Delta H_{ij}}{L_{ij}} = \tilde{C_i} \frac{\partial H_i}{\partial t} + q \tag{3.1}$$

où :

- $\tilde{K_{ij}}$ est la conductivité hydraulique intégrée du lien $ij$ définie dans le paragraphe 2.2.2.1 (Cacas, 1989; Jeong, 2000) prenant en compte la contrainte normale et la pression du fluide. $\tilde{K_{ij}}$ est la moyenne harmonique de la conductivité hydraulique de la fracure $i$ et de celle de la fractue $j$
- $\Delta H_{ij}$ est la différence de charge hydraulique entre les deux disques $i$ et $j$ connectés
- $L_{ij}$ est la longeur totale du chemin liant les centres des fractures $i$ et $j$
- $\tilde{C_i}$ est le coefficient d'emmagasinement de la fracture $i$ prenant en compte la contrainte effective et le degré de séparation (porosité surfacique) de la fracture
- $q$ est un terme source

La forme matricielle de l'équation (1) s'écrit comme suit :

$$[K]\{H\} = [C]\left\{\frac{\partial H}{\partial t}\right\} + \{q\} \tag{3.2}$$

La discrétisation temporelle de l'équation précédente se fait suivant un schéma différence finies et Euler semi-implicite comme suit :

$$\left[\frac{\partial H}{\partial t}\right]_{t+\alpha\Delta t} = \frac{H_{t+\Delta t} - H_t}{\Delta t} \tag{3.3}$$

$$H_{t+\alpha\Delta t} = \alpha H_{t+\Delta t} + (1-\alpha) H_t \tag{3.4}$$

où $\alpha$ est un paramètre variant entre 0 et 1.

En pratique, nous arrivons à une équation générale de la forme suivante :

$$\left[\frac{[C]}{\Delta t} - \alpha[K]\right]\{H\}_{t+\Delta t} = \left[(1-\alpha)[K] + \frac{[C]}{\Delta t}\right]\{H\}_t - \{q\} \tag{3.5}$$

dans laquelle $[K]$ et $[C]$ sont calculés à chaque itération en utilisant les valeurs de charge hydraulique obtenues par interpolation linéaire sur le pas de temps (Méthode de *Picard*).

Après avoir imposé les différentes conditions aux limites (charge ou débit imposés constants ou dépendants du temps), la résolution du système d'équations linéaires est effectuée par une méthode itérative de type *gradient conjugué* avec préconditionnement de la matrice par factorisation incomplète de *Cholesky* (Cacas, 1989; Jeong, 2000).

Cette méthode de résolution du problème est très efficace en termes de temps de calcul mais une telle formulation présente l'inconvénient de ne pas faire intervenir directement dans le système d'équation à résoudre la masse volumique du fluide $\rho$, qui pourtant est susceptible de varier à chaque pas de temps en fonction d'autres variables du problème hydraulique, comme la température ou la composition chimique du fluide.

### 3.1.2 Formulation multiphasique de l'écoulement

Plusieurs formulations du problème sont répertoriées dans la littérature. Les formulations les plus utilisées sont les suivantes :

- les formulations en pression
- les formulations en pression-saturation
- les formulations en saturation

Les **formulations en pression** nécessitent une fonction pression capillaire strictement monotone. On remplace ainsi la variable saturation par la fonction capillaire inversée. Cette restriction est très importante, car le gradient de pression capillaire peut changer très rapidement ou être très petit pour certains fluides (Peaceman, 1977).

Dans les **formulations en pression-saturation**, la pression capillaire est utilisée pour déterminer la pression de chaque phase vis-à-vis de la pression d'une phase de référence. Ce type de formulation permet de prendre directement en compte le fait que la somme des saturations est égale à 1. Ce type de formulation est relativement robuste et très largement utilisé. C'est cette formulation qui a été retenue pour la résolution de notre problème, car elle permet l'usage (sans les rendre obligatoires) d'une pression capillaire nulle et de fluides incompressibles.

Les **formulations en saturation** sont basées sur l'idée qu'une équation unique de transport peut être établie si les deux fluides sont incompressibles. Ces limitations ont fait que cette formulation a été abandonnée (Peaceman, 1977).

#### 3.1.2.1 Équations

De nombreux auteurs ont établi des formulations d'écoulement multiphasique dans des fractures (Settari et Aziz, 1990; Forsyth et al., 1997; Slough et al., 1999; Huyakorn et al., 1994). La formulation multiphasique choisie pour FRACAS a pour variables primaires la pression et la

saturation. Cette formulation est obtenue en combinant l'équation de Darcy avec l'équation de conservation de chaque phase de fluide. Les équations peuvent être écrites de la forme suivante (Huyakorn et Pinder, 1983) :

$$\nabla \cdot \left( k\tau^l \nabla (P^l + \rho^l g z) \right) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho^l \Phi S^l) - M_l, \tag{3.6}$$

où :

- $k$ est la perméabilité intrinsèque
- $\tau^l$ est la mobilité ($\tau^l = k_r^l \rho^l / \mu^l$, où $k_r^l$ est la perméabilité relative, $\rho^l$ est la densité du fluide et $\mu^l$ est la viscosité dynamique du fluide)
- $S^l$ est la saturation en la phase $l$
- $P^l$ est la pression de la phase $l$
- $z$ est l'altitude vis à vis d'un plan de référence
- $M^l$ est le flux injecté massique de phase $l$ de fluide par unité de volume de milieu
- $\Phi$ est la porosité

En plus de ces équations, les relations constitutives suivantes doivent être considérées, où $P$ est la pression moyenne des deux fluides :

$$S^{l_1} + S^{l_2} = 1 \tag{3.7}$$

$$k_r^l = k_r^l(S^l) \tag{3.8}$$

$$k = k(P) \tag{3.9}$$

#### 3.1.2.2 Hypothèse majeure : l'hypothèse de Boussinesq

Cette hypothèse est relativement commune dans la modélisation de résevoir ; elle consiste à négliger les variations de la densité des fluides dans l'équation (3.6), sauf dans le potentiel $(P^l + \rho^l g z)$ (Helmig, 1997). L'équation (3.6) devient alors :

$$\nabla \cdot \left( k \frac{k_r^l}{\mu^l} \nabla (P^l + \rho^l g z) \right) = \frac{\partial}{\partial t}(\Phi S^l) - Q^l, \tag{3.10}$$

Où $Q^l$ est le débit d'injection de fluide de phase $l$ par unité de volume du milieu.

## 3.2 Les équations d'état

### 3.2.1 La perméabilité intrinsèque

La perméabilité intrinsèque d'un lien entre deux fractures est dans notre code calculée par moyenne arithmétique de loi cubique appliquée dans chaque fracture. Cette méthode était déjà utilisée dans la version monophasique du code, et est décrite avec précision dans le paragraphe 2.2.2.1. De la même façon que pour le code monophasique, on définit une *perméabilité intrinsèque intégrée*, qui sera ainsi utilisée dans la suite des calculs (voir paragraphe 3.3.1).

### 3.2.2 Les perméabilités relatives

Si plus d'une phase existe au sein d'un milieu géologique poreux ou d'une fracture, ces phases vont intéragir l'une avec l'autre. Cette interaction entre deux phases distinctes aura pour conséquence une moindre perméabilité du milieu vis à vis de l'une ou l'autre phase dès que ces dernières coexistent dans la même fracture. Cette perturbation ce traduit dans les modèles par l'introduction d'une perméabilité relative pour chaque phase, $k_r^l$, variant en fonction de la saturation (voir figure 3.1). Quelques auteurs ont publié dans la littérature des articles concernant la détermination des perméabilités relatives à une échelle microscopique, comme Parker et Lenhard (1987). Ces recherches ont justifié l'existence des relations empiriques utilisées par les modélisateurs à une échelle macroscopique.
De très bons résumés des différents modèles de perméabilité relative sont donnés par Miller et al. (1998). Nous allons ici présenter une rapide vue d'ensemble des fonctions de perméabilité relative utilisées dans les modèles numériques.

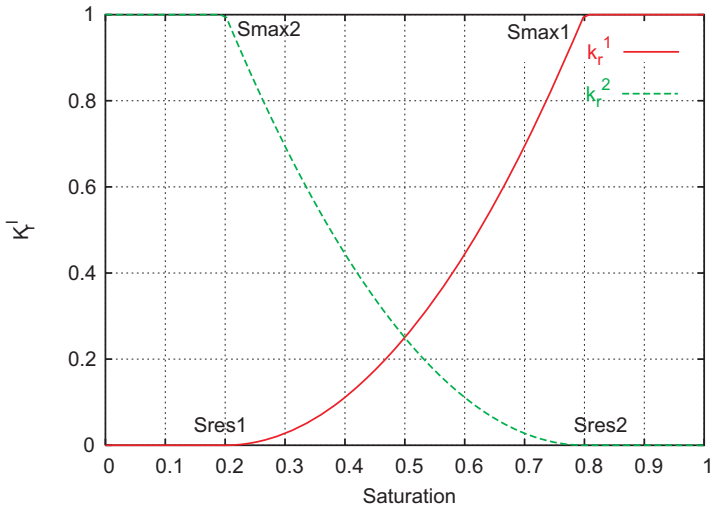



FIG. 3.1: Exemple de relations entre la perméabilité relative et la saturation

Dans la littérature, le terme de saturation effective apparaît souvent ; il s'agit de la saturation pondérée en quelque sorte par son intervalle de variation, allant de la saturation résiduelle à la saturation maximale selon :

$$S_{eff}^{l_i} = \frac{S^{l_i} - S_{res}^{l_i}}{S_{max}^{l_i} - S_{res}^{l_i}} \quad ; \; 0 < S_{eff}^{l_i} < 1$$

**La mobilité parfaite** Dans ce cas les deux phases montrent une parfaite mobilité et n'interagissent pas l'une avec l'autre. Ceci se traduit par :

$$k_r^l = 1$$

**Les fonctions linéaires** Cette approche est caractérisée par une croissance linéaire de la perméabilité avec la saturation entre les saturations résiduelle et maximale.

$$k_r^l = S_{eff}^l$$

**Les fonctions exponentielles** Une dépendance à exposant est fréquement utilisée comme une approche "classique" des variations de la perméabilité relative avec la saturation. Si une distinction est faite entre les phases mouillantes et non mouillantes, on utilisera un exposant compris entre 2 et 5 pour la phase mouillante et un exposant un peu plus faible pour la phase non mouillante :

$$k_r^l = (S_{eff}^l)^a$$

**Les fonctions de Brooks-Corey** Brooks et Corey (1964) ont distingué les premiers la perméabilité de la phase mouillante $k_w^l$ de celle de la phase non mouillante $k_{nw}^l$ selon

$$k_{r_{nw}}^l = (1 - S_{eff_{nw}}^l)^2 \left(1 - \left((S_{eff_{nw}}^l)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right)\right)$$

$$k_{r_w}^l = (S_{eff_w}^l)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}$$

**Les fonctions de van Genuchten** Cette approche est dérivée de celle proposée par van Genuchten (1980). Le champ d'application principal de cette formulation est les problèmes d'inflitration d'eau dans le sol, mais elle peut tout à fait être utilisée dans une optique plus générale (Bogdanov et al., 2001). Dans le travail original, seule la perméabilité de la phase mouillante est exprimée, selon :

$$k_r^l = (S_{eff}^l)^{1/2} \left(1 - \left(1 - (S_{eff}^l)^{1/m}\right)^m\right)^2$$

Il existe d'autres fonctions décrivant les perméabilités relatives (Haverkamp et al., 1977). L'utilisation de ces dernières fonctions reste marginale pour la modélisation de réservoirs profonds ; en effet, leur application est en général limitée à des problèmes d'inflitration.

### 3.2.3 La pression capillaire

La pression capillaire est égale à la différence entre les pressions des deux fluides en présence, soit :

$$P^{l_1} - P^{l_2} = P_c \tag{3.11}$$

La formulation des écoulements multiphasiques exposée au paragraphe 3.1.2 suppose la pression capillaire connue. Aussi est-il nécessaire de la définir par des équations d'états. La pression capillaire est une caractéristique importante des processus multiphasiques ; cette dernière est due à l'existence d'une interface entre les deux fluides à une échelle microscopique. Les tensions de surface au niveau de l'interface impliquent un mouvement des fluides jusqu'à ce qu'un nouvel état d'équilibre local soit atteint. Cet équilibre local dépend de plusieurs facteurs, comme la nature chimique des fluides, la porosité du milieu ou la température.
À une échelle macroscopique, un milieu perméable peut être interprété comme un réseau de tubes capillaires de différents diamètres. Si une certaine quantité de fluide mouillant est infiltrée dans le milieu, ce fluide va se mettre en mouvement afin d'atteindre un état d'équilibre avec l'autre fluide. Les plus petit pores seront alors remplis en premier, à cause d'une forte pression de succion, et les pores plus importants seront remplis plus tard (Lenormand et al., 1988; Soll et Celia, 1999). De manière évidente, ce procédé implique que le système ne montre pas le même comportement en phase de drainage ou en phase de remplissage ; la pression

capillaire suivra alors une courbe d'hysteresis. De tels modèles ont été décrits avec succès par Helmig (1997).

De nombreux modèles de courbes pression capillaire-saturation sont disponibles. Un résumé de ces modèles figure dans Miller et al. (1998). Il faut savoir que la pression capillaire est fréquemment négligée dans la modélisation de réservoir, car elle est le plus souvent très petite comparée aux variations de pression engendrées dans le réservoir (Helmig, 1997).
Dans la pratique, ceci mène à :

$$P^{l_1} = P^{l_2} = P \tag{3.12}$$

Nous supposerons cette égalité vraie dans toute la suite de l'exposé ; en effet les tests de validation du code se font à pression capillaire nulle. Le code en lui même a été programmé afin de rendre facilement possible l'intégration de fonctions capillaires lors d'usages futurs.

### 3.2.4 Propriétés des fluides

Les propriétés des fluides dépendent de nombreux paramètres, comme la pression, la température, la saturation du mélange. L'évaluation de ces interdépendances appartient au domaine de la géochimie ; seules des formulations empiriques ou semi-empiriques des densités et viscosités des fluides en présence nous intéressant seront présentées dans ce paragraphe. Ces deux fluides sont l'eau et la saumure à différentes concentrations.

**Densité des fluides** Ce code étant écrit pour travailler avec deux phases liquides et aucune phase gazeuse, nous négligerons ici les effets de la pression sur la densité des fluides. Contrairement à la pression, la température joue un rôle important dans la densité des fluides. Pour de l'eau salée, nous pouvons retenir la formulation de Holzbecher (1998) de la masse volumique de l'eau salée (en $kg/m^3$), qui s'écrit :

$$\rho_{eau\ salée} = 1000.\left(1 + 0.805.c_m - 6.5.10^{-6}(T - 4 + 220.c_m)^2\right)$$

où $c_m[kg/l]$ est la concentration massique en sel de l'eau salée considérée, et $T[^\circ C]$ est la température.

On remarquera que cette formule est également valable pour calculer la densité de l'eau non salée en l'appliquant avec $c_m = 0$.

**Viscosité dynamique des fluides** La viscosité des liquides varie très rapidement avec les température, mais relativement peu avec les pressions. Pour l'eau, Pawlowski, dans Thorenz (2001) propose la dépendance suivante avec la température :

$$\mu_{eau} = 0.001.\left(1 + 0.01551(T - 20)\right)^{-1.572}$$

où $T[^\circ C]$ est la température. La viscosité dynamique s'exprime dans l'expression donnée ci-dessus en $Pa.s$.

Pour des saumures lourdes, la viscosité peut augmenter jusqu'à 100 % de la viscosité de l'eau, en fonction de la saturation en sel de la saumure (Thorenz, 2001). Palliser et McKibbin (1998a), Palliser et McKibbin (1998b) et Palliser et McKibbin (1998c) ont publié une excellente étude sur le calcul des densité et viscosité des fluides géothermiques. Ils donnent à ce sujet une méthode de calcul très complète de la viscosité d'une saumure en fonction de sa concentration en sel et de la température (Palliser et McKibbin, 1998c) :

$$\mu_{eau\ salée} = \frac{\mu_{eau}(1+3X)\left(\frac{800-T}{800}\right)^9 + \left(\frac{T}{800}\right)^9 \left(\mu_{eau}(1-X) + 1.6.10^{-3}X\right)}{\left(\frac{800-T}{800}\right)^9 + \left(\frac{T}{800}\right)^9}$$

où $X = \frac{c_m}{\rho_{eau\ salée}}$ est la fraction massique en sel de la saumure considérée.

## 3.3 Résolution du système

La résolution du système reste très classique (Settari et Aziz, 1990; Peaceman, 1977) : elle consiste en une discrétisation par volumes finis des équations, puis à un découplage numérique des équations grâce à un schéma IMPES.

### 3.3.1 Discrétisation par volumes finis

La méthode des volumes finis est une méthode reconue qui est très souvent utilisée en milieu poreux. Notre but est d'adapter cette méthode à un réseau de fractures. Cette formulation est obtenue par intégration de l'équation de conservation (3.10) dans le volume de controle $V_{frac}$ d'une fracture :

$$\int_{V_{frac}} \nabla.\left(k\frac{k_r^l}{\mu^l}\nabla(P+\rho^l g z)\right)dV = \int_{V_{frac}} \frac{\partial}{\partial t}(\Phi S^l)\,dV - \int_{V_{frac}} Q^l dV \tag{3.13}$$

L'application du théorème de la divergence sur la dernière équation, tout en supposant que la saturation et la pression sont constantes sur une même fracture, nous donne :

$$\int_{S_{int}} k\frac{k_r^l}{\mu^l}\nabla(P+\rho^l g z).\vec{n}\,dS = V_{frac}\frac{\partial}{\partial t}(\Phi S^l) - q^l, \tag{3.14}$$

Où $q^l$ est le débit d'injection du fluide $l$, $S_{int}$ est la surface d'intersection entre deux fractures et $\vec{n}$ est un vecteur unitaire, normal à la surface d'intersection des deux fractures et pointant vers l'extérieur de la fracture considérée.

Physiquement, le terme de gauche de l'équation (3.14) représente le flux sortant de la fracture considérée à travers la fracture adjacente. Ce terme est estimé en passant par la perméabilité intrinsèque intégrée d'un lien, $k_{ij}^{int}$, calculée pour le lien entre les fractures $i$ and $j$ par une moyenne harmonique pondérée des longueurs des liens selon :

$$k_{ij}^{int} = \frac{k_i.k_j(L_i+L_j)}{k_iL_j + k_jL_i} \qquad k_i = \frac{e_i^3}{12}l_{ij} \tag{3.15}$$

où $l_{ij}$ est la longueur d'intersection entre les deux fractures considérées. Cette perméabilité intrinsèque intégrée est en réalité égale, au facteur $\rho g/\mu$ près, à la conductivité hydraulique intégrée utilisée en régime monophasique par Jeong (2000) et Cacas (1989), et décrite avec précision dans le paragraphe 2.2.2.1.

Ensuite, faisant l'hypothèse que la pression est constante dans une même fracture et développant le gradient au premier ordre, l'équation (3.14) devient, écrite dans la fracture $i$ :

$$\sum_j k_{ij}^{int} \frac{k_r^l(S_{ij}^l)}{\mu^l} \left( \frac{(P_i + \rho^l g z_i) - (P_j + \rho^l g z_j)}{\Delta x_{ij}} \right) = V_i \frac{\partial}{\partial t}(\Phi_i S_i^l) - q^l, \tag{3.16}$$

L'utilisation d'un schéma de pondération amont-courant ("upstream weighting scheme") pour le calcul des perméabilités relatives nous donne (Settari et Aziz, 1990) :

$$S_{ij}^l = \alpha S_i + (1-\alpha) S_j \tag{3.17}$$

avec $\alpha = 1$ si $P_i + \rho^l g z_i > P_j + \rho^l g z_j$ et $\alpha = 0$ sinon.

Ce schéma de pondération très classique permet d'assurer une stabilité numérique importante lors de la résolution par le biais d'une propagation adéquate du front de saturation (Huyakorn et Pinder, 1983).

### 3.3.2 Le schéma IMPES

La résolution d'un tel système d'équations n'est pas aisée. Peaceman (1977) souligne le fait que le problème est parabolique en pression et hyperbolique en saturation. L'utilisation d'un schéma volume fini donne une certaine stabilité à la méthode de résolution numérique. La méthode IMPES consiste en la résolution implicite de l'équation de pression, et en la résolution explicite de l'équation de saturation, utilisant les valeurs de pression calculées. L'idée de base est ainsi d'obtenir une simple équation en pression en sommant les équations d'écoulement (Settari et Aziz, 1990). Comme $S^{l_1} + S^{l_2} = 1$, nous obtenons :

$$\sum_j \left( k_{ij}^{int} \frac{k_r^{l_1}}{\mu^{l_1}} + k_{ij}^{int} \frac{k_r^{l_2}}{\mu^{l_2}} \right) \left( \frac{P_i - P_j}{\Delta x_{ij}} \right) = V_i \frac{\partial \Phi_i}{\partial t} - A_i, \tag{3.18}$$

Avec

$$A_i = q^{l_1} + q^{l_2} + \sum_j k_{ij}^{int} \left[ \frac{k_r^{l_1}}{\mu^{l_1}} \left( \frac{\rho^{l_1} g z_i - \rho^{l_1} g z_j}{\Delta x_{ij}} \right) - \frac{k_r^{l_2}}{\mu^{l_2}} \left( \frac{\rho^{l_2} g z_i - \rho^{l_2} g z_j}{\Delta x_{ij}} \right) \right] \tag{3.19}$$

Le terme transitoire de l'équation (3.18) peut être écrit, en utilisant un schéma de discrétisation temporel implicite d'Euler :

$$V_i \frac{\partial \Phi_i}{\partial t} = V_i \frac{\partial \Phi_i}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial t} = V_i C_i \frac{\partial P_i}{\partial t} = V_i C_i \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t}, \tag{3.20}$$

Où $C_i$ est le coefficient d'emmagasinement de la fracture $i$ par unité de volume.

Le système d'équations discrétisées à résoudre dans l'espace et dans le temps devient alors :

$$\sum_j \left( k_{ij}^{int} \frac{k_r^{l_1}}{\mu^{l_1}} + k_{ij}^{int} \frac{k_r^{l_2}}{\mu^{l_2}} \right) \left( \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_j^{t+\Delta t}}{\Delta x_{ij}} \right) = V_i C_i \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} - A_i, \tag{3.21}$$

L'équation (3.21) est résolue en utilisant un algorithme de Newton-Raphson à cause de la très forte non linéarité de $k_{ij}^{int}(P_i, P_j)$. Cette méthode, bien que parfois instable (du fait de la forte influence de la valeur initiale choisie pour les itérations) permet bien souvent une convergence plus rapide que la méthode de Picard (Press et al., 1986).

### 3.3.3 Calcul de la pression

Le système obtenu est de la forme :

$$f_i(x_j) = 0 \tag{3.22}$$

où les inconnues $x_j$ sont $P_j^{t+\Delta t}$.

La méthode de *Newton-Raphson* repose sur le développement en séries de Taylor de la fonction $f$, au rang $r$, selon :

$$f_i^{r+1} = f_i(x_j^{r+1}) = f_i(x_j^r + \Delta x_j^{r+1}) \tag{3.23}$$

ou encore (en notation indicielle) :

$$f_i^{r+1} \simeq f_i^r + (\frac{\partial f_i}{\partial x_j})^r \Delta x_j^{r+1} \tag{3.24}$$

avec $\Delta x_j^{r+1} = x_j^{r+1} - x_j^r$

Les coefficients $(\frac{\partial f_i}{\partial x_j})$ forment la matrice Jacobienne du système, soit :

$$J_{ij}^r = (\frac{\partial f_i}{\partial x_j})^r \tag{3.25}$$

En supposant (c'est le but de l'opération) $f_i^{r+1} = 0$, nous arrivons à un système linéaire en $\Delta x_j^{r+1}$ :

$$J_{ij}^r \Delta x_j^{r+1} = -f_i^r \tag{3.26}$$

Ce système linéaire est facilement résolvable avec une méthode de type *gradient conjugué*, et on peut ainsi incrémenter le vecteur $x$ selon :

$$x_j^{r+1} = x_j^r + \Delta x_j^{r+1} \tag{3.27}$$

L'opération est renouvelée autant de fois que nécessaire jusqu'à ce qu'un critère de convergence soit rempli (il porte dans ce cas sur l'amplitude des $\Delta x_j$, dont le maximum doit devenir inférieur à un certain seuil).

Notons qu'il existe deux variantes de l'algorithme de *Newton-Raphson* : une dans laquelle la matrice jacobienne est recalculée à chaque itération, et une autre dans laquelle cette matrice reste constante dans un même pas de temps.
Dans le problème actuel, le gradient est recalculé à chaque itération, ce qui permet une convergence plus rapide en cas de forte non-linéarité.

### 3.3.4 Calcul de la saturation

Les saturations sont obtenues en remplaçant $P^{t+\Delta t}$ dans l'une des équations d'écoulement, ce qui donne, supposant que $\Phi$ est constant :

$$S_i^{t+\Delta t} = S_i^t - \frac{\Delta t}{V_i \Phi_i} \sum_j k_{ij}^{int} \frac{k_r^l}{\mu^l} \left( \frac{(P_i + \rho^l g z_i) - (P_j + \rho^l g z_j)}{\Delta x_{ij}} \right) \tag{3.28}$$

## 3.4 Traitement des conditions aux limites

La plupart des conditions aux limites peuvent être traitées d'une manière assez simple dans notre code. Remarquons que le terme de "condition aux limites" dans un code volumes finis n'est pas restreint aux limites physiques du domaine, mais également à n'importe quel nœud (ou fracture), ce qui simplifie le traitement des conditions aux puits par exemple. Trois types de conditions aux limites seront ici examinées :

- les conditions de type "pression imposée" (conditions de Dirichlet)
- les conditions de type "débit imposé" (conditions de Neumann)
- les conditions de type "limite ouverte", spécifiques aux problèmes multiphasiques

Dans notre problème spécifique, aucun type d'infiltration par la surface n'est à prendre en compte, ce qui justifie l'absence de conditions aux limites de type "mixte" (conditions de Cauchy).

Les conditions aux limites dans notre cas sont directement imposées dans la matrice obtenue par linéarisation du problème par l'algorithme de Newton-Raphson (équation 3.26).

### 3.4.1 Conditions de Dirichlet

**Calcul de la pression** Les conditions de type "pression imposée" sont directement imposées aux fractures $i$ en contact avec la limite considérée. Ceci revient à imposer dans la matrice jacobienne à la ligne correspondant à la fracture $i$ des coefficients nuls, sauf pour le terme diagonal (que l'on fixera arbitrairement à une valeur du même ordre de grandeur que le reste des coefficients de la matrice), ainsi qu'un coefficient nul à la ligne $i$ dans le second membre de l'équation 3.26.
Ainsi le $\Delta x_i$ considéré sera calculé égal à 0, et la pression restera constante au cours des itérations à chaque pas de temps. Cette opération doit être renouvelée à chaque itération de calcul. Il existe d'autres méthodes de traitement de ce type de conditions aux limites (Thorenz, 2001), comme par exemple garder la valeur de la diagonale de la matrice du système d'équation 3.21 et de définir le second membre de l'équation comme le produit de cette valeur diagonale par la valeur en pression voulue. Ce mode de traitement, malgré le fait qu'il se prête assez mal à une méthode de résolution de type *Newton-Raphson*, permet plus de stabilité lors de la

résolution du problème et de l'inversion de la matrice. Mais puisqu'aucun problème de stabilité n'a été rencontré du fait de ce mode de traitement des conditions aux limites de Dirichlet, cette méthode n'a pas été mise en œuvre dans le code.

**Calcul de la saturation** Le calcul de la saturation, parcequ'elle est explicite, se fera directement. Cependant, deux cas sont à distinguer :

- si la charge de la fracture considérée est supérieure ou égale à la charge des fractures en contact avec elle, le débit est alors rentrant dans le modèle. La saturation est alors imposée, puisque l'utilisateur connaît cette valeur
- dans le cas inverse, le débit est alors sortant, et le calcul de la saturation se fait dans ce cas de manière explicite. Cependant, ce débit sortant n'étant pas pris en compte dans l'équation de calcul de la saturation (équation 3.28), on revient dans ce cas à une condition de type limite ouverte (voir paragraphe 3.4.3)

### 3.4.2 Conditions de Neumann

Ces types de conditions aux limites, très courantes, sont dans notre cas la plupart du temps réservées aux puits. En effet aucun débit n'est jamais imposé directement sur les limites physiques du domaine considéré (une éventuelle circulation est plus facile à imposer sous forme d'un gradient de charge hydraulique entre deux limites opposées du modèle).
D'autre part, cette version multiphasique du code a été écrite dans le but de déterminer l'importance des flux gravitaires et des phénomènes inhérents à leur éventuelle existence. Or, lors d'une phase d'injection dans un puits par exemple, la répartition des flux dans les différentes fractures y étant connectées va dépendre de la densité du fluide injecté. En effet, l'injection d'un fluide lourd dans le puits impliquera, entre la fracture la plus haute et la plus basse, une différence de charge plus importante que si le fluide n'avait été plus léger. La nécessité de prendre en compte les flux gravitaires dès l'entrée dans le puits se traduit dans le code par la technique de la fracture virtuelle, adaptée de celle du nœud virtuel, très utilisée en milieu poreux.

**La méthode de la Fracture Virtuelle, ou du Nœud Virtuel** D'une manière simple, pour chaque puits du modèle, une fracture virtuelle est ajoutée. Son altitude est choisie arbitrairement telle que cette fracture soit au milieu de la section ouverte de puits. En effet la profondeur de cette fracture n'a aucun impact sur les résultats observés. Rajouter une fracture revient à rajouter une équation dans le système 3.21. L'emmagasinement de cette fracture est choisi nul, et la perméabilité des liens entre cette fracture et les fractures adjacentes est égale à 100 fois la perméabilité de la fracture adjacente considérée, pour deux raisons :

- ce procédé permet de ne pas influer sur la répartition en fluide entrant ou sortant de ces fractures. On conserve ainsi entre les fractures connectées aux puits le juste ratio des perméabilités de ces dernières
- la pression mesurée au puits peut à ce moment être égale à celle de la fracture virtuelle, puisque la perméabilité du lien entre les fractures connectées au puits et la fracture virtuelle ne contribuera que de façon négligeable à la pression observée au puits, étant données les fortes perméabilités des liens au puits comparées aux valeurs des liens dans le réservoir

Lors des calculs, le terme source $q^{l_i}$ est alors ajouté uniquement dans l'équation correspondant à la fracture virtuelle, ce qui signifie que les différentes phases de fluide sont distribuées dans les fractures adjacentes de manière numérique.

**Calcul de la pression** Comme il vient d'être dit, le terme source ne va en aucun cas influer sur la matrice jacobienne de l'équation 3.26. En effet le terme source ainsi ajouté est fixe et donc ne dépend d'aucune variable. Ainsi sa dérivée sera nulle et donc aucun terme spécifique n'apparaîtra. En revanche, c'est dans le second membre que ce terme va apparaître, de manière continue tout au long de la résolution.

**Calcul de la saturation** Dans ce cas le calcul de la saturation se fait directement :
- si le débit entrant dans la fracture virtuelle est positif, alors la saturation de cette fracture est connue par l'utilisateur, donc imposée
- si le débit est sortant, le calcul se fait de manière explicite en reportant les valeurs de pression calculées dans l'équation 3.28.

### 3.4.3 Conditions de limite ouverte

Ce type de condition est indispensable dans les codes multiphasiques. L'exemple test de *Buckley-Leverett* est un cas type d'utilisation de cette condition aux limites, ainsi que le cas où une charge négative est imposée dans une fracture virtuelle. En effet, dans ces cas de petites oscillations peuvent apparaitre dans le calcul de la saturation ; en réalité, ceci traduit la non prise en compte du débit sortant induit par la valeur imposée dans la fracture à la limite. Cette négligeance implique alors le non respect de la conservation de chaque phase.
La solution consiste dans ce cas à calculer le débit sortant de la fracture et de la phase considérée en contact avec la limite via la perméabilité de cette fracture. Le terme de débit sortant est alors pris en compte **explicitement** (en tant que terme source) dans le calcul de la saturation de la fracture à la limite par l'équation 3.28.

Remarquons que ce type de condition n'est pas nécessaire dans le cas d'une condition de type "débit sortant imposé" dans la mesure où le débit apparaît dans ce cas clairement dans l'équation 3.28.

# Chapitre 4

# Les tests de vérification

## 4.1 Le test de buckley-Leverett

Ce problème type est un test classique pour les codes de simulation en modélisation de réservoir. Plus précisément, il s'agit d'un problème d'écoulement à une dimension en milieu poreux. Il fut résolu par Buckley et Leverett (1946), et il a depuis lors été utilisé par de nombreux scientifiques dans le but d'évaluer le comportement numérique de leurs codes (Huyakorn et Pinder, 1978; Settari et Aziz, 1990; Thorenz, 2001).

### 4.1.1 Paramètres physiques

Considérons au départ un mileu poreux, saturé d'une phase unique. Le problème consiste à injecter par l'un des cotés du milieu un autre fluide. Les limites du modèle parallèles à l'écoulement sont considérées comme fermées, et la dernière limite est une limite ouverte, permettant ainsi au fluide initial de "s'échapper" du milieu (voir figure 4.1). Il s'agit ainsi d'un test d'écoulement à une dimension. Le milieu et les deux fluides sont incompressibles, et la pression capillaire est supposée nulle. Un front de saturation entre les deux fluides est observé et migre à travers le milieu géologique ; sa forme et sa vitesse d'avancement sont un test sévère de comportement du code.

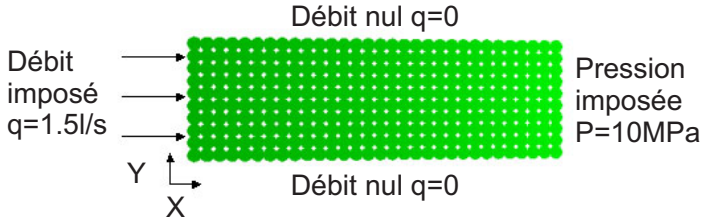



FIG. 4.1: Géometrie du problème de Buckley-Leverett

La forme du front est déterminée par les fonctions perméabilités relatives (Buckley et Leverett, 1946). L'hypothèse de pression capillaire nulle rend ici le front de saturation très abrupt. Une pression capillaire non nulle aurait pour effet un adoucissement de la forme de ce front.

Ce problème est initialement prévu pour les milieus poreux. Il a donc fallu l'adapter à un milieu fracturé. Pour ce faire, deux méthodes sont envisageables :

- la création d'un réseau stochastique de fractures, puis la déduction de sa perméabilité équivalente et de sa porosité à grande échelle par des tests de circulation ;
- la création d'un milieu déterministe, comme un plan, constitué de fractures juxtaposées, dont le rayon et l'épaisseur seraient imposés.

Cette dernière méthode nous apparût comme la plus facile à mettre en œuvre ; le test d'intégration du code sur un milieu stochastique sera effectué plus tard. L'idée est donc ici de construire un réseau plan de fractures, dont le volume serait équivalent au volume poreux continu, afin d'obtenir l'égalité entre la perméabilité intrinsèque des fractures et la perméabilité apparente du milieu. Ceci se traduit par la construction d'un réseau plan de fractures dont les centres seraient situés tous les 10 $m$, et leur rayon égal à $5,64$ $m$. Ainsi la surface d'une fracture ($\pi.5,64^2 = 100\ m^2$) est égale à la surface d'une maille d'un milieu continu équivalent dont le maillage serait constitué de mailles carrées de 10 $m$ de coté. Cette propriété implique l'égalité entre la porosité du réseau et celle d'une fracture unique.

Le tableau 4.1 montre la correspondance entre les paramètres utilisés par Thorenz (2001) et ceux que nous avons utilisés pour calculer la solution du problème de Buckley-Leverett. Comme cela peut être observé, la surface transverse de notre modèle est de 0.1 $m^2$, impliquant une vitesse de Darcy égale à $1.510^{-2}\ m/s$. Ceci signifie que la durée de notre simulation de 1296 $s$ est équivalente à une durée de 1500 $jours$ utilisée par Thorenz (2001).

### 4.1.2 Solution analytique

De nombreuses solutions analytiques du problème de Buckley-Leverett sont disponibles dans la littérature. Nous proposerons dans ce paragraphe une méthode reconnue et très classique, puisqu'il s'agit de la résolution d'une équation hyperbolique par la méthode des caractéristiques. Une autre méthode plus graphique, mais élégante et reconnue est proposée par Welge (1952).
Soit $f_i$ une fonction débit partiel, définie par :

$$f_i = \frac{q_i}{q_{total}}$$

ce qui nous donne :

$$f_1 = \frac{q_1}{q_1 + q_2} = \frac{\frac{k_1}{\mu_1}}{\frac{k_1}{\mu_1} + \frac{k_2}{\mu_2}} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_1}{\mu_2}\frac{k_2}{k_1}}$$

Remarquons ici que les fonctions débit partiel sont indépendantes de la perméabilité intrinsèque du milieu ; ceci implique l'invariance de la solution du problème de Buckley-Leverett avec la perméabilité.

| Paramètre physique | Valeur utilisée | Valeur dans Thorenz (2001) |
|---|---|---|
| Longueur | 300 $m$ | 301.95 $m$ |
| Largeur | 100 $m$ | 1 $m$ |
| Hauteur | - | 10 $m$ |
| Èpaisseur des fractures | $10^{-3}$ $m$ | - |
| Durée de simulation | 1296 $s$ | 969 $days$ |
| Porosité | 0.2 | 0.2 |
| Perméabilité | 1 $10^{-8}$ $m/s$ | Pas d'influence |
| Perméabilité relative | $k_r^l = \left(\frac{S^l - 0.2}{0.6}\right)^2$ | $k_r^l = \left(\frac{S^l - 0.2}{0.6}\right)^2$ |
| Viscosité | 1000 $Pa.s$ | 1000 $Pa.s$ |
| Débit entrant | 1.5 $10^{-3}$ $m^3/s$ | 1.5 $10^{-6}$ $m^3/s$ |
| Saturation initiale | 0.2 | 0.2 |
| Saturation du fluide injecté | 0.8 | 0.8 |

TAB. 4.1: Paramètres utilisés dans le cas test de Buckley-Leverett

### 4.1.3 Calcul analytique de la vitesse du front

Devant le front de déplacement, le fluide (2) s'écoule seul, puisque le fluide (1) est à saturation résiduelle (voir figure 4.2).

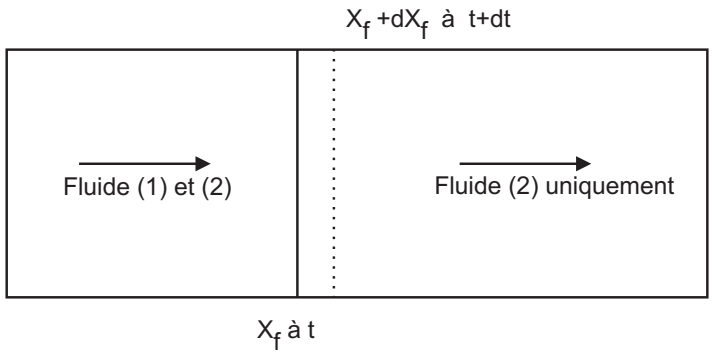



FIG. 4.2: Conditions du front de déplacement

Durant un intervalle de temps $dt$, le front se déplace d'une distance $dx_f$ dans l'axe $x$. La quantité de fluide introduite (le fluide (1)) doit être exactement suffisante pour combler le volume des pores où le fluide (1) a remplacé le fluide (2). Ceci se traduit par :

$$q_{total}.f_1^{front}.dt = A\Phi(S_1^{front} - S_{1\ residuelle}).dx_f$$

où $q_{total}$ est le débit injecté,$f_1^{front}$ est la fraction de fluide (1) au front, $A$ est la section d'écoulement, $S_1^{front}$ est la saturation au front, et $S_{1\ residuelle}$ est la saturation résiduelle en

avant du front. Cette dernière relation nous donne en réalité la valeur de la vitesse du front de déplacement :

$$v_{front} = \frac{dx_f}{dt} = \frac{q_{total}}{A\Phi}.\frac{f_1^{front}}{S_1^{front} - S_{1\ residuelle}} = \frac{v_{injection}}{\Phi}.\frac{f_1^{front}}{S_1^{front} - S_{1\ residuelle}}$$

Le terme de droite de l'équation précédente est en fait la pente d'une droite joignant la saturation résiduelle au point $f_1^{front}$ et $S_1^{front}$ sur la courbe de débit fractionné comme le montre la figure 4.3.

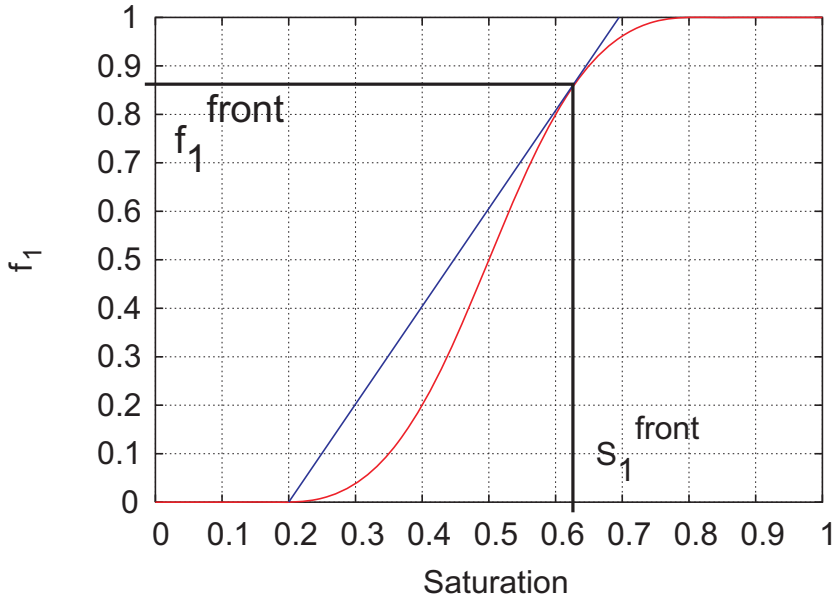



FIG. 4.3: Conditions au front de déplacement sur la courbe de débit partiel

**Calcul de la saturation en fluide (1) derrière le front de déplacement** L'équation de conservation de la masse pour une seule phase 3.6 peut être ramenée à :

$$A\Phi\frac{\partial S_1}{\partial t} + \nabla.q_1 = 0 \ \Leftrightarrow \ \frac{\partial S_1}{\partial t} = -\frac{q_{total}}{A\Phi}.\left(\frac{\partial f_1}{\partial x}\right)$$

Cette dernière équation est hyperbolique au premier ordre. Elle a donc une équation caractéristique, qui peut être obtenue grâce à l'équation suivante, dérivée totale de la saturation :

$$dS_1 = \left(\frac{\partial f_1}{\partial x}\right)dx + \left(\frac{\partial S_1}{\partial t}\right)dt = 0$$

Par combinaison des deux dernières équations, on peut dériver une expression représentant la vitesse à laquelle se déplace une valeur donnée de saturation en eau derrière le front de déplacement. Cette expression est appelée équation de Buckley-Leverett :

$$v_{S_1} = \left(\frac{dx}{dt}\right)_{s_1} = \frac{q_{total}}{A\Phi}.\frac{df_1}{dS_1} = \frac{L}{t_{emergence}}$$

Ou encore en intégrant ce précédent résultat :

$$x\Big|_{s_1} = \frac{Vt}{\Phi} f_1'(S_1) + x_0$$

où $x_0$ est la position initiale de la valeur recherchée de $S_1$. À un temps $t$, l'équation précédente permet de construire le profil de saturation après le front, c'est à dire pour $S_1 > S_1^{front}$. La figure 4.4 montre la forme du profil ainsi obtenu. Comme on peut s'y attendre, le profil (courbe rouge continue) a la même forme que $f_1'$.

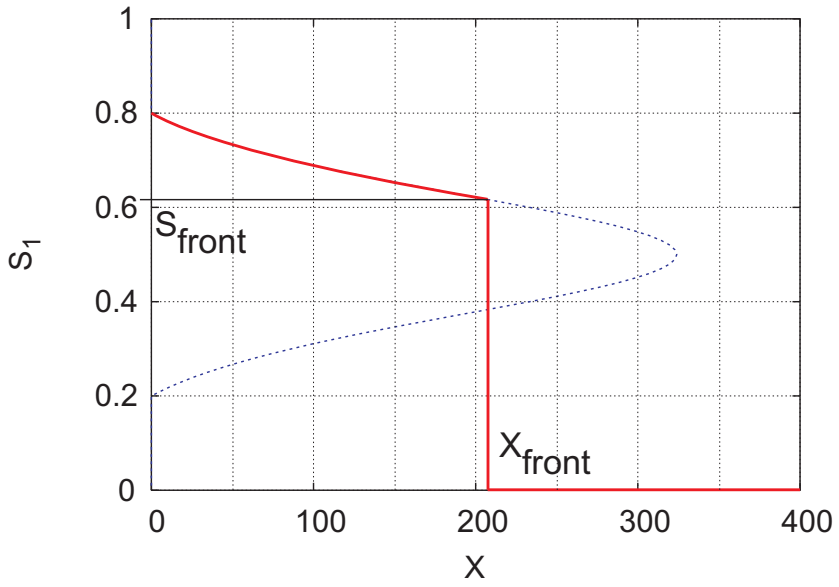



FIG. 4.4: Saturation après le front d'après la méthode des caractéristiques

### 4.1.4 Résultats numériques

La figure 4.5 montre les résultats obtenus à un temps $t = 1296\ s$ de simulation. C'est une coupe de la répartition en fluide dans le milieu. Le pas de temps est égal à 20 $s$, et le maillage est de 10 $m$.

Deux observations peuvent être faites :

- comme vu précédement, l'aire décrite par le front traduit la masse introduite dans le système. Le fait que la solution théorique et la solution numérique obtenue décrivent des aires de surface quasiment égales signifie que la conservation de la masse est assurée lors de la résolution numérique du problème ;
- la forme du front de saturation paraît acceptable dans la mesure où ce dernier n'est pas trop déformé par le calcul numérique. Cependant, on peut observer une petite différence entre les deux profils ; ceci est dû à la méthode numérique des volumes finis employée qui a certaines difficultés à capturer un front abrupt, contrairement à une méthode de type éléments finis (Faust, 1985).

Dans le but d'améliorer ces résultats, une seconde simulation a été faite, avec un maillage cette fois deux fois plus petit ($\Delta x = 5\ m$). Ceci permet d'observer la convergence de maillage

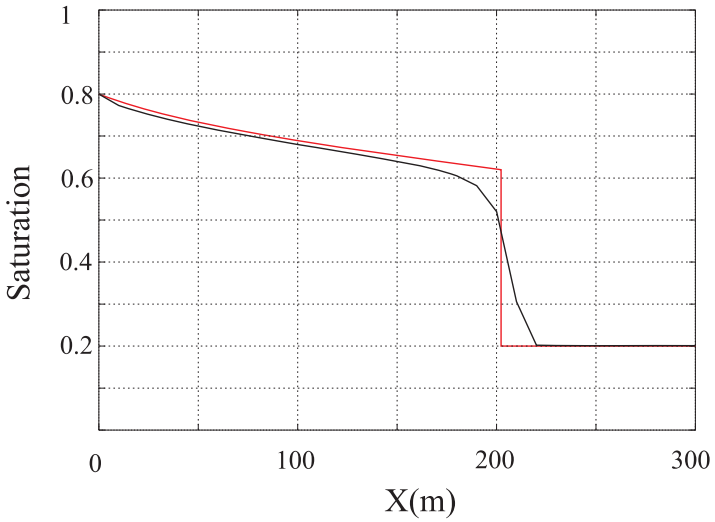



FIG. 4.5: Résultats obtenus pour le problème de buckley-Leverett ($\Delta x = 10\ m$) ; courbe rouge : résultats analytiques ; courbe noire : résultats numériques

(voir figure 4.6) ; on devrait ainsi se rendre compte que le resserement des mailles conduit bien à un résultat plus proche de la solution anlytique.

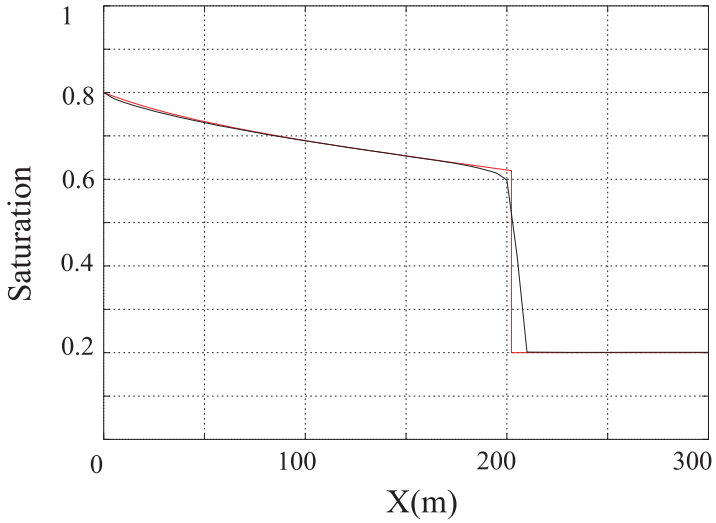



FIG. 4.6: Résultats obtenus pour le problème de Buckley-Leverett ($\Delta x = 5\ m$)

On peut dans ce cas observer une diminution de la diffusion numérique comme le front de saturation est plus abrupt.

Ce test montre une vérification simple du moteur de résolution numérique. La méthode des volumes finis, associée à un schéma IMPES, semble donner des résultats numériques satisfaisants. L'efficacité de cette méthode est également acceptable. En effet quelques minutes de calcul seulement sont nécessaires afin d'obtenir la forme du front avec un maillage de 5 $m$ après 1296 $s$ simulées. L'architecture du code et le traitement de la dépendance des perméa-

bilités relatives avec la saturation paraîssent donc convenables après ce premier exemple de validation.

## 4.2 L'aquifère en milieu côtier

Si le permier exemple traité dans le cadre de ces tests de validation du code faisait intervenir deux fluides de mêmes propriétés physiques, l'influence d'aspects comme l'impact de la masse et le facteur transitoire n'ont pas été évalués sur le code. Il en est donc question ici, en rajoutant une dimension nouvelle au problème : l'aspect "réseau de fractures", qui était dans le test de *Bukley-Leverett* évité en effectuant les calculs sur un réseau plan et géométrique, assimilant ainsi le réseau à un maillage régulier.
Ce problème est un exemple très classique de l'hydrogéologie moderne ; en effet, les modèles sont dans ce domaine des outils importants de gestion des aquifères côtiers. Dans la littérature, ce problème type est connu sous le nom de lentille d'eau douce. Il est en réalité un dérivé plus réaliste du problème d'Henry, qui est un cas test très classique des écoulements à densité variable, qui fut résolu dans le cas d'un régime permanent par Henry (1959). Plusieurs approches mathématiques ont été utilisées dans le passé afin de résoudre ce type de problème :

- les premiers types de modèles, les plus employés voient le fluide comme un seul fluide dont la densité varie avec la concentration en sel. Les équations régissant ce type de formulation sont la loi de Darcy, la conservation de la masse, et l'équation de transport du sel. Segol et Pinder (1976) et Huyakorn et al. (1987) ont ainsi résolu le problème ;

- une deuxième famille de modèles, supposant l'existence d'une interface relativement abrupte entre l'eau de mer et l'eau douce, repose sur la loi de Darcy, la conservation de la masse et la continuité en pression à l'interface. Des solutions analytiques ont ainsi été obtenues par Henry (1959), Bear et Dagan (1964) et Dagan et Bear (1968). Des solutions numériques ont également été obtenues dans les années 1980 (Mercer et al., 1980) ;

- la dernière approche, et la plus simple, consiste à appliquer l'hypothèse de Dupuit, selon laquelle la pression est hydrostatique dans chaque fluide. La conséquence d'une telle approximation est la relation de Ghyben-Herzberg (Bear, 1979), qui stipule que les équipotentielles sont verticales.

Nous nous placerons donc ici plutôt dans la deuxième famille de modèles, faisant l'approximation d'une immiscibilité totale des deux fluides eau de mer - eau douce. Les perméabilités relatives dépendent linéairement de la saturation, avec des saturations résiduelles nulles, et la pression capillaire est également maintenue à zéro dans le but d'assurer la continuité en pression entre les deux fluides.

### 4.2.1 Présentation du problème

Il présente ici un intérêt d'intégration des résultats ; en effet dans ce cas, contrairement au cas du test de Buckeley-Leverett nous avons choisi un réseau stochastique pour figurer le milieu fracturé où l'aquifère peut prendre place. La différence majeure entre le problème de Henry et celui que nous considérons ici est la possibilité pour l'eau douce de sortir par une limite à charge constante où la saturation n'est pas imposée. Il s'agit de la limite ouverte oblique

située en haut à gauche du modèle (voir figure 4.7). Cette limite correspond aux sources d'eau douce observables dans le milieu naturel.

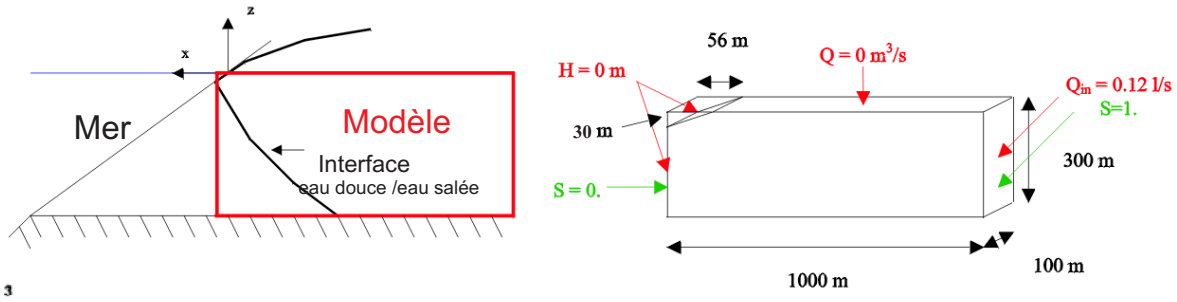



FIG. 4.7: Géométrie d'un aquifère en milieu côtier

L'exemple considéré consiste à injecter dans un milieu saturé de l'un des deux fluides (eau de mer de densité 1.025 ou eau douce de densité 1) un débit constant en eau douce (saturation nulle) tout en maintenant à la limite opposée une charge constante nulle ainsi qu'une saturation égale à 1. Un exutoire (limite ouverte) permet à l'eau douce de la nappe de sortir du modèle au niveau de l'océan. Un régime transitoire apparaît alors et voit l'un des deux fluides chasser l'autre jusqu'à l'arrivée à un nouvel état d'équilibre, dans lequel la localisation de l'interface entre l'eau douce et l'eau salée donne une idée de la précision des résultats obtenus.

### 4.2.2 Calculs préliminaires

La perméabilité du modèle est cette fois inconnue au départ puisque ce dernier est constitué d'un réseau stochastique de fractures et celle-ci doit être calculée. Pour ce faire, une première simulation est effectuée avec un réseau donné. Cette simulation consiste à imposer un flux entrant sur la face droite du modèle et une frontière à charge nulle sur sa face opposée. L'établissement du régime permanent est ainsi caractérisé par un gradient linéaire de charge qui permet le calul de la perméabilité du réseau. Notons que l'on se situe ici dans un scénario de réseau de fractures dont la taille et la densité garantissent l'existence d'une perméabilité équivalente à l'échelle du bloc considéré (l'indice de connectivité est dans notre cas bien supérieur au seuil de percolation).

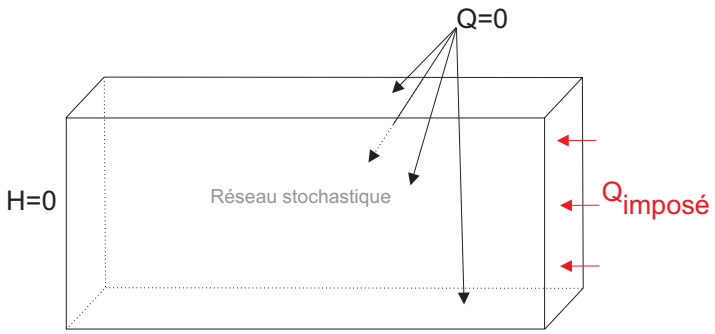



FIG. 4.8: Conditions aux limites du modèle pour définir la perméabilité du réseau

Dans notre cas, le réseau aléatoire est constitué de 8320 fractures réparties en trois familles. Le tableau 4.2 donne les caractéristiques de ces trois familles. Leur répartition dans l'espace est strictement controlée dans le but d'assurer une perméabilité isotrope du réseau.

| Propriété physique | Famille de fractures 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|---|
| Orientation principale des fractures | x | y | z |
| Densité de fractures $[m^{-3}]$ | $1.10^{-4}$ | | |
| Ouverture moyenne des fractures $[mm]$ | 1 | | |
| Ecart-type d'ouverture des fractures | 0.2 | | |
| Rayon moyen des fractures $[m]$ | 12.5 | | |
| Ecart-type du rayon des fractures | 0.2 | | |
| Porosité des fractures | 0.25% | | |

TAB. 4.2: Propriétés des fractures du modèle utilisé

Injectant un débit de 0.12 $l/s$, la différence de charge obtenue sur la longueur du domaine modélisé (1000m), une fois le régime permanent atteint, est de 3.24 $m$. La figure 4.9 montre le réseau de fracture généré pour ce modèle (chaque fracture est représentée par un disque) et la répartition en charge dans le modèle à la fin de la simulation. Les isocharges verticales ont été surimposées sur la figure.

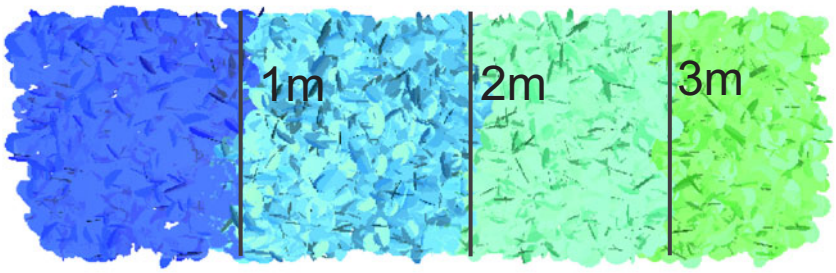



FIG. 4.9: Distribution des pressions lors du calcul de la perméabilité du réseau

Ceci donne un gradient de charge de $3.24.10^{-3}$. La vitesse de Darcy est alors égale à $\frac{Q}{A} = \frac{0.12.10^{-3}}{300.100} = 4.10^{-9}\ m/s$.

Par application directe de la loi de Darcy, $v = K.grad(h)$, nous obtenons pour ce réseau une perméabilité globale $K$ de $1.2.10^{-6}\ m/s$. Remarquons ici que ce calcul donne accès uniquement à la composante de l'axe des $x$ du tenseur des perméabilités. Le réseau étant construit de manière parfaitement isotrope, on peut donc généraliser cette valeur aux autres directions de l'espace.

### 4.2.3 Données de simulation

#### 4.2.3.1 Conditions initiales

Les fractures modélisées sont initialement remplies avec de l'eau de mer ($S = 0$). La pression initiale du fluide est hydrostatique (du point de vue de l'eau de mer).

#### 4.2.3.2 Conditions limites

Les conditions limites appliquées au domaine modélisé sont celles indiquées figure 4.7. Les limites latérales du domaine sont des limites à flux imposé nul. La limite de droite est une limite de type flux imposé ($Q_{entrant} = 0.12\ l/s\ ,\ S = 1$), sur laquelle le principe de la fracture virtuelle décrit dans le paragraphe 3.4.2 est appliqué. La limite de gauche du modèle est une limite de type charge imposée ($H = 0$) et saturation imposée ($S = 0$), qui interdit au second fluide de sortir du modèle. Seule la limite oblique de longueur de 30 $m$ située à l'angle supérieur gauche du modèle est une limite ouverte (dans le sens défini au paragraphe 3.4.3) qui permet aux deux fluides de s'échapper du domaine considéré.

### 4.2.4 Lois de comportement des fractures - propriétés des fluides

Les perméabilités intrinsèques des fractures ne varient pas avec la pression du fluide en place. Les perméabilités relatives suivent un régime de type linéaire. Les densités et viscosités des fluides sont constantes dans le temps et dans l'espace. La viscosité des deux fluides est assimilée à celle de l'eau ($\mu = 0.001\ Pa.s$).

#### 4.2.4.1 Données temporelles

Le tableau 4.3 donne quelques informations temporelles liées au calcul.

| | |
|---:|---|
| Temps simulé | 100 *jours* |
| Temps de calcul | 2 *heures* 44 *minutes* |
| Pas de temps initial | 5 *secondes* |
| Pas de temps final | 2000 *secondes* |
| Temps de simulation nécessaire pour atteindre le régime permanent | 71 *jours* |

TAB. 4.3: Données temporelles

On observe qu'un pas de temps relativement important est toléré par le code, ce qui permet d'augurer d'une stabilité numérique acceptable et de temps de calcul relativement brefs. Ainsi moins de 3 *heures* de calcul sont nécessaires afin de mener à bien 100 *jours* de simulation. Ceci s'explique par le fait que le débit injecté dans les fractures est très faible, impliquant à chaque itération relativement peu d'évolution dans l'état du système.

### 4.2.5 Résultats obtenus

#### 4.2.5.1 Distribution des pressions

La figure 4.10 montre la distribution des charges hydrauliques exprimée en eau douce dans l'aquifère une fois le régime permanent atteint.

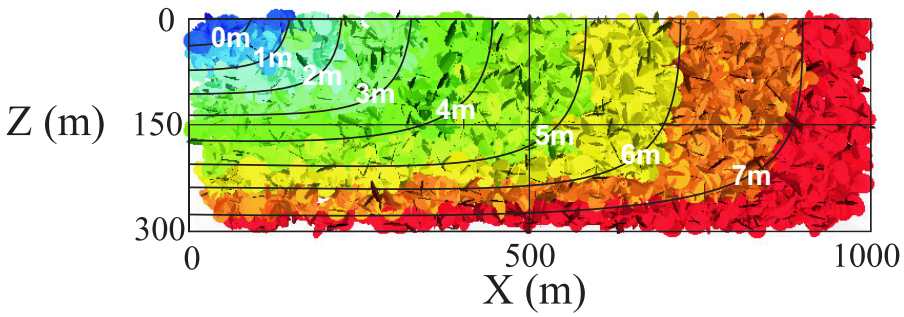



FIG. 4.10: Charge en eau douce dans l'aquifère en régime permanent

Plusieurs observations dignes d'intéret peuvent être faites sur cette figure :

- sur la limite droite du modèle (débit entrant d'eau douce forcé), aucun gradient vertical n'est observé, ce qui est normal ;
- sur la limite opposée (charge hydrostatique d'eau de mer forcée), un gradient vertical est présent, du à la différence de densité entre l'eau douce et l'eau de mer. La différence de densité est égale à $\Delta rho = rho_{eau\ de\ mer} - rho_{eau\ douce} = 1025 - 1000 = 25 kg/m^3$. Cette différence de densité, sur une hauteur de 300 $m$ génère une surpression $\Delta p = \Delta rho * g * z = 25 * 10 * 300 = 75000 Pa = 7.5 m$ ;
- on remarque également que l'approximation de Ghyben-Herzberg est relativement vérifiée dans le quart en haut à droite du modèle, puisque dans cette région les équipotentielles sont quasiment verticales.

#### 4.2.5.2 Distribution des saturations

La figure 4.11 montre la distribution des saturations dans le modèle.

Afin de vérifier la pertinence du résultat obtenu, nous devons calculer analytiquement la postion du biseau salé. Plusieurs formulations sont à notre disposition. Cependant, dans plusieurs cas une intégration numérique est nécessaire au calcul de la forme du biseau salé (Bear et Dagan, 1964) ; nous préfererons donc privilégier ici une formule de type Verruijt (Marsily, 1981) établie par Bear et Verruijt (1987) sous la forme :

$$z^2 = \frac{2Q}{\beta K(1+\beta)} x + \frac{Q^2}{\beta^2 K^2} \frac{1-\beta}{1+\beta} \tag{4.1}$$

où Q est le débit d'eau douce imposé par unité de longueur perpendiculaire au plan de la figure, K est la perméabilité intrinsèque de l'aquifère, et $\beta = \frac{\rho_{eau\ de\ mer} - \rho_{eau\ douce}}{\rho_{eau\ douce}} = 0.025$.

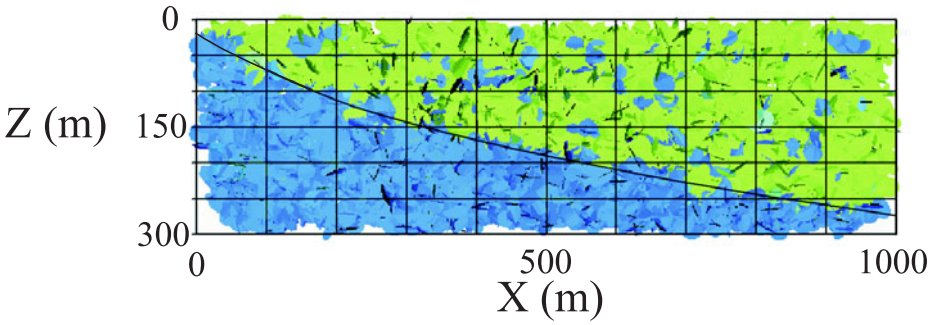



FIG. 4.11: Saturations à un temps t de 80 jours. Le biseau de Verruijt est surimposé. En bleu à gauche, eau de mer ; en vert à droite, eau douce

Numériquement, cette équation devient :

$$z^2 = 78.x + 1522$$

Sur la figure 4.11 la courbe surimposée a été décalée par le changement de variable $x = x + 56$ car l'origine de l'axe $x$ dans l'équation décrite ci dessus correspond à l'intersection mer/terrain aquifère ; dans notre modèle, l'origine de l'axe des $x$ se trouve sur la face gauche du modèle, et le point où la mer arrive sur l'aquifère se trouve à 56 $m$ à droite dans le modèle (voir figure 4.7).

Plusieurs observations peuvent à ce stade être effectuées :

- on voit d'une part que l'eau douce n'a pas totalement envahi le domaine étudié. En effet il reste des lentilles d'eau de mer dans la nappe. On observe également la situation inverse dans le cas où l'eau de mer envahi un milieu rempli d'eau douce. Ceci est du à des ensembles de fractures, ou clusters qui sont mal connectés au réseau. Ils font bien partie du réseau dans la mesure où un algorithme de tri efface en début de simulation les fractures non indirectement connectées à l'une des limites, mais ces clusters sont le plus souvent connectés par une seule fracture à l'ensemble du réseau, ce qui rend difficile à un fluide d'en remplaçer un autre en le chassant. Ceci est une caractéristique propre des réseaux stochastiques, qui n'était pas observée dans le cas du test de Buckeley-Leverett dans la mesure où le réseau était parfaitement connecté avec au moins trois voisins par fracture, et cette possiblité ou non qu'aura un fluide de chasser un autre dans le réseau dépend grandement des paramètres employés pour créer ce type de réseau, comme la densité de fracture ;

- on observe d'autre part que l'interface calculée par notre modèle est proche de celle donnée par Verruijt, ce qui permet d'apporter une preuve supplémentaire pour la validation du comportement de notre code.

## 4.3 Conclusion sur les tests de validation du code

Il existe de nombreux autres tests de validation de comportement de codes numériques, ou benchmarks. On peut en réalité distinguer deux grandes familles de tests numériques réali-

sables par notre code. La première famille comprend les tests de codes strictement multiphasiques, en général issus du monde pétrolier. Le problème de Buckeley-Leverett, résolu ci-dessus en fait partie. On peut citer d'autre tests comme le problème de *McWorther* faisant intervenir la pression capillaire. En effet McWorther et Sunada (1990) ont développé une solution analytique pour le déplacement d'eau dans un fluide non-aqueux en prenant en compte les effets de la pression capillaire. Un autre test très connu est un problème d'extraction pure de pétrole par le biais de cinq puits, ou *five spots problem* (Rainer, 1997). La seconde famille de problèmes est issue des questions des flux densitaires dont fait partie le problème de l'intrusion saline. D'autres problèmes existent également ; on peut par exemple citer le problème d'Elder, réalisable dans deux ou trois dimensions, qui consiste à observer le mouvement d'un fluide lourd placé sur la limite supérieure d'un milieu rempli de fluide plus léger et s'immiscant dans ce dernier par simple gravité (Elder, 1967). Nous n'avons pas effectué tous ces tests, mais le drainage gravitaire a été simulé lors de résultats numériques calculés avec notre code sur un plan de faille incliné, par injection de fluide lourd dans un fluide plus léger (Baujard, 2003).

Ces tests montrent donc que les résultats obtenus avec notre code sont corrects, puisque peu de divergences numériques sont observées. D'autre part, les tests réalisés sur le problème du biseau salé montrent qu'une approche multiphasique peut être utilisée afin de mettre en évidence d'éventuels phénomènes de flux gravitaires comme cela peut être le cas pour le système de fractures de Soultz-sous-forêts.

Troisième partie

# Création d'un modèle du réseau de fractures de Soultz-sous-forêts - calibrage

# Chapitre 5

# Construction du modèle

Ce chapitre a pour but d'expliquer toutes les étapes nécessaires à la construction d'un modèle de réseau discret de fractures permettant son calibrage avec des données de pompages ou des résultats de tests hydrauliques. Pour que ce calibrage soit rendu possible, le maximum d'informations disponibles et utilisables résultant des expérimentations et observations effectuées *in situ* doit être exploité. L'objectif de cet effort d'ajustement fin avec les données de terrain est de permettre, dans une perspective de prédiction, l'estimation du régime de fonctionnement du système complet. La phase de test de longue durée est prévue en 2006-2007.

## 5.1 Le réseau de fractures

Le réseau de fractures est le premier élément à mettre en place lors de la description d'un tel modèle. La distribution des fractures constituant le modèle est essentiellement basée sur les observations faites dans les puits, réalisées en général sur toute leur longueur pendant leur forage. Cette section présente les différentes familles de fractures prises en compte afin de modéliser le système de fractures de Soultz-sous-forêts.

### 5.1.1 Données générales sur le bloc modélisé

Notre modèle a une taille de 3 $km$ dans la direction nord/sud, et 2 $km$ dans la direction est/ouest. Le puits GPK3 est situé au centre du modèle, afin que le réservoir géothermique soit également centré dans le domaine considéré. La hauteur du modèle est de 2 $km$, représentant le système de Soultz-sous-forêts d'une profondeur de 3500 $m$ à une profondeur de 5500 $m$. Les puits sont ouverts dans leur partie la plus profonde sur une longueur de 500 $m$, allant d'une profondeur de 4500 $m$ à 5000 $m$ environ.

Ces dimensions sont les plus grandes possibles pour notre modèle. En effet, pour des raisons de gestion de la mémoire, FRACAS peut difficilement dépasser les 50 000 fractures connectées. Étant donnée la densité de fractures hydrauliquement significatives du système de Soultz-sous-forêts, ce nombre de fractures est atteint pour un domaine de volume environ égal à 12 $km^3$.

### 5.1.2 Élements régionaux

#### 5.1.2.1 Orientations majeures des fractures du socle granitique au niveau de Soultz-sous-forêts

La figure 5.1 montre les densités d'orientation des fractures sur la longueur du forage qui a subi un log sonique (les puits GPK3 et GPK4 ont été loggués sur toute leur longueur, et le puits GPK2 seulement jusqu'à une profondeur de 3600 $m$, c'est à dire jusque dans le premier réservoir géothermique). Un log sonique, ou UBI log (Ultrasonic Borehole Image) permet d'obtenir une image acoustique du puits avant la pose des tubages. L'analyse de ces images révèle la présence éventuelle de fractures, ainsi que leur orientation. Précisons la convention utilisée pour la notation de ces densités d'orientation de fractures : le cercle représenté est une projection de l'intersection entre le vecteur normal au plan de la fracture et la demi-sphère azimutale inférieure. Ainsi par exemple, une forte densité à gauche du cercle indique une présence importante de fractures de fort pendage vers l'est, et d'azimuth nord/sud.

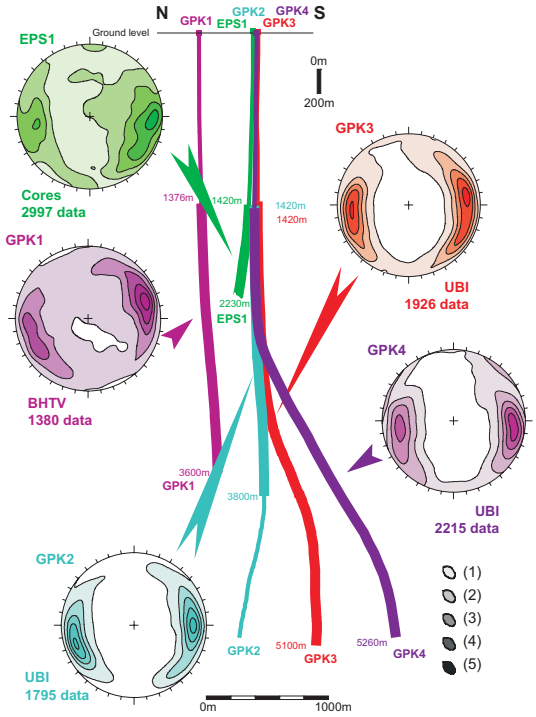



FIG. 5.1: Orientation des fractures dans les puits de Soultz ; contours de densité des fractures en projection de Schmidt, hémisphère inférieure : (1) 10%, (2) 30%, (3) 50%, (4) 70%, (5) 90% (Dezayes et al., 2005)

L'étude de cette distribution au niveau des 3 puits allant dans le réservoir profond montre clairement que la majorité des fractures de Soultz-sous-forêts suit un direction d'azimuth nord/sud, et de pendage assez fort (de l'ordre de 70-80 degrés) orienté vers l'est ou vers l'ouest.

De façon plus précise, la figure 5.2 montre les relations entre la pétrographie des roches de Soultz-sous-forêts et les orientations des fractures dans les casings des puits GPK3 et GPK4. La profondeur indiquée à gauche de chaque diagramme donne la profondeur dans le casing,

c'est à dire la longueur linéaire le long du puits depuis la surface. La profondeur réelle est quand à elle indiquée dans la partie droite de chaque diagramme sous la forme TVD (pour True Vertical Depth). Durant toute l'étude nous raisonnerons le plus souvent possible dans cette échelle plutôt qu'en longeur linéaire de forage ; en effet, chaque forage étant dévié, une longueur de 1000 $m$ de forage ne correspond pas forcément à une profondeur de 1000 $m$.

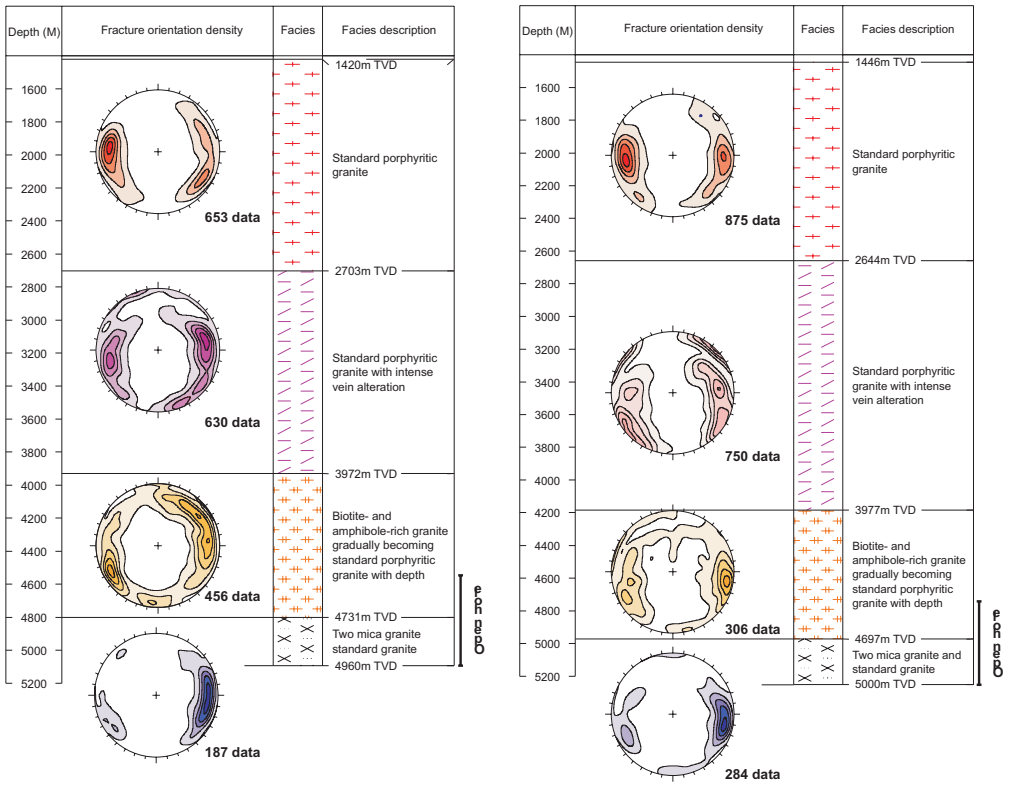



FIG. 5.2: Orientation des fractures dans les principales sections pétrographiques dans les puits GPK3 (à gauche) et GPK4 (à droite) (Dezayes et al., 2005)

Nous ne nous intéresserons sur ces diagrammes seulement à la partie des puits située entre 3500 $m$ et 5500 $m$ de profondeur, qui est notre zone d'étude. On peut observer que le changement de faciès ayant lieu à 4731 $m$ dans GPK3 et à 4697 $m$ dans GPK4 ne s'accompagne pas de changements importants dans l'orientation des fractures. Deux différences peuvent cependant être observées :

- le spectre des orientations de fractures est plus étalé dans la partie supérieure du réservoir (au dessus du changement de faciès)
- le faciès de la partie haute du réservoir est un granite porphyritique avec une altération plus ou moins intense au niveau des fractures de circulation. Ceci est du au fait que cette partie du réservoir, qui fut exploitée dans les années 1996-1997, fut le siège d'une circulation géothermale (Sausse et al., 1998; Genter et al., 1992), ce qui n'est pas le cas du granite situé dans la partie inférieure du réservoir

Ces deux différences, bien que mineures, nous obligent à traiter différement le réseau de fractures dans la partie supérieure du réservoir et dans sa partie inférieure. En effet, l'altéra-

tion plus intense des fractures dans la partie haute implique probablement une plus grande perméabilité de ces dernières, une plus grande porosité ainsi qu'un plus grand coefficient d'emmagasinement dans cette zone du réservoir (Sausse et al., 2005).

Ainsi, la partie supérieure du modèle est constituée de 2 familles de fractures d'orientation N170-p80E de densité 3.3 $10^{-6}$ $m^{-3}$ et N00-p80E de densité 3.0 $10^{-6}$ $m^{-3}$. La partie inférieure du réservoir contient également deux familles d'orientation N05-p70W, de densité 5.0 $10^{-6}$ $m^{-3}$ et d'orientation N165-p80E et de densité 1.0 $10^{-6}$ $m^{-3}$. Une dernière famille de fractures est ajoutée afin de représenter le reste de la population de fractures non décrite par ces deux directions majeures ; il s'agit d'une famille de fractures dont l'orientation est parfaitement aléatoire, de densité 1.2 $10^{-6}$ $m^{-3}$.

La construction du modèle pose la question de l'extension des fractures ; aucune donnée aquise sur le terrain ne permet la définition directe avec certitude d'un rayon moyen des fractures dans lesquelles l'écoulement prend place. Cependant, une étude récente (Valley et al., 2005) faisant apparaître des corrélations entre puits montre que 50% des fractures de Soultz-sous-forêts ont un rayon compris entre 16 $m$ et 23 $m$ à une profondeur de 3 $km$. Nous avons choisi dans notre modèle une distribution log-normale des rayons, avec une valeur moyenne de 33 $m$, ce qui signifie que plus de la moitié des fractures ont un rayon inférieur à cette valeur. Un autre point important est que ce rayon moyen permet d'obtenir un *indice de connectivité* (voir paragraphe 2.2.1.2) de 0.21, donc compris entre 0.15 et 0.30, ce qui indique une connectivité certaine du réseau à grande échelle.

#### 5.1.2.2 Les structures d'extension régionale : les failles de Soultz

La figure 5.3 montre un shéma structurel situé au toit du socle granitique (à environ 1500 $m$ de profondeur) de la région de Soultz-sous-forêts, établi en 1986 par J.P. Cautru, lors des études préliminaires sur le projet.

On observe sur cette figure qu'une seconde structure régionale peut potentiellement intervenir dans le système hydraulique de Soultz-sous-forêts ; c'est un ensemble de failles régionales connues sous le nom de *failles de Soultz*. Cette structure serait située entre 500 $m$ et 1 $km$ à l'ouest de la zone visée par les trois puits (voir figure 5.4). Cette distance est relativement faible puisqu'elle est de l'ordre de grandeur de la distance séparant deux puits de l'échangeur ; une telle structure est donc susceptible d'intervenir dans le comportement global du système et doit donc être prise en compte. De récentes études sembleraient montrer que certains alignements d'évenements sismiques provoqués pendant la stimulation du puits GPK3 pourraient être associés à cette structure (Gérard et al., 2005).

Si l'on se base uniquement sur l'extrapolation de résultats obtenus grâce à ces études sismiques de surface, l'orientation de cette structure est N10-p80W. Cette hypothèse étant discutable, plusieurs altenatives d'orientation de cette structure ont été testées dans notre modèle ; nous préférons ici privilégier une orientation de type N170-p90. En effet, la résistance mécanique à la contrainte en place n'est pas sensiblement modifiée par une telle orientation, mais elle présente l'avantage d'être parallèle à la direction principale du système géothermique de Soultz-sous-forêts. Ainsi, l'influence de cette structure est supposée être la même sur chaque puits.

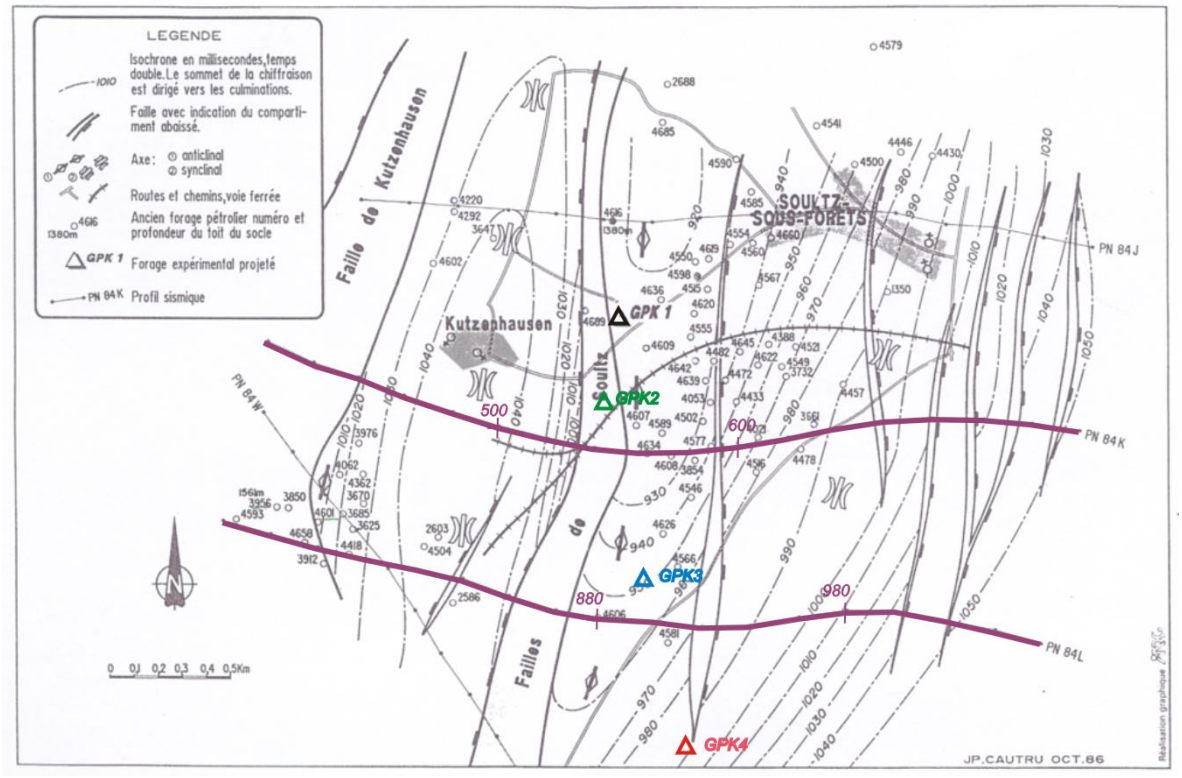



FIG. 5.3: Schéma structurel au niveau du toit du socle du système géothermique de Soultz-sous-forêts (d'après J.P. Cautru, 1986)

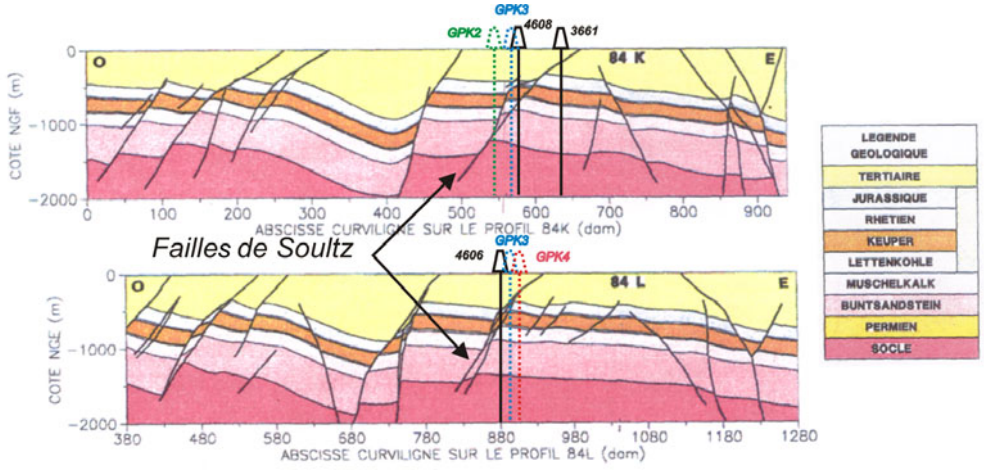



FIG. 5.4: Coupes interprétatives des profils sismiques 84L et 84K figurant sur le schéma structurel. Les projections des puits sont reportées (d'après J.P. Cautru, 1986 et A. Gérard, 2004)

### 5.1.3 Élements locaux

Nous allons dans cette partie discuter de la présence éventuelle de diverses structures dont la localisation se fait par voie indirecte. En effet, les test hydrauliques et autres résultats

donnent des informations sur le système qui sont parfois difficilement exploitables, mais souvent qualitativement très intéressantes.

#### 5.1.3.1 Le cas de GPK2

Peu d'informations sont disponibles sur le voisinage du puits GPK2 au niveau du réservoir profond, dans la mesure où les logs UBI n'ont pas été effectués dans cette partie du forage. Cependant, la campagne de stimulation de ce puits a donné des résultats intéressants ; beaucoup d'évenements sismiques ont été enregistrés et la réponse en pression du puits montre une difficile montée en pression de ce dernier (voir figure 5.5).

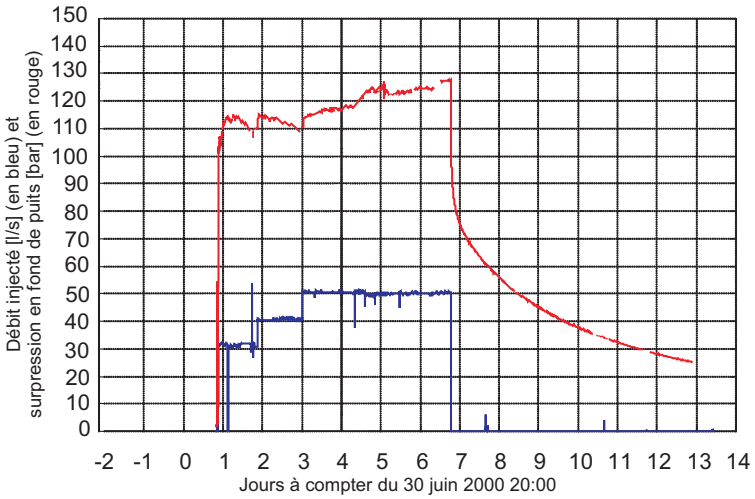



FIG. 5.5: Réponse en pression du puits GPK2 lors de sa stimulation (2000)

Plusieurs points peuvent être mis en évidence sur ce graphique :
- une forte stimulation au début de l'injection, indiquée par la diminution de pression dans les puits malgré un débit imposé constant à chaque palier ;
- une pression restant quasiment constante lors du palier d'injection à 50 $l/s$ ;
- une relaxation du système très rapide lors de l'arrêt de l'injection ; en effet, la pression dans le puits chute lors de cette phase de la campagne d'injection de plus de 5 $MPa$ en quelques heures.

Ces trois observations nous incitent fortement à tirer deux conclusions directement utilisables en tant qu'hypothèses de modélisation sur les fractures au niveau du puits GPK2 :
- le voisinage immédiat du puits est un milieu dont la densité de fracture est relativement élevée ;
- il existe dans la zone d'influence de ce puits une structure drainante ayant un impact direct sur la réponse hydraulique de ce dernier (faille de Soultz-sous-forêts ?).

D'autre part, la stimulation du puits GPK2 a donné lieu à l'enregistrement de très nombreux évenements sismiques. La figure 5.6 montre la répartition de ces évenements dans l'espace.

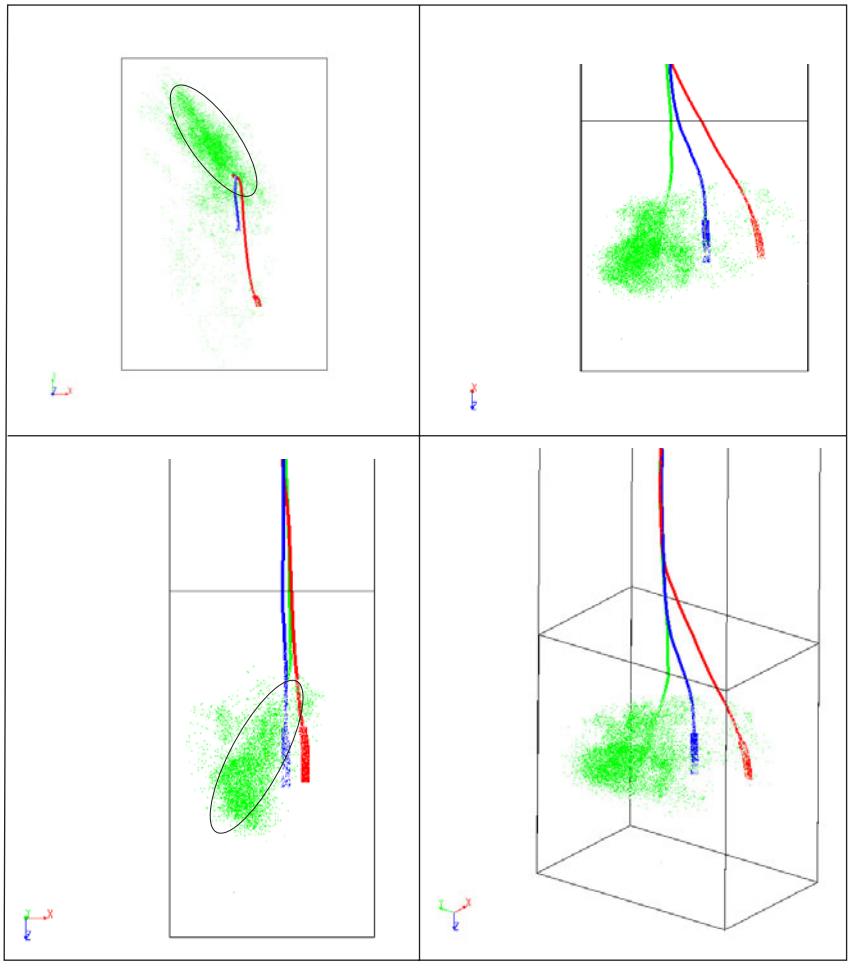


FIG. 5.6: Évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation de GPK2 (en haut à gauche, vue de dessus ; en haut à droite, vue d'ouest ; en bas à gauche, vue de sud ; en bas à droite, vue artistique)

Des analyses de la densité des évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation de GPK2 (Weidler et al., 2001) montrent que la forme du nuage sismique laisse apparaître une structure plane d'orientation N157-p75W (voir figure 5.7). Il s'agit d'un plan de faille hypothétique qui intersecterait la section ouverte de GPK2 à une profondeur TVD de 4700 $m$ environ, c'est à dire dans une zone dans laquelle les évenements sismiques furent particulièrement nombreux. L'existence d'une telle structure a été par la suite confirmée par Moriya et al. (2003a) dans une analyse de multiplets. Un multiplet est un ensemble d'évenements sismiques dont la forme du signal sismique est semblable, malgré une émission différente dans le temps. La méthode consiste à relocaliser avec précision les évenements sismiques d'un multiplet par une méthode de *multiplet-clusturing* (Moriya et al., 2003b) (la marge d'erreur de localisation d'un évenement sismique est d'environ 35 $m$ dans chaque direction). Cette méthode permet de mettre en évidence des structures pré-existentes dans le réseau de fractures de Soultz-sous-forêts, comme c'est le cas ici au niveau de GPK2.

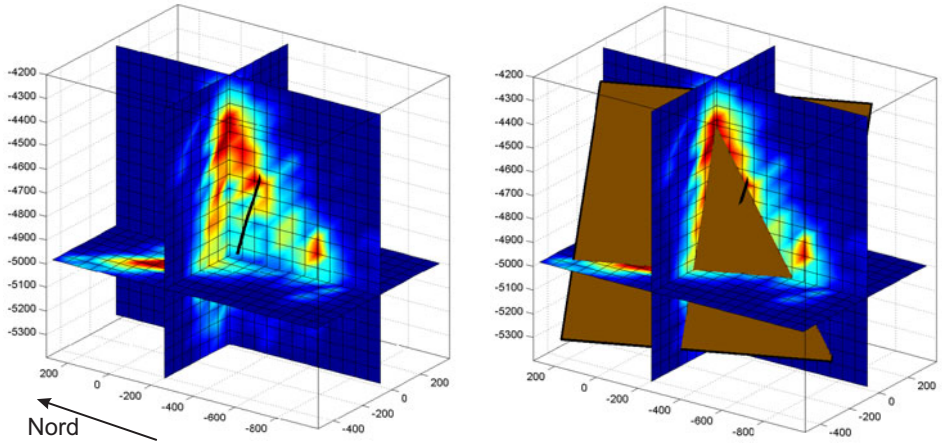



FIG. 5.7: Densité d'évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation de GPK2 et localisation de la faille hypothétique mise en évidence (source R. Weidler / GEIE Soultz)

Nous prendrons donc en compte cette structure sous la forme d'une zone de faille, d'orientation N157-p75W et d'épaisseur 150 $m$. Cette zone contient des fractures d'orientation N157-p75W également, à raison d'une densité de $1.6.10^{-6}$ $m^{-3}$ (voir figure 5.8).

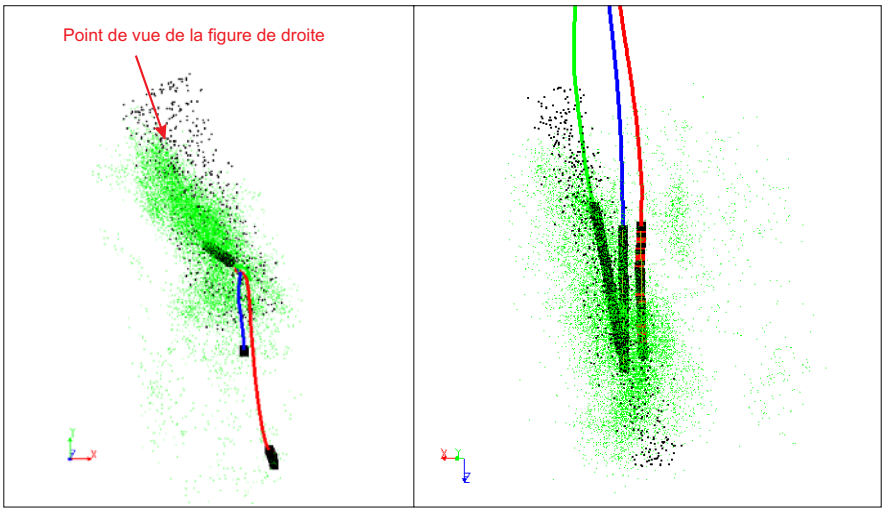



FIG. 5.8: Matérialisation de la zone de faille mise en évidence grâce à la stimulation de GPK2 (à gauche, vue en plan). Chaque point noir représente le centre d'une fracture du modèle

#### 5.1.3.2 La liaison GPK3-GPK4

**Les logs de température** La figure 5.9 montre les profils de température dans les puits à l'équilibre.

L'analyse de ces courbes dans le réservoir profond montre une anomalie dans GPK3 à une profondeur de 4700 $m$ (c'est à dire dans la section ouverte du puits), ainsi qu'une anomalie dans le profil de GPK4 à une profondeur de 4300 $m$ environ (dans le tubage du puits). Ces

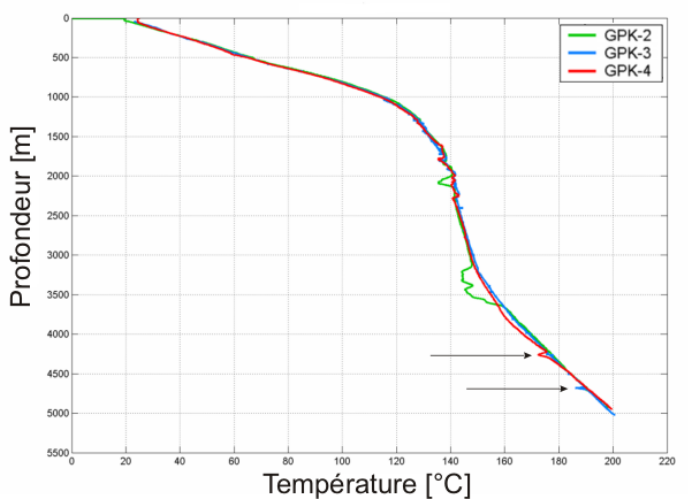



FIG. 5.9: Profils de température dans les puits à l'équilibre (source D. Teza / GEIE Soultz)

deux anomalies fournissent une information très pertinente dans la mesure où, lorsque le forage du puits GPK4 a atteint cette profondeur, la pression dans GPK3 s'est immédiatement mise à augmenter (D. Teza, communication personnelle). Cette augmentation de pression dans GPK4 montre la présence d'une communication directe entre la section ouverte de GPK3 et cette partie du puits GPK4. En regardant plus précisément l'analyse de la section ouverte de GPK3, on observe que cette anomalie de température correspond à une zone où la densité de fractures intersectant le puits est importante (voir figure 5.10).

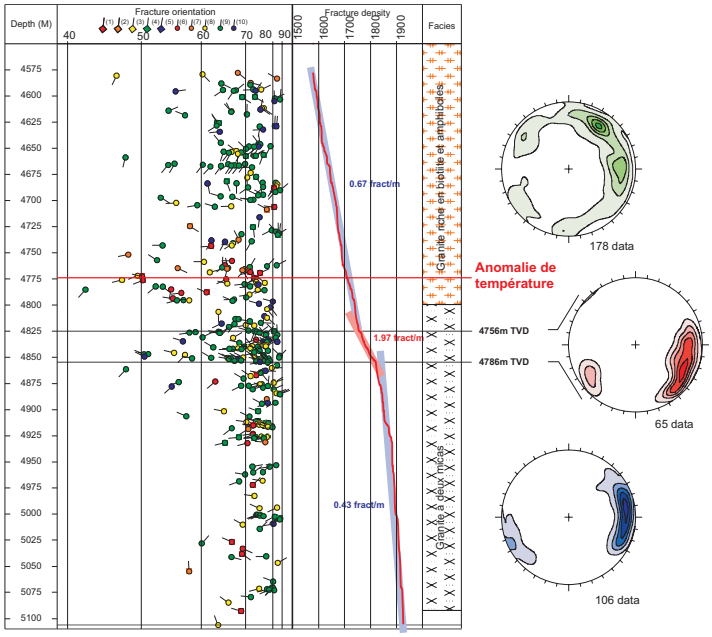



FIG. 5.10: Orientation et densité de fractures dans la section ouverte de GPK3 (C. Dezayes et al., 2005)

Nous pouvons ici faire l'hypothèse de l'existence d'une zone de faille assurant une connexion directe entre la section ouverte de GPK3 et le casing de GPK4, aux environs de 4300 $m$. Cette zone de faille sera alors constituée de fractures d'orientation N160-p55W, comme le montre l'analyse des fractures présentes dans les sections ouvertes des puits (voir paragraphe 5.2). La détermination de l'orientation de cette zone de faille est arbitraire. L'observation des nuages sismiques des stimulations de GPK2 et de GPK3 (voir figure 5.11) montre cependant une certaine organisation des évenements sismiques selon une structure d'orientation N145-p75E.

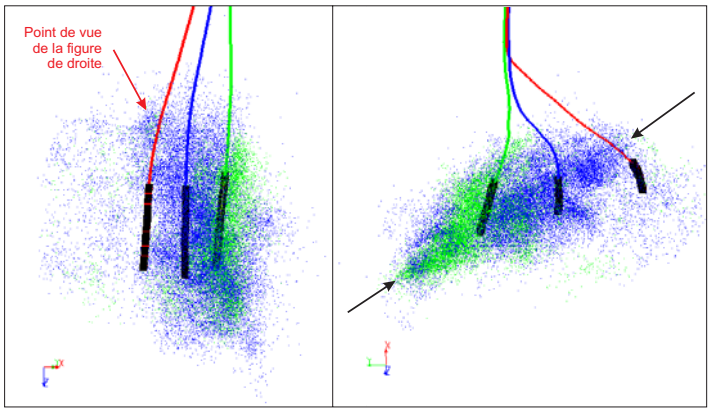



FIG. 5.11: Zone de faille mise en évidence grâce aux stimulations de GPK2 et de GPK3 et des logs de température (à gauche, vue du sud)

Nous considérerons donc une telle zone dans notre modèle, d'une épaisseur moyenne de 150 $m$, et de densité $1.8.10^{-6}$ $m^{-3}$. Cette zone présente d'autre part l'avantage d'expliquer la déformation du nuage sismique de la stimulation de GPK2 dont le pendage moyen semble en profondeur se tourner du coté est (voir figure 5.12). Cette dernière n'est pas prolongée au niveau de GPK4 par manque d'information mais également du fait du comportement de ce dernier puits lors de sa stimulation ; en effet il se montre bien plus résistif que le puits GPK2.

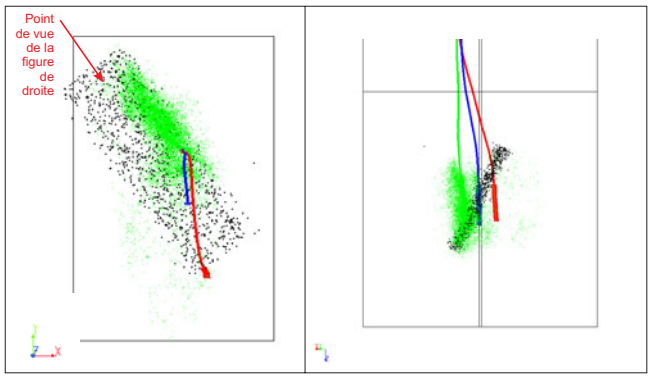



FIG. 5.12: Zone de faille prise en compte dans le modèle (à gauche, vue de dessus ; à droite, vue de nord+35). En vert, événements sismiques de la stimulation de GPK2 ; en noir, centre des fractures de la zone de faille imposée

**Réaction en pression de GPK3 à la stimulation hydraulique de GPK4** En dépit de la connexion GPK3-GPK4 mise en évidence lors du forage de GPK4 et décrite ci-dessus, les injections réalisées à très haute pression dans GPK4 dans le but de stimuler le voisinage de ce puits ont montré une très faible réaction en pression de GPK3, comme le montre la figure 5.13, qui décrit le scénario d'injection réalisé. Notons ici que la zone du bas du tubage de GPK4 décrite dans le paragraphe 5.1.3.2 faisant apparaître une anomalie thermique a été cimentée lors du forage du puits et ne fait donc pas partie de la section ouverte de ce dernier, ce qui peut en partie expliquer la faible communication entre ces deux puits.

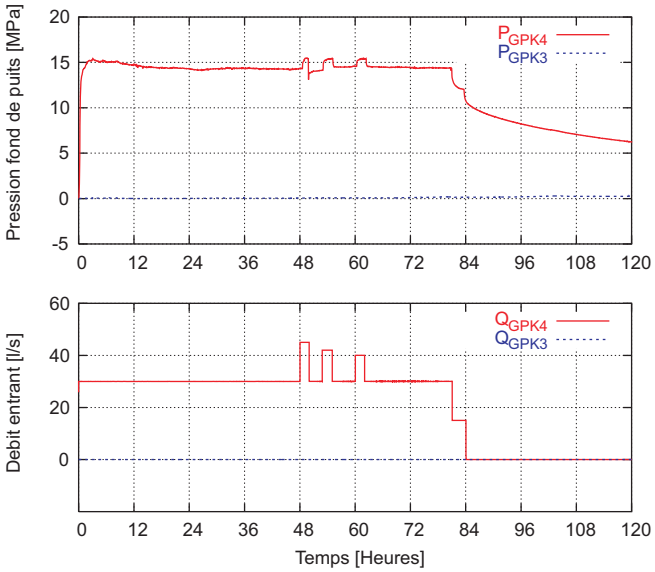



FIG. 5.13: Résultats en pression de la stimulation de GPK4 (septembre 2004)

On peut observer que 5 jours après le début des injections, la pression dans GPK3 a augmenté de seulement 0.2 $MPa$. À titre de comparaison, lors de la stimulation de GPK3, 5 jours après le début des injections, qui étaient du même ordre de grandeur que celles ici réalisées, la pression dans GPK2 était déja de plus de 1.5 $MPa$.

D'autre part, l'analyse des densités d'évenements sismiques enregistrés lors des campagnes de stimulation montre clairement une zone asismique entre les zones d'influence hydraulique des deux puits GPK3 et GPK4 (voir figure 5.14).

Cette zone située entre les deux sections ouvertes des puits peut être expliquée par deux types de strucures :

- une zone dans laquelle les fractures sont cimentées ;
- une zone drainante ou de stockage contrôlant les écoulements dans cette partie du réservoir.

La faible circulation géothermale prenant place dans le réservoir géothermique profond de Soultz-sous-forêts et le comportement du puits GPK4 lors de sa stimulation (régime transitoire très court lors du test d'injection) semblent montrer que la présence d'une zone cimentée (donc peu conductive) par une circulation géothermale régionale est peu probable. Une autre hypothèse consistant à penser que l'injection de ciment visant à colmater la fracture importante

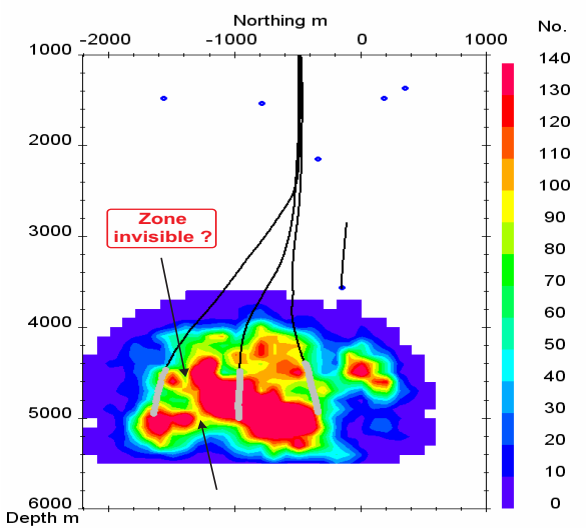



FIG. 5.14: Densités d'évenements sismiques (vue de l'est) en nombre d'évenements par $dam^3$ lors des stimulations de GPK3 et GPK4, et position de la zone asismique (D. Teza et B. Dyer, communication personnelle)

rencontrée à 4300 $m$ lors du forage de GPK4 aurait pu isoler complètement cette partie du réservoir du système GPK2-GPK3 paraît peu vraisemblale étant donnés les volumes mis en jeu.

D'un autre coté, l'hypothèse d'une structure drainante d'extension régionale paraît peu probable au vu de la forme de la courbe de relaxation lors de la fermeture du puits GPK4 après sa stimulation (voir figure 5.13). En effet, la pression lors de la relaxation du puits semble décroître trop lentement pour justifier d'une telle structure. Cette hypothèse entre par ailleurs en conflit avec l'idée de l'existence d'une zone de failles liant les deux puits GPK3 et GPK4 décrite dans le paragraphe 5.1.3.2.

Nous avons finalement opté dans notre modèle pour la modélisation d'une faille au coefficient d'emmagasinement important entre ces deux puits, même si cette hypothèse paraît contredire l'existence d'une zone de failles liant les deux puits décrite dans le paragraphe 5.1.3.2. Ainsi nous ferons dorénavant l'hypothèse que l'écoulement dans cette partie du réservoir est fortement influencée par une faille relativement importante, d'orientation N120-p80W, comme le montre la figure 5.15.

Remarquons ici qu'il existe une dernière hypothèse permettant d'expliquer l'isolement hydraulique de GPK4 du système formé par les deux autres puits ; il s'agirait d'une structure au comportement mécanique particulier, qui ne serait pas située entre les deux puits mais du coté de GPK4 et s'ouvrant sous régime de contraintes normales. La stimulation ouvrirait en quelques sortes une fracture qui se propagerait par fracturation hydraulique, puis se refermerait ensuite rapidement sur un réseau peu perméable. Cette hypothèse de la fracturation sous un régime de contraintes normales permettrait d'exliquer l'arrivée à un seuil de pression très stable lors de la stimulation de GPK4 (par le remplissage de l'ouverture importante de cette structure) et l'observation d'une relaxation lente de ce dernier puits après sa stimulation

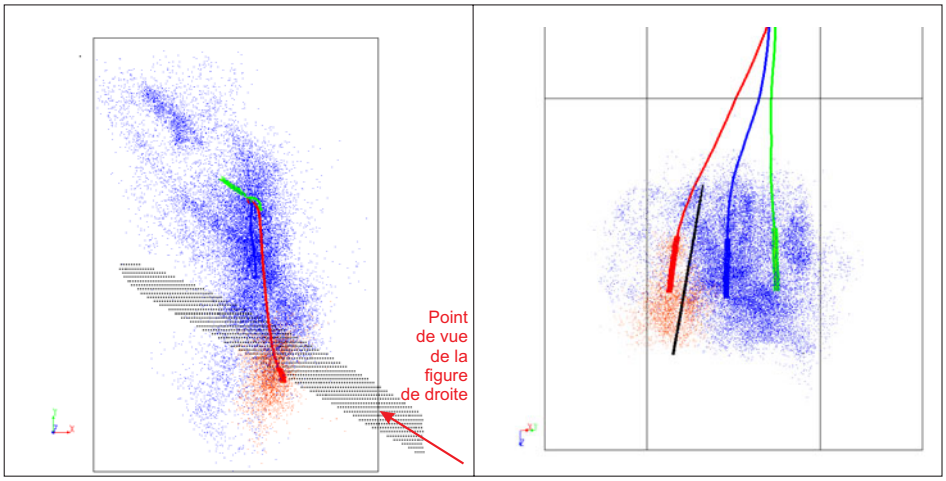



FIG. 5.15: Localisation de la faille isolant GPK4 du système GPK2-GPK3 (en bleu, évenements sismiques localisés pendant la stimulation de GPK3 ; en rouge, évenements sismiques localisés pendant la stimulation de GPK4 ; à gauche, vue en plan)

(une telle structure se refermerait sans cisaillement, et donc formerait un milieu aussi peu perméable qu'avant la stimulation). Le manque d'information sur une telle sructure, notamment l'absence totale d'indices sur sa localisation, nous conduit à éliminer cette hypothèse, qui ne permettrait pas d'expliquer la zone asismique observée sur la figure 5.14.

### 5.1.4 Vue d'ensemble du modèle

Le tableau 5.1 offre un bref récapitulatif des différentes familles utilisées dans le modèle.

Le problème des ouvertures des fractures n'est volontairement pas abordé pour le moment ; en effet, ces dernières sont dans notre modèle considérées comme un paramètre de calage, qui sera évalué parallèlement aux fonctions définissant les sections d'écoulement lors du paramétrage du réseau et du calage du modèle.

La figure 5.16 montre une vue d'ensemble du modèle. On peut voir sur cette image que les ensembles de fractures assurant la fracturation de base du réseau sont orientées dans la même direction que la contrainte principale (N170) dans le but d'être parallèles au réservoir formé par les trois puits.

## 5.2 Les conditions aux puits

Dans le but d'utiliser au maximum les informations disponibles sur le réseau de fractures de Soultz-sous-forêts, les puits font l'objet dans notre modèle d'un conditionnement particulier. En effet la combinaison des informations données par les flowlogs et UBI logs permet de déterminer non seulement quelles sont les orientations des fractures intersectant les puits, mais également quelle est leur importance hydraulique lors de l'injection, c'est à dire quelle proportion de fluide va s'échapper par chaque fracture lors d'une phase d'injection. Ainsi toutes les fractures générées par un processus stochastique dont le centre est situé dans un rayon de

| Type de famille | Orientation structure | Orientation fractures | Densité de fractures $[m^{-3}]$ | Justification physique |
|---|---|---|---|---|
| von Mises (partie haute du modèle) | - | N170-p80E | $3.3.10^{-6}$ | interprtation UBI log forage |
| von Mises (partie haute du modèle) | - | N00-p80W | $3.10^{-6}$ | interprtation UBI log forage |
| von Mises (partie basse du modèle) | - | N05-p70W | $5.10^{-6}$ | interprtation UBI log forage |
| von Mises (partie basse du modèle) | - | N165-p80E | $1.10^{-6}$ | interprtation UBI log forage |
| Aléatoire | - | - | $1.10^{-6}$ | connectivité |
| Faille | N10-p80W | - | - | extrapolation coupes sismiques |
| Faille | N120-p80W | - | - | isolation GPK3 GPK4 |
| Zone de faille | N157-p75W | N157-p75W | $1.6.10^{-6}$ | nuage GPK2 |
| Zone de faille | N145-p75E | N160-p55W | $1.8.10^{-6}$ | Lien GPK3 GPK4 |

TAB. 5.1: Tableau récapitulatif des structures composant le modèle

50 $m$ autour du puits sont supprimées du réseau, et cèdent leur place à des fractures imposées dont l'orientation, le rayon et l'épaisseur sont directement données par l'utilisateur. La figure 5.17 illustre le concept de ce conditionnement des puits.

L'avantage d'une telle méthode dans un contexte de modélisation stochastique de réseau de fractures est double. En effet, ce procédé permet d'une part la réduction de la variabilité de la réponse hydraulique du système, et d'autre part la modélisation d'écoulements relativement réalistes proche du puits, afin de discuter des proportions injectées ou produites par les différentes fractures aux puits en se basant sur les flowlogs mesurés sur place. La réduction de la variabilité de la réponse du système s'explique par le fait que l'imposition de ces fractures connues au puits va contraindre les flux prenant place dans cette partie du réservoir à respecter les perméabilités relatives des fractures aux puits, qui sont les mêmes pour chaque réalisation stochastique du réseau. Ainsi quelle que soit la réalisation considérée, la répartition des flux dans le réseau au voisinage immédiat des puits sera toujours la même. Cette contrainte au niveau des puits étant basée sur des observations réelles, elle nous permet de prendre en compte de façon directe dans notre modèle les observations faites dans les sections ouvertes

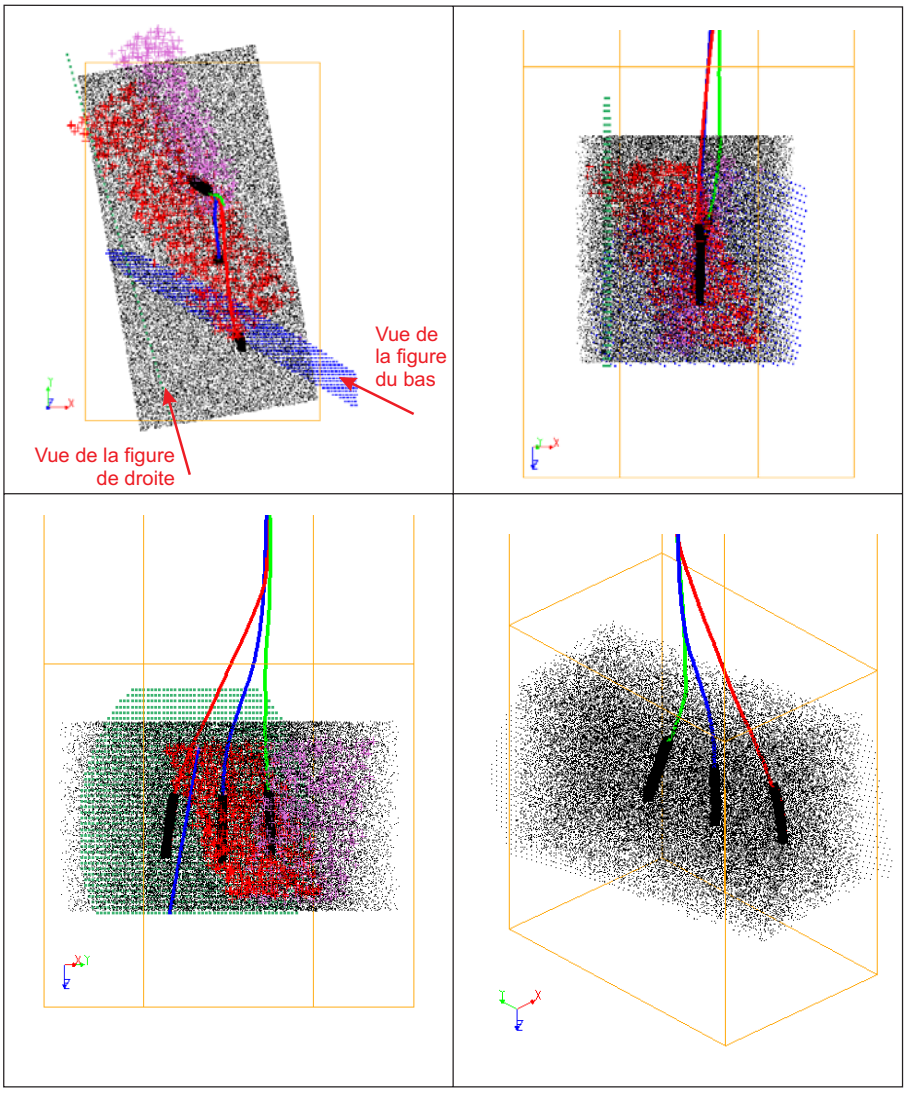



FIG. 5.16: Vues du réseau de fracture (chaque point représente le centre d'une fracture). En haut à gauche, vue de dessus ; en bas à droite, vue artistique.

des puits. Le tableau 5.2 synthétise pour les trois puits les différents paramètres des fractures les intersectant et utilisées dans notre modèle.

En réalité, les fractures ayant une influence hydraulique non négligeable au puits sont au nombre d'une dizaine dans chaque puits environ. Nous ne prenons volontairement en compte que 4 fractures pour chaque puits dans notre modèle pour deux raisons essentielles :

- les 4 fractures principales focalisent environ 90% de l'écoulement dans chaque puits, ce qui est suffisant pour recréer un écoulement semblable à la réalité dans cette zone ;
- un faible nombre de fractures au puits permet de réduire le nombre de "court-circuits", c'est à dire de boucles autour du puits (connexions de type puits-fracture-fracture-puits) qui sont des facteurs d'instabilité numérique lors des calculs, notamment en début d'injection.



FIG. 5.17: Exemple de conditions aux puits : les fractures stochastiques situées dans un rayon de moins de 50 $m$ du puits sont remplacées par des fractures déterministes finement maillées (Bruel, 2005)

| Puits | Profondeur UBI (en m de forage) | Orientation (Azimuth-Pendage) | Importance hydraulique (% de flux absorbé) |
|---|---|---|---|
| GPK2 | 4510 | N160-p70E | 15 |
| | 4580 | N160-p70E | 25 |
| | 4780 | N160-p65W | 35 |
| | 4885 | N160-p65W | 25 |
| GPK3 | 4775 | N160-p55W | 70 |
| | 4875 | N146-p73E | 05 |
| | 4972 | N136-p61E | 15 |
| | 5025 | N200-p74W | 10 |
| GPK4 | 4860 | N217-p63E | 21 |
| | 4960 | N190-p80W | 12 |
| | 5115 | N180-p72W | 12 |
| | 5240 | N200-p78W | 55 |

TAB. 5.2: Orientation et importance hydraulique des fractures aux puits (source BRGM)

Un point important est à souligner ici ; la fracture majeure intersectant le puits GPK3 à une profondeur de 4775 $m$ est à mettre en relation avec la structure plane mise en évidence lors de la stimulation de GPK2 (voir paragraphe 5.1.3.1 et figure 5.7) et participe donc ainsi activement au lien hydraulique conséquent observé entre les puits GPK2 et GPK3. La présence de cette facture permet en effet de lier hydrauliquement le puits GPK3 à cette structure dont l'extension ne va pas jusqu'à ce dernier.

La figure 5.18 montre les fractures imposées aux puits.

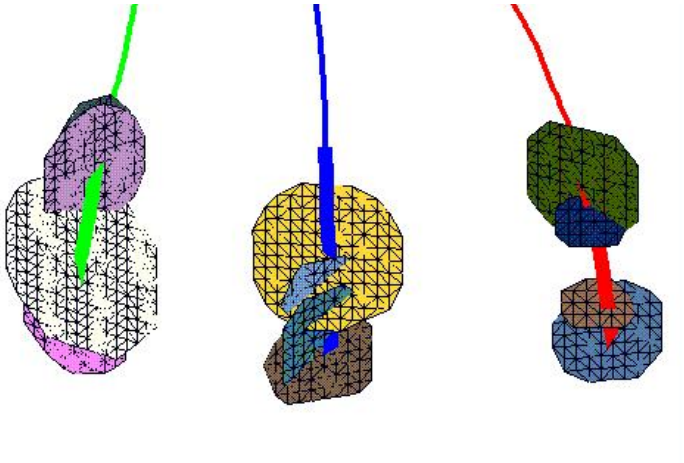


FIG. 5.18: Vue de l'ouest des fractures aux puits (de gauche à droite, GPK2, GPK3 et GPK4). Le maillage triangulaire observé est un artéfact de visualisation des surfaces dû à la représentation sous GOCAD (voir figure 5.17)

## 5.3 Les conditions aux limites et conditions initiales

Les conditions aux limites du réservoir profond de Soultz-sous-forêts sont *a priori* inconnues. Cependant, si le réservoir haut (3500 $m$) était plutôt un système ouvert, le réservoir profond (5000 $m$) semble lui être un système fermé. Les arguments nous permettant de supposer cet état de fait sont issus d'observations comportementales indirectes du système.

### 5.3.1 Observations

En premier lieu, l'observation des logs thermiques dans les 3 puits (voir figure 5.9) permet de distinguer deux régimes thermiques différents dans le socle granitique de Soultz-sous-forêts :

- au niveau du réservoir haut, le gradient géothermique est plus faible que le gradient naturel (courbe peu pentue, gradient thermique de l'ordre de 2.2 $^{\circ}C$ pour 100 $m$), ce qui nous permet de déduire que nous nous situons à ce niveau dans un régime thermique de type convectif, dominé par des failles (Bächler, 2001). Ce milieu est susceptible de voir se former des cellules de convection et des écoulements verticaux ;
- au niveau du réservoir profond, le gradient géothermique redevient plus important (de l'ordre de 3.2 $^{\circ}C$ pour 100 $m$), montrant ainsi un régime thermique différent, très certainement plus proche d'un régime conductif avec peu de mouvement de fluide.

Par ailleurs, l'analyse des courbes de shut-in, c'est à dire la pression dans les puits après la fermeture du puits après une phase d'injection (voir figure 5.19) montre des différences importantes entre les courbes observées dans le réservoir profond et le réservoir haut. Cette tendance (relaxation beaucoup plus lente) semblerait être due au fait que le système profond serait relativement fermé (Baumgartner et al., 2005).

De plus, des essais de traceur réalisés pendant l'essai de circulation de juin 2003 (Sanjuan et al., 2005) entre les puits GPK3 et GPK2 mettent en évidence le fait que le fluide marqué

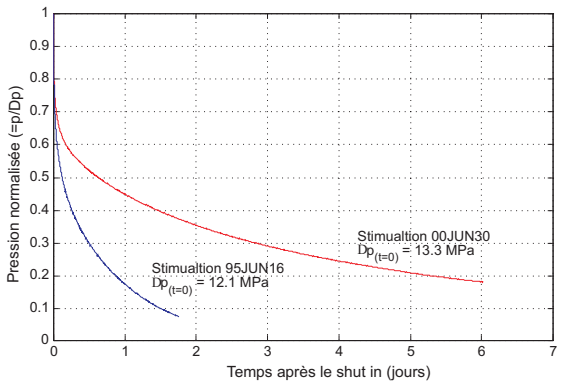



FIG. 5.19: Courbes de relaxation de la pression au puits GPK2 après injection dans les deux réservoirs géothermiques de Soultz-sous-forêts (courbe du bas : réservoir haut, courbe du haut : réservoir profond)

et injecté durant les tests d'injection de GPK2 en 2000 est toujours présent dans le réservoir, à hauteur de 5% environ du fluide prélevé. Gérard et al. (2004) montrent que ceci semble correspondre à une dispersion générale de ce fluide dans un réservoir de 500000 $m^3$, volume probable du réservoir de Soultz-sous-forêts. Ceci montrerait donc que le réservoir profond n'est pas le siège d'une circulation géothermale de grande amplitude et que ce réservoir est fermé.

Cependant, si nous considérons que la forme de la courbe de relaxation des puits après la stimulation caractérise la type de conditions aux limites du système, l'observation des shut-in de GPK2 et GPK4 (voir figures 5.5 et 5.13) mène à la conclusion que les conditions aux limites conditionnant le comportement hydraulique de GPK2 ne sont pas les mêmes que celles conditionnant GPK4. Ainsi le système local du puits GPK2 est plus ouvert que celui du puits GPK4, le puits GPK3 ayant un comportement intermédiaire.

### 5.3.2 Prise en compte dans le modèle

Comme le supposent Kohl et Megel (2005), la présence éventuelle de failles de dimension régionale peut se traduire en terme de limite ouverte au niveau du modèle (pression ou charge imposée), mais l'imposition de conditions de ce type sur toutes les limites du domaine modélisé peut conduire à un comportement trop ouvert du modèle, ce qui se traduit par une faible montée en pression des puits lors des phases d'injection à long terme. Gentier et al. (2005) supposent également que les limites du modèle peuvent se traduire par des conditions de type Dirichlet.

Voici les conditions aux limites imposées sur notre système :

- limite plane inférieure (profondeur 5500 $m$) : limite de type Neuman (fermée), débit imposé nul. Ce choix est essentiellement motivé par la probable inversion du régime des contraintes au delà d'une profondeur de 5000 $m$ (voir paragraphe 5.4.1), rendant ainsi les fractures bien plus difficiles à stimuler que dans la partie du réservoir modélisée ;

- limite plane supérieure (profondeur 3500 $m$) : limite de type Dirichlet (ouverte), charge hydraulique imposée nulle, ou pression isostatique. Ce choix est dicté par le fait que le réservoir haut de Soultz-sous-forêts est un réservoir ouvert, où l'écoulement est principalement dominé par des failles. D'autre part, l'analyse pétrographique de cette partie des forages montre que cette partie du réservoir est formée de granite fortement hydrothermalisé, donc probablement plus perméable que le granite formant le réservoir profond ;

- concernant les limites latérales du modèle, le choix des conditions aux limites est plus complexe. Conformément aux arguments énoncés dans la partie concernant les observations *in situ*, nous avons opté pour un système fermé (condition de Neuman, débit imposé nul), sauf en quelques points stratégiques du modèle, où l'écoulemennt est probablement fortement influencé par des failles. C'est ainsi le cas pour la faille de Soultz-sous-forêts (sortant du modèle au niveau du coin nord-est) ainsi que pour la faille isolant GPK3 de GPK4 (sortant du modèle au niveau sud-ouest).

La figure 5.20 montre une vue de dessus des conditions aux limites appliquées au modèle qui résume la réflexion faite à se sujet.

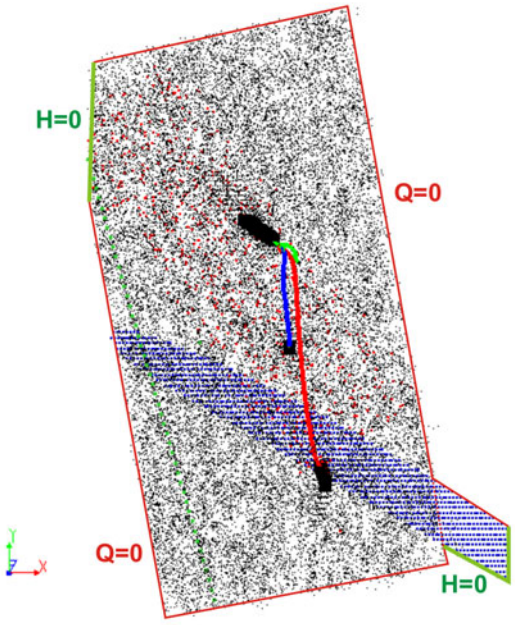



FIG. 5.20: Conditions aux limites du modèle (vue de dessus)

### 5.3.3 Conditions initiales

La plupart des auteurs de publications scientifiques décrivant des modèles numériques du système hydraulique de Soultz-sous-forêts(Kohl et Megel, 2005; Gentier et al., 2005) supposent qu'il n'y a pas de circulation d'ampleur régionale dans le réservoir profond et que la pression initiale peut être assimilée à une pression isostatique, correspondant ainsi à une charge nulle au vu du fluide en place. C'est également ce que nous supposerons dans notre modèle.

## 5.4 Paramètres mécaniques

L'estimation des différents paramètres mécaniques reste relativement difficile à effectuer à Soultz-sous-forêts. En effet, leur détermination est généralement effectuée par voie indirecte (inversion de résultats de test hydrauliques sur des fractures pré-existantes, ou HTPF pour Hydraulic Tests on Pre-existing Fractures, ou encore inversion de mécanismes au foyer lors des phases de stimulation...). Ainsi le calage de paramètres permettant de faire correspondre un modèle de contraintes à la réalité physique suppose-t-il connues les propriétés du milieu fracturé considéré (Cornet et Valette, 1984). Notre modèle prenant en compte un fort couplage mécanique, il est nécessaire de savoir avec quelle précision sont déterminées les contraintes en place ou bien encore les lois de comportement des fractures ; nous allons dans cette partie présenter rapidement les principales estimations du champs de contrainte ansi que du critère de cisaillement des fractures en place à Soultz-sous-forêts.

### 5.4.1 Champs de contraintes

De nombreuses publications font état d'évaluations de l'orientation de la contrainte principale (Rummel et Baumgartner (1991), Jung (1991), Heinemann (1994), Genter et Tenzer (1995), Helm (1997)). Ces estimations donnent une orientation allant de N155 à N185, avec une marge d'erreur de l'ordre de 15° environ à chaque fois.

Plus précisément, Rummel et Baumgartner (1991) ont appliqué une méthode HTPF afin de caler un modèle de contraintes à cinq paramètres et ont obtenu la solution suivante (valide uniquement pour une profondeur supérieure à 1458 $m$ :

$$S_h = 15.1 + 0.0179(z - 1458) \quad (5.1)$$
$$S_H = 24.8 + 0.0198(z - 1458) \quad (5.2)$$
$$S_v = 0.024z \quad (5.3)$$

où :
- $S_h$ est la contrainte horizontale minimale, en MPa
- $S_H$ est la contrainte horizontale principale, en MPa
- $S_v$ est la contrainte horizontale verticale, en MPa
- $z$ est la profondeur, en mètres
- la direction de $S_H$ est $N155 \pm 3$ ou bien $N176 \pm 6$ selon les fractures considérées pour l'inversion

Jung (1991) a par la suite mis en évidence qu'une orientation N170 était parfaitement en accord avec les résultats observés. En 1994, l'observation des logs acoustiques et électriques permit à Heinemann (1994) de mettre en évidence le fait que différents tests hydrauliques effectués dans GPK1 pouvaient être associés à des fractures précises. Une nouvelle analyse des données aboutit à cette solution :

$$S_h = 15.8 + 0.0149(z - 1458) \quad (5.4)$$
$$S_H = 23.7 + 0.0336(z - 1458) \quad (5.5)$$
$$S_v = 33.8 + 0.0255(z - 1377) \quad (5.6)$$

$S_H$ ayant une direction N170.

Plus tardivement, des analyses basées sur la forme des nuages sismiques (Cornet et al., 2004) se développant pendant les phases de stimulations ont mis en évidence le fait que, à partir d'un certain seuil de pression, l'orientation du nuage sismique était constante et parallèle à la contrainte principale. Cette dernière étude déduit ainsi les valeurs des contraintes suivantes :

$$S_v = 1377 * 0.024 + 0.0255(z - 1377) \quad (5.7)$$

$$S_h = (0.54 \pm 0.02)S_v \quad (5.8)$$

$$S_H = (0.95 \pm 0.05)S_v \quad (5.9)$$

$S_H$ ayant une direction $N175^\circ \pm 6$.

Les valeurs proposées par Cornet et al. (2004) étant basées sur des observations effectuées dans les réservoirs géothermiques moyens et profonds de Soultz-sous-forêts, nous les utiliserons dorénavant dans notre modèle afin de calculer la rupture éventuelle des fractures lors des phases de stimulation des puits, à la seule différence près que nous utiliserons un rapport $S_h/S_v$ de 0.538 au lieu de 0.54, cette valeur étant la plus à même d'être appliquée dans le réservoir profond comme le souligne l'auteur.

Une différence majeure existe cependant entre les deux premières et la troisième estimation du régime de contraintes de Soultz-sous-forêts. En effet ces deux premières estimations imposent un changement dans le régime de contraintes en place entre 3000 $m$ et 4000 $m$, la contrainte principale horizontale devenant plus importante que la contrainte verticale, faisant passer l'état des contraintes dans le réservoir d'un régime de faille normale à un régime de glissement, impliquant un rejet horizontal pour la stimulation des fractures du réservoir profond. La figure 5.21 donne une idée des différents régimes de contraintes dans lesquels on peut se situer en fonction des valeurs des composantes principales du champ des contraintes.

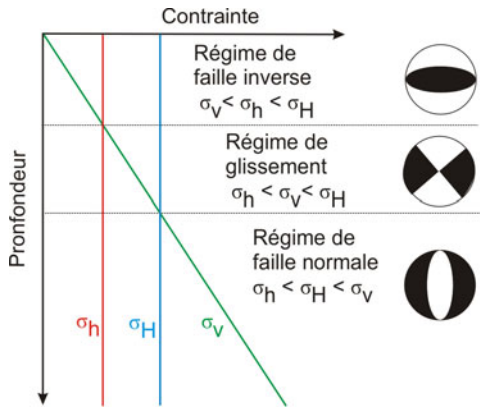



FIG. 5.21: Différents régimes de contrainte possibles

L'estimation de Cornet et al. (2004) quant à elle permet de rester dans un régime de failles normales jusqu'au fond du réservoir, impliquant une plus grande stabilité des fractures à l'état d'équilibre. Les dernières études d'inversion des mécanismes aux foyers (Cuenot et al., 2005) semblent donner raison à ce type d'évalutaion du champs des contraintes, l'inversion de régime se situant plutôt à une profondeur supérieure à 4500 $m$.

### 5.4.2 Résistance des fractures

Une fois le champ de contraintes déterminé, la seconde difficulté rencontrée dans la mise en œuvre d'un couplage mécanique est la détermination d'un critère de rupture, qui nécessite la détermination de deux paramètres : l'angle de friction et la cohésion. Les mécanismes de la stimulation hydraulique étant toujours relativement mal compris par la communauté scientifique, notamment pour ce qui concerne les évenements de forte amplitude sismique, un critère de type *Mohr-Coulomb* peut ainsi paraître simpliste afin de modéliser un phénomène aussi complexe. Il est donc difficile de trouver dans la littérature scientifique des paramètres permettant de calibrer ce critère. Cependant, Cornet et al. (2004) proposent deux mécanismes de développement des nuages sismiques lors des campagnes de stimulation des puits. La première hypothèse suppose que l'augmentation de la pression dans les fractures implique le développement de plans de cisaillement orientés selon des structures pré-existentes peu résistantes. Pour un tel scénario, la loi de Coulomb est alors caractérisée par un angle de friction de 39° et une cohésion allant de 2 à 4 MPa. La seconde hypothèse suppose que l'augmentation de la pression implique le développement de nouvelles fratures à grande échelle se basant sur des fractures existant déjà à petite échelle. Dans ce cas, la loi de Coulomb est alors caractérisée par un angle de friction de 44°, et une cohésion comprise entre 2 et 3 MPa.

D'après ce même auteur (communication personnelle), certains arguments phénoménologiques sembleraient privilégier le second scénario, c'est à dire le développement de nouvelles fractures. Comme notre modèle ne permet pas le développement de nouvelles fractures mais suppose la pré-existence de fractures orientées dans une direction les rendant faiblement résistantes au cisaillement, nous privilégierons un scénario de premier type, tout en prenant en compte des valeurs pour l'angle de rupture et la cohésion dont les valeurs seront un compromis entre les deux hypothèses.

Ainsi notre critère de *Mohr-Coulomb* s'écrira de la façon suivante, pour chaque fracture :

$$\tau = (\sigma_n - P_{frac})tan(42.5^\circ) + 3.4$$

où :
- $\tau$ [MPa] est la contrainte de cisaillement au niveau de la fracture
- $\sigma_n$ [MPa] est la contrainte normale à la fracture
- $P_{frac}$ [MPa] est la pression dans la fracture

Ces deux valeurs choisies dans l'intervalle décrit par Cornet et al. (2004) ont été calées de façon à modéliser des nuages sismiques dont l'extension est proche de la réalité ; les résultats obtenus seront examinés avec précision dans le paragraphe 6.4.

# Chapitre 6

# Paramétrage hydromécanique du modèle

Si la géométrie globale du système est relativement fixée par les corrélations géologiques présentées dans le chapitre précédent, de nombreux paramètres du modèle restent à déterminer. Il s'agit principalement des paramètres suivants :

- l'épaisseur moyenne des fractures, qui se définit pour chaque famille de fracture
- les épaisseurs et extensions des fractures déterministes aux puits
- les paramètres des lois d'écoulement dans les fractures (voir section 2.2.3.3)

Le calage de ces différents paramètres est effectué sur les campagnes de stimulation des puits. En effet, ces phases de développement du réservoir sont très riches en enseignements. L'analyse de la migration des évenements sismiques pendant ces phases d'injection permet de déduire la diffusivité hydraulique du réseau de fractures (Shapiro et al., 1999; Bruel, 2005), et l'injectivité du puits avant ou après stimulation nous renseigne sur l'état du réservoir.

## 6.1 Observations préliminaires

### 6.1.1 Mode opératoire du calage

Le calage d'un modèle de réseau discret de fractures n'est pas aisé. En effet, outre la géométrie du réseau, les paramètres listés ci-dessus doivent être choisis afin d'obtenir des résultats satisfaisants au niveau des différentes données qui sont à notre disposition. Voici les grandes étapes du paramétrage de tels modèles :

1. Paramétrage simultané des épaisseurs des fractures du réseau stochastique et des lois d'écoulement pour les fractures stimulées ou non stimulées afin de simuler des réponses hydrauliques adéquates lors des injections dans les puits
2. Paramétrage des épaisseurs et extensions des fractures déterministes aux puits afin d'obtenir une répartition des flux au niveau des entrées du modèle similaire à celle dans la section ouverte du puits
3. Vérification des valeurs du modèle grâce à la comparaison des évenements sismiques enregistrés sur le site avec les évenements de cisaillement calculés dans le modèle, et

vérification de la diffusivité hydraulique moyenne du réseau grâce à l'analyse de la migration dans l'espace de ces évenements sismiques

L'intégralité du calage du modèle, qui se fait de manière séquentielle sur des dizaines de réalisations du même réseau géométrique ne sera pas présentée ici. Une brève étude de sensibilité des différents paramètres utilisés permettra en revanche au lecteur de se faire une idée plus précise du rôle de chacun des ces paramètres dans la réponse du système.

### 6.1.2 Présentation des données hydrauliques

#### 6.1.2.1 Réponse des puits à leur stimulation

Les évenements sismiques localisés à Soultz-sous-forêts, et présentés dans la figure 1.8 de l'introduction ont été enregistrés lors de trois phases distinctes de stimulation de ces puits. Les résultats hydrauliques vont ici être brièvement présentés.

La campagne de stimulation du puits GPK2 a eu lieu en juillet 2000, date à laquelle les deux autres puits n'étaient pas encore forés ; c'est pourquoi la réponse hydraulique de ces derniers n'a pu être enregistrée. La durée totale de cette phase de stimulation est de 6 jours, durant lesquels un volume total de fluide de 23300 $m^3$ a été injecté dans le puits, avec des débits allant jusqu'à 50 $l/s$. La figure 6.1 montre ces résultats. La montée en pression immédiate de ce puits peut être due à une circulation difficile du fluide injecté dans son voisinage immédiat ; la présence d'un palier aux alentours de $12 - 13$ $MPa$ et la relaxation rapide du système sont imputées à la présence de structures drainantes dans un voisinage plus lointain de ce puits, comme supposé dans le paragraphe 5.1.3.1.

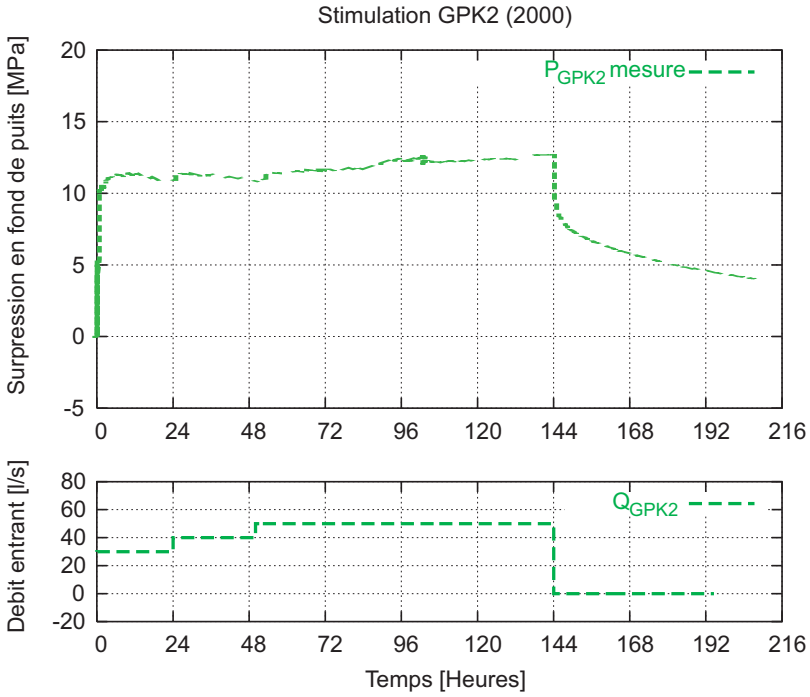



FIG. 6.1: Réponse en pression de GPK2 lors de sa phase de stimulation

La figure 6.2 présente les résultats obtenus lors de la stimulation du puits GPK3. Cette campagne de stimulation fut bien plus conséquente que celle du puits GPK2, avec un volume total de fluide injecté de 37300 $m^3$, sur une durée totale de 11 jours, avec un débit maximal injecté de 80 $l/s$. On peut observer que cette fois, la réponse hydraulique de GPK2 figure sur le graphe. Plusieurs observations dignes d'intéret peuvent être faites sur ces courbes :

- l'essai de *double injection* qui débute à la 137$^e$ heure de la campagne se traduit par une injection simultanée dans GPK3 **et** dans GPK2, afin de tester les possiblités d'une telle méthode.
- on peut également remarquer que la pression dans le réservoir au début de la campagne n'est pas hydrostatique, puisqu'une surpression non nulle est déjà présente dans la section ouverte du puits GPK2 ; ceci est dû au fait que des tests d'injectivité avaient eu lieu dans ce puits quelques jours avant le début de la stimulation de GPK3.

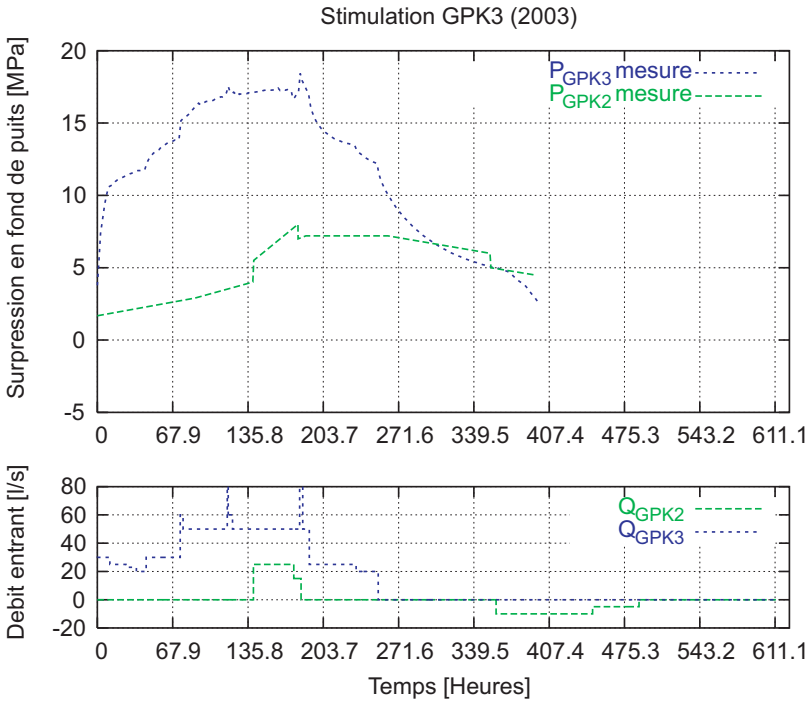



FIG. 6.2: Réponse en pression de GPK3 lors de sa phase de stimulation

Enfin, la figure 6.3 montre la réponse en pression de GPK4 lors de sa stimulation, en septembre 2004. Cette campagne d'injection dura 3.5 jours, avec un débit maximal de 45 $l/s$. Le volume total injecté lors de cette phase de stimulation fût cette fois inférieur à 10000 $m^3$. Il s'agit en réalité de la première phase de stimulation de ce puits, la seconde ayant eu lieu trop tard pour que ces réultats puissent être traités dans cette étude.

On peut observer sur ces courbes que ce puits paraît beaucoup plus résistif que GPK2, malgré un comportement général relativement similaire. Il est également important de remarquer que la réponse en pression du puits GPK2 ne figure pas sur ce graphe car ce puits n'a pratiquement pas "répondu" à cette campagne de stimulation. En effet on peut observer que la pression dans le puits GPK3 augmente à peine lors de l'enregistrement.

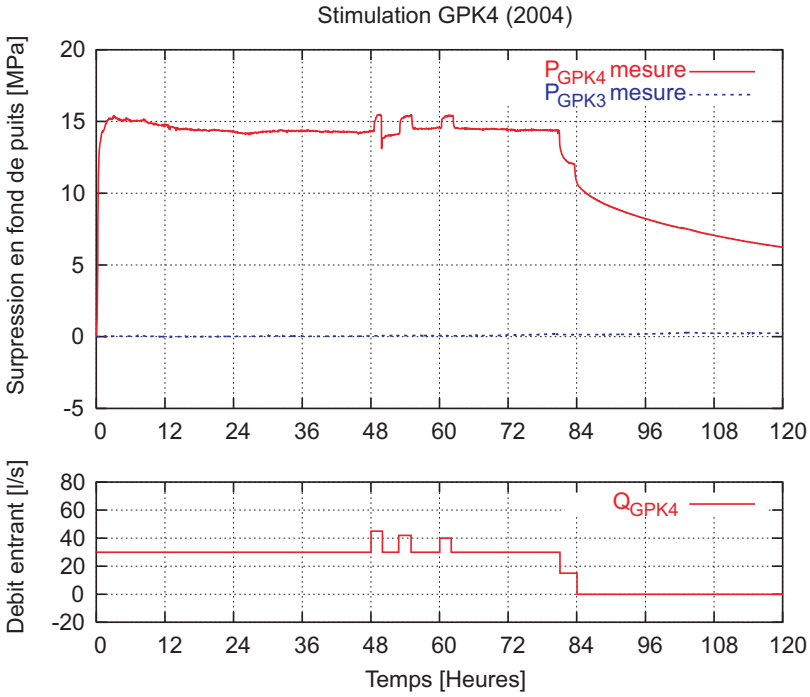



FIG. 6.3: Réponse en pression de GPK4 lors de sa phase de stimulation

#### 6.1.2.2 Injectivité des puits

L'injectivité est un relativement bon indicateur de l'effet de la stimulation sur l'impédance des puits. Elle s'écrit :

$$I = \frac{Q}{\Delta P}$$

Où :
- $I$ [l/s/MPa] est l'injectivité du puits
- $Q$ [l/s] est le débit injecté
- $\Delta P$ [MPa] est la pression d'injection

Notons que la mesure d'injectivité se fait en général plusieurs heures après le début de l'injection. Le tableau 6.1 montre les injectivités des puits après deux jours d'injection. Ces données sont issues de Tischner et Teza (2005).

| | GPK2 | GPK3 | GPK4 |
|---|---|---|---|
| Injectivité [l/s/MPa] | 4.4 | 3.7 | 2.5 |
| Débit imposé lors de la mesure [l/s] | 15 | 12 | 18 |

TAB. 6.1: Injectivités des puits après deux jours d'injection

L'objectif de la stimulation hydraulique du réservoir est d'obtenir une injectivité de l'ordre de 10 l/s/MPa. Une phase de stimulation réussie peut multiplier par deux l'injectivité d'un

puits. Quelques remarques peuvent être effectuées sur cette injectivité des puits :

- l'injectivité d'un puits diffère de sa productivité, c'est à dire qu'une pression supérieure ou inférieure peut être nécessaire pour produire que pour injecter le même débit ;
- on peut voir sur les données figurant dans le tableau 6.1 qu'il existe un "gradient d'injectivité" allant du nord au sud ; en effet on peut écrire $I_{\text{GPK2}} > I_{\text{GPK3}} > I_{\text{GPK4}}$. Nous ne pouvons dire si cette observation est due au pur hasard ou bien si elle reflète une réalité physique du système, comme par exemple un changement d'orientation du champs de contraintes ou encore une diminution des épaisseurs des fractures ;
- ces mesures sont effectuées à un débit donné et ne sont pas valables dans tous les régimes d'injection dans les puits du fait du comportement fortement non-linéaire de leur réponse en pression. Nous ferons cependant par la suite l'hypothèse que ces valeurs sont constantes quelque soit le débit considéré.

## 6.2 Résultats du modèle calé

Cette section a pour but de montrer les résultats en pression après calage d'une série de cinq réalisations aléatoires du réseau de fractures du modèle décrit dans le chapitre précédent. Le calage du modèle se fait sur les simulations séquentielles des phases de stimulation des trois puits. Nous allons ici brièvement décrire le mode opératoire utilisé lors de cette phase de travail.

La première simulation effectuée est une injection dans GPK2, avec les débits imposés lors de la campagne de stimulation de ce puits (figure 6.1). Le réseau de fractures utilisé dans notre modèle est alors vierge de toute fracture stimulée. La seconde étape de ce calage est la simulation d'injections dans le puits GPK3 selon le schéma de débits imposés lors de la stimulation de ce puits (figure 6.2). Cette fois le réseau n'est en revanche plus vierge ; en effet il est nécessaire de prendre en compte le fait que la partie du réservoir située dans le voisinage de GPK2 a été stimulée et que la conductivité hydraulique de nombreuses fractures a ainsi été augmentée de manière significative. Cette prise en compte se fait dans notre modèle en gardant en mémoire le "statut numérique" de chaque fracture composant notre modèle de réseau (stimulée ou non stimulée après injection dans GPK2). Pour une fracture particulière, ce statut permet alors d'attribuer à chaque fracture au début de la simulation des épaisseurs et conductivités hydrauliques strictement égales à ce qu'elles étaient à la fin de la simulation de la première étape du calage. La dernière étape du processus est la simulation d'injections dans le puits GPK4 selon le schéma de débits imposés lors de la stimulation de ce puits (figure 6.3). La même technique est utilisée lors cette phase du calage, en ayant gardé en mémoire l'état de chaque fracture du réseau suite aux deux premières phases d'injection modélisées.

Ce procédé permet ainsi de tester la justesse du modèle au niveau de chaque puits, tout en prenant en compte pour chaque simulation de campagne d'injection l'histoire du réseau et donc son état mécanique dû aux précédentes opérations de stimulation effectuées.

### 6.2.1 Propriétés des fluides

Un point important à souligner ici concerne les propriétés des fluides utilisés. En effet, l'intégralité du calage du modèle est effectuée avec la version multiphasique du code FRACAS. Ainsi, si l'utilisation des perméabilités relatives linéaires permet de conserver les mêmes résultats en pression que la version monophasique du code, les propriétés des fluides utilisées, telles que la densité ou bien encore leur viscosité ont un impact direct sur les résultats obtenus, dans la mesure où ces propriétés interviennent désormais directement dans la formulation du problème.

#### 6.2.1.1 Densité des fluides en présence

Afin de simplifier le problème dans un premier temps, il a été décidé d'effectuer le calage hydrodynamique du modèle sur la base de densités de fluides égales. Rappelons ici que la densité du fluide de formation est de 1.07 à $20^{\circ}C$ et de 0.944 à $200^{\circ}C$. Le fluide injecté est le plus souvent de l'eau douce, de densité égale à 1 à $20^{\circ}C$. Ainsi ce fluide injecté est au début de l'injection plus lourd que le fluide en place, puis se réchauffe et devient par la suite plus léger que le fluide de formation, dont on peut supposer la température et donc la densité constantes dans un permier temps. Afin de pouvoir mettre par la suite en lumière d'éventuels phénomènes physiques dûs aux contrastes de densités entre les fluides, les phases de calage du modèle décrites ci-dessous s'effectuent donc avec une densité des fluides à froid, selon :

- le fluide de formation (Saturation=0) a une densité de 1.07
- le fluide injecté (Saturation=1) a une densité de 1.07 également

Ces valeurs permettront ainsi de tester par la suite l'impact d'une injection d'eau douce (densité de 1) ou encore l'injection d'une saumure lourde (densité de 1.2) sur les résultats, tant au niveau de la distribution des fluides dans le réservoir que de la distribution des pressions.

#### 6.2.1.2 Viscosité des fluides en présence

La viscosité des fluides intervient désormais également de façon explicite dans les équations. Suivant le même raisonnement que pour les densités des fluides, nous avons choisi de conserver pour les viscosités des fluides en présence des viscosités "à froid". Les deux fluides ont ainsi les mêmes viscosités, choisies arbitrairement égales à celles de l'eau, soit $\mu = 10^{-3}\ Pa.s$.
Les choix de ces propriétés des fluides, notamment au niveau de leur viscosité (qui peut varier d'un facteur 10 selon la température) peut paraître arbitraire. En réalité, ces valeurs utilisées ont ici relativement peu d'influence sur les résultats obtenus ; une variation de la viscosité des fluides sur l'ensemble du domaine se traduirait par un paramétrage différent du modèle, pour aboutir finalement aux mêmes résultats. En l'absence de couplage thermique dans notre modèle, on ne peut que supposer ces propriétés constantes dans l'espace, hypothèse fausse mais considérée comme vraie par défaut. Le réel intérêt de ces modèles est la possibilité de tester les différences *relatives* obtenues en faisant varier certains paramètres, en partant d'une configuration de base. L'incidence de chaque paramètre sera par la suite évaluée en faisant varier ce dit paramètre.

#### 6.2.1.3 Perméabilités relatives employées

Durant toute cette phase de calage du modèle, les calculs ont été effectués avec des perméabilités relatives linéaires. Cette hypothèse, en quelque sorte justifiée par le test de l'aquifère côtier (voir paragraphe 4.2) permet d'obtenir des résultats en tout point comparables aux résultats obtenus avec la version monophasique du code FRACAS dans le cas où les deux fluides en présence ont les mêmes densités.

### 6.2.2 Réponses des puits

Ce paragraphe va présenter les résultats des cinqs réalisations aléatoires du même réseau géométrique de fractures pour chaque phase de stimulation. Ainsi sur chaque série de graphes, celui du bas présente le débit injecté imposé. Celui du milieu montre l'évolution de la saturation dans chaque puits. Une saturation nulle correspond au fluide de formation et une saturation de 1 correspond au fluide injecté. Les courbes du haut présentent la surpression en fond de puits calculée pour le puits considéré ainsi que pour le ou les puits adjacents.

#### 6.2.2.1 Stimulation de GPK2

La figure 6.4 montre les résultats de la simulation numérique de cette phase de stimulation.

A ce stade (en 2000), les puits GPK3 et GPK4 n'existaient pas encore ; on a reporté sur le graphe ci-dessus les valeurs calculées à l'endroit où seront situés ces puits lors de l'achèvement des forages en 2004.

#### 6.2.2.2 Stimulation de GPK3

En prenant compte des résultats du couplage hydromécanique au niveau de la stimulation des fractures obtenus lors de l'étape précédente de stimulation du puits GPK2 (comme expliqué au début du paragraphe 6.2), la figure 6.5 montre les résultats numériques obtenus lors de la simulation de la phase de stimulation du puits GPK3.

#### 6.2.2.3 Stimulation de GPK4

La figure 6.6 montre les résultats de obtenus lors de la simulation numérique de cette phase de stimulation, en prenant cette fois encore en compte l'accumulation des perturbations hydromécaniques calculées lors des deux premières phases de calcul.

#### 6.2.2.4 Remarques générales à propos de la pression

On peut observer sur ces trois campagnes d'injection que les ordres de grandeur des pressions observées sont d'une manière générale respectés dans les résultats des modèles. Deux problèmes majeurs peuvent cependant être observés :

- les phases de shut-in des puits (relaxation du système) sont les phases de simulation dont les résultats obtenus semblent le moins en accord avec les données enregistrées sur le site ;
- le système modélisé semble conduire à une trop grande connexion entre les puits. C'est le cas entre GPK2 et GPK3 (réponse de GPK2 trop rapide lors de la stimulation de GPK3), et également entre GPK3 et GPK4 (réponse de GPK3 trop rapide lors de la stimulation de GPK4).

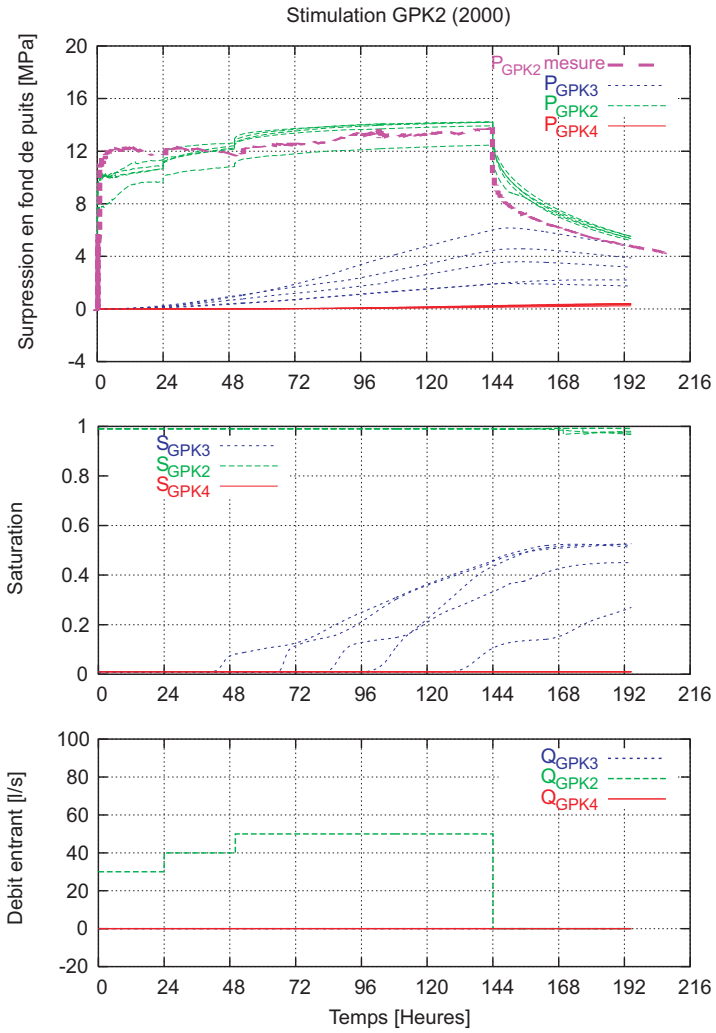



FIG. 6.4: Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK2

Il ressort d'autre part de ces cinq simulations que la variabilité des résultats est relativement importante, et va en augmentant au cours des différentes phases de stimulation modélisées. En effet, si l'écart maximum entre les différentes simulations pour la stimulation de GPK2 atteint 2 $MPa$ pour le palier d'injection à 50 $l/s$, il atteint une valeur de 4 $MPa$ pendant la phase de stimulation de GPK3. Le même écart est observé pour l'injection dans GPK4, alors que le débit injecté dans ce dernier n'est que de 30 $l/s$.
Ce comportement est explicable dans la mesure où les résultats de la stimulation sont gardés d'une phase de stimulation à une autre. Ainsi un réseau trop peu conductif à la base aura pour conséquence une stimulation très localisée autour du puits ; cette stimulation aura alors moins d'impact sur la seconde phase de stimulation que pour un réseau plus conductif dès le départ.
Les conclusions concernant la répartition du fluide injecté dans le système seront étudiées ultérieurement.

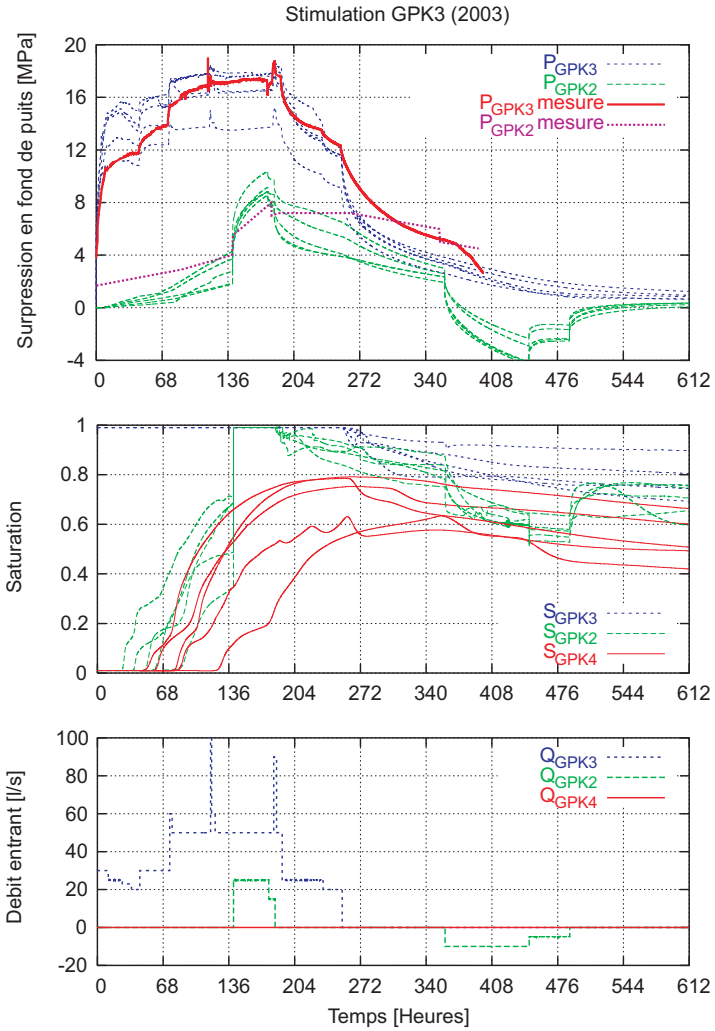



FIG. 6.5: Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK3

### 6.2.3 Paramètres utilisés

#### 6.2.3.1 Ouverture des fractures stochastiques et des failles régionales

Nous allons dans cette partie reprendre le tableau 5.1 afin de préciser les ouvertures des fractures formant le réseau de fractures. Ces ouvertures sont le résultat du calage du modèle. Le tableau 6.2 donne les ouvertures moyennes sous contrainte effective nulle de ces fractures. L'écart-type de la distribution poisonnienne de ces ouvertures des fractures est de 0.2 pour les éléments stochastiques (distribution de von Mises) et de 0.1 pour les structures de type faille régionale. A titre d'exemple, pour une famille dont l'ouverture moyenne sous contrainte effective nulle est de 0.91 $mm$ et dont l'écart-type de la distribution est de 0.2, 80 % de la population des fractures modélisées aura une épaisseur $e_0$ comprise entre 0.705 $mm$ et 1.18 $mm$.

Comme précisé ci-dessus, les ouvertures données dans ce tableau sont des ouvertures à contrainte normale effective nulle. Le calcul de la conductivité hydraulique à un régime donné de contrainte normale effective grâce au facteur de tortuosité $f$ (voir paragraphe 2.2.3.3)

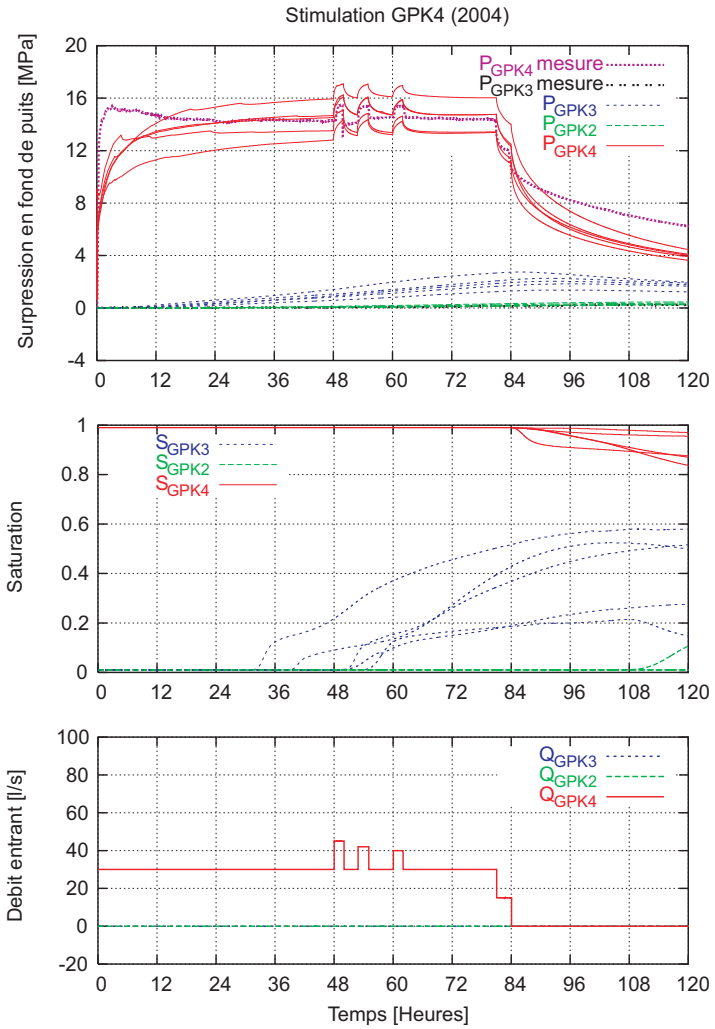



FIG. 6.6: Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK4

| **Orientation structure** | **Orientation fractures** | **Ouverture moyenne** $e_0$ $(\sigma'_n = 0)$ |
|---|---|---|
| - | N170-p80E | 0.91 $mm$ |
| - | N00-p80W | 0.91 $mm$ |
| - | N05-p70W | 0.91 $mm$ |
| - | N165-p80E | 0.91 $mm$ |
| - | Aléatoire | 0.91 $mm$ |
| N10-p80W | - | 0.91 $mm$ |
| N120-p80W | - | 1 $mm$ |
| N157-p75W | N157-p75W | 1.1 $mm$ |
| N145-p75E | N160-p55W | 0.86 $mm$ |

TAB. 6.2: Ouvertures des différentes familles de fractures composant le modèle

nous permet avec la loi cubique de déterminer une ouverture hydraulique apparente pour chaque fracture. Par exemple, pour une contrainte normale effective de 10 $MPa$, une fracture d'ouvertue $e_0 = 0.91\ mm$ aura ainsi une ouverture hydraulique apparente de $0,230\ mm$, en utilisant les lois définies dans la section 6.2.3.3. Les ouvertures des fractures sont en définitives très proches, excepté pour le cas de la zone de faille d'orientation N145-p75E au voisinage de GPK2, qui est plus conductive que les autres et permet ainsi d'expliquer le comportement hydraulique de ce puits. D'autre part, la zone de faille servant de liaison entre GPK3 et le tubage de GPK4 est modélisée par une zone relativement peu conductive.

#### 6.2.3.2 Ouverture des fractures déterministes aux puits

Le tableau 6.3 reprend les données exposées dans le tableau 5.2 du paragraphe 5.2 en précisant les ouvertures et extensions des fractures déterministes aux puits utilisées dans ce modèle. Leur détermination se fait en se basant sur les flowlogs observés sur le site ; le but est ici d'obtenir une répartition des flux sortants de la section ouverte de chaque puits qui soit le plus proche possible de la réalité.

| Puits | Profondeur UBI (m) | Orientation (Az-Pendage) | % de flux absorbé (*in situ*) | Ouverture (mm) | Extension (m) | % de flux modèle |
|---|---|---|---|---|---|---|
| GPK2 | 4510 | N160-p70E | 15 | 0.75 | 125 | 13.4 |
| | 4580 | N160-p70E | 25 | 0.75 | 175 | 26.2 |
| | 4780 | N160-p65W | 35 | 0.82 | 250 | 37.1 |
| | 4885 | N160-p65W | 25 | 1 | 175 | 23.3 |
| GPK3 | 4775 | N160-p55W | 70 | 1 | 175 | 68.1 |
| | 4875 | N146-p73E | 05 | 0.6 | 100 | 7.9 |
| | 4972 | N136-p61E | 15 | 0.91 | 125 | 17.5 |
| | 5025 | N200-p74W | 10 | 0.75 | 125 | 6.5 |
| GPK4 | 4860 | N217-p63E | 21 | 0.86 | 150 | 16.7 |
| | 4960 | N190-p80W | 12 | 0.64 | 125 | 12.4 |
| | 5115 | N180-p72W | 12 | 0.64 | 125 | 20 |
| | 5240 | N200-p78W | 55 | 1 | 175 | 50.9 |

TAB. 6.3: Ouvertures et extensions des fractures aux puits dans notre modèle (flux absorbés : source BRGM)

Deux remarques peuvent être faites au sujet de la détermination des ouvertures et extensions de ces fractures aux puits :

- l'extension indiquée, de l'ordre de la centaine de mètres, est bien supérieure au rayon des fractures composant le modèle, dont la moyenne est de l'ordre de la trentaine de mètres. En réalité, les fractures aux puits sont des juxtapositions de fractures de rayon égal à 30 $m$, et dont l'extension de l'ensemble est de la centaine de mètres. Cette taille est aussi importante afin d'assurer une connectivité sufffisante entre ces fractures et le reste du réseau.
- Il existe d'autres combinaisons extension/ouverture pour ces fractures permettant de retranscrire avec réalisme la répartition des flux dans la section ouverte du puits, mais il est important que l'ouverture des fractures aux puits soit du même ordre de grandeur que

l'ouverture des fractures composant le reste du réseau modélisé, afin de ne pas fausser les résultats en pression obtenus lors des simulations par des effets de faible perméabilité des fractures aux voisinages des puits.

#### 6.2.3.3 Lois d'écoulement dans les fractures

Nous allons ici préciser les paramètres utilisés dans la définition du degré de séparation $\tau$ et du facteur de tortuosité $f$, comme définis dans le paragraphe 2.2.3.3 et discutés dans la thèse de Jeong (2000).

**Lois d'écoulement pour les fractures non stimulées**

$$\tau(\sigma'_n) = 0.27 + 0.73e^{\frac{\sigma'_n}{17}} \quad (6.1)$$

$$f(\tau) = 0.001 + 0.999e^{-13(1-\tau)} \quad (6.2)$$

**Lois d'écoulement pour les fractures stimulées**

$$\tau_S(\sigma'_n) = 0.3 + 0.7e^{\frac{\sigma'_n}{20}} \quad (6.3)$$

$$f_S(\tau_S) = 0.0012 + 0.9998e^{-11(1-\tau_S)} \quad (6.4)$$

Les paramètres utilisés ici traduisent une réalité physique : à contrainte effective équivalente, la section d'écoulement efficace, variant de la même façon que $f(\tau)$ est plus importante pour une fracture stimulée que pour une fracture non stimulée. Leur calage a été effectué par tâtonnement, par manque de données. A titre indicatif, le rapport $f_S(\tau_S)/f(\tau)$ vaut 3.15 pour $\sigma' = 10\ MPa$, ce qui signifie qu'une fracture donnée, sous un tel régime de contrainte normale effective sera 3.15 fois plus conductive dans un état stimulé que dans un état "normal".

#### 6.2.3.4 Porosité des fractures

La porosité des fractures est pour l'instant égale à 75 %. C'est une hypothèse de travail. Une porosité des fractures de 75 % peut paraître élevée mais peut être admissible dans la mesure où l'intégralité des fractures n'est pas disponible à l'écoulement, par conséquence de la prise en compte du degré de séparation des épontes et du facteur tortuosité (voir paragraphe 2.2.3.3). Pour donner un ordre de grandeur, sous une contrainte normale effective de 10 $MPa$, $\tau(\sigma') = 67\%$. Nous reviendrons plus longuement dans le chapitre 7 sur cette question de la porosité des fractures.

## 6.3 Étude de sensibilité des paramètres hydrauliques

L'étude de sensibilité des différents paramètres se fera sur une seule des réalisations du modèle précédement exposé. Il s'agit du réseau numéro 2, qui donne les meilleurs résultats en terme de réponse en pression du système et dont les résultats sont présentés dans la figure 6.7.

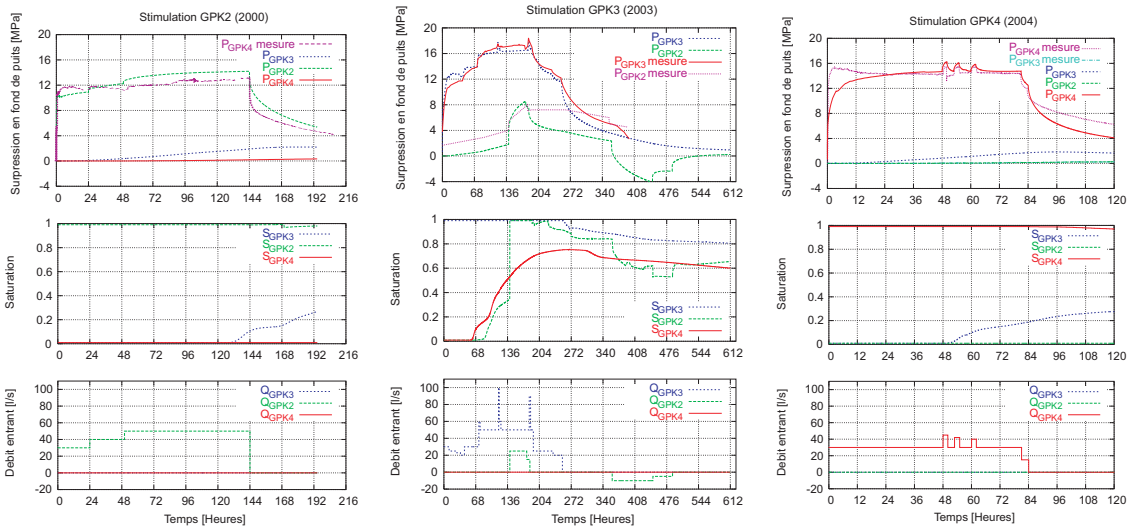



FIG. 6.7: Résultats obtenus pour le réseau numéro 2. À gauche, campagne de stimulation de GPK2 ; au centre, campagne de stimulation de GPK3 ; à droite, campagne de stimulation de GPK4

### 6.3.1 Influence de l'ouverture des fractures

#### 6.3.1.1 Sensibilité du modèle à l'ouverture des fractures du réseau stochastique

La figure 6.8 montre l'inflence de l'ouverture des fractures sur la réponse hydraulique du système.

Rappelons que l'ouverture moyenne des fractures est de l'ordre du millimètre (voir paragraphe 6.2.3). Afin de donner au lecteur une idée de l'importance de ce paramère, deux autres simulations sont ici présentées : l'une dans laquelle l'ouverture des fractures est augmentée de 0.2 $mm$ et une seconde dans laquelle l'ouverture des fractures est diminuée de 0.2 $mm$. Nous allons ici faire varier les épaisseurs de toutes les familles de fractures dans un but de simplicité.

**Impact sur la pression** Comme on peut s'y attendre, la fermeture des fractures a pour conséquence une augmentation de la pression dans les puits d'injection d'environ 2 $MPa$ durant toute la période d'injection. L'effet inverse est observé dans le cas de l'ouverture des fractures. De plus, la pression calculée dans GPK2 lorsque ce dernier ne subit pas d'injection augmente moins vite dans le cas d'un système moins perméable que dans le cas original. Un autre aspect intéressant à remarquer est la mise en évidence des phénomènes non linéaires dans les puits. En effet la phase de relaxation du système au niveau de GPK3 est non seulement plus lente dans le cas d'un système moins perméable, mais change également de forme. Ces types de comportements sont dûs à des ruptures de fractures ayant lieu plus ou moins tardivement selon l'évolution de la répartition spatiale en pression dans le système.

**Impact sur la saturation** De la même façon, une diminution de l'ouverture des fractures va permettre au fluide injecté d'envahir plus rapidement le réservoir et ainsi d'arriver plus tôt à l'autre puits, grâce d'une part à la diminution du volume du système et d'autre part

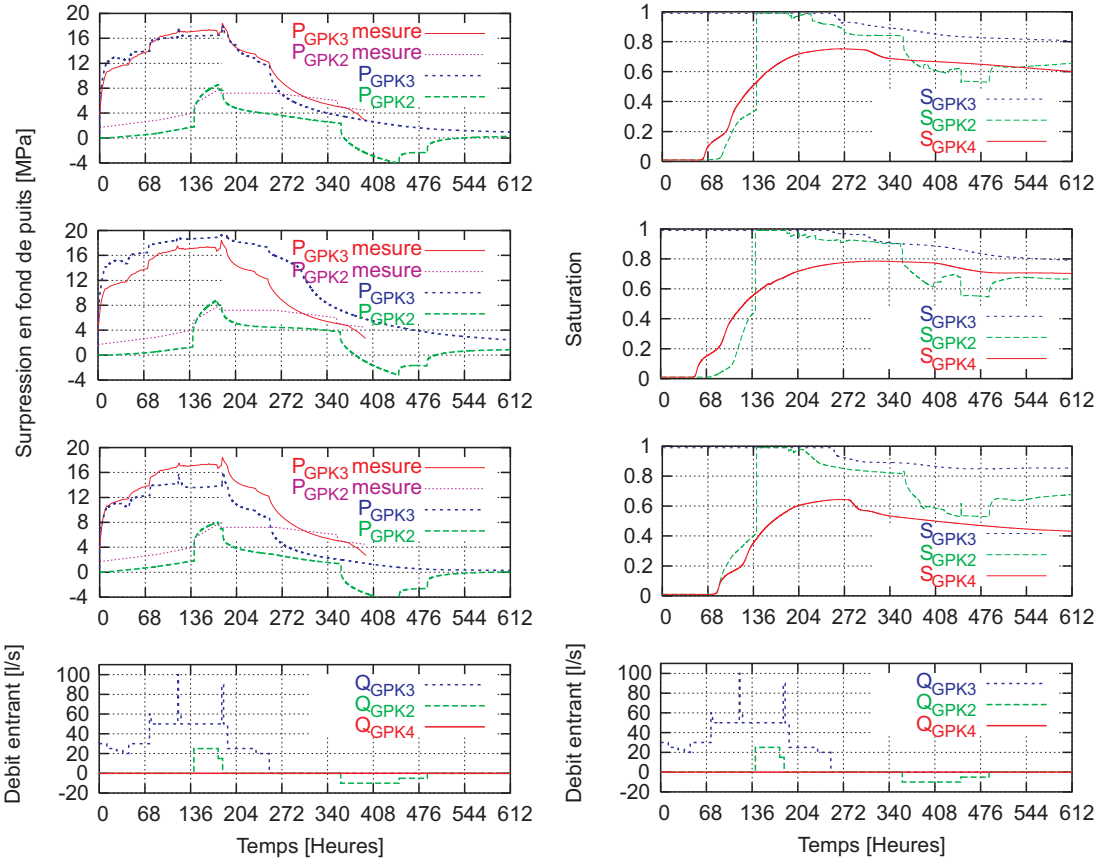



FIG. 6.8: Résultats obtenus pour le réseau numéro 2. À gauche, résultats en pression ; à droite, résultats en saturation. De haut en bas, réseau calibré, réseau aux fractures plus fermées, réseau aux fractures plus ouvertes, débit appliqué

à une augmentation des gradients de pressions et donc des vitesses de circulation dans le système. Ce phénomène est ici observé sur le deuxième graphe en partant du haut à droite. L'effet inverse est lui également observé, mais de façon moins évidente ; en effet ici seule la circulation vers le puits GPK4 semble affectée par le phénomène, comme le fluide arrive au même instant au puits GPK2 que dans le cas du modèle original. Ici encore, l'aspect stochastique du modèle prend le dessus sur une logique mathématique qui voudrait voir le fluide arriver en GPK4 plus tard. Cette observation est due à la complexité des chemins d'écoulement dans les réseaux stochastiques de fractures ; un changement des propriétés du réseau s'accompagne d'un changement des chemins préférentiels d'écoulement et donc d'une modification des résultats obtenus.

#### 6.3.1.2 Sensibilité du modèle à l'ouverture et à l'extension des fractures aux puits

**Modification des épaisseurs des fractures aux puits seules** Afin de montrer l'influence de l'épaisseur des fractures aux puits sur le système, les résultats d'une simulation dans la-

quelle l'ouverture de la fracture la plus profonde du puits GPK4 a été diminuée de 0.2 $mm$ sont exposés dans la figure 6.9. L'épaisseur de cette fracture est alors de 0.8 $mm$.

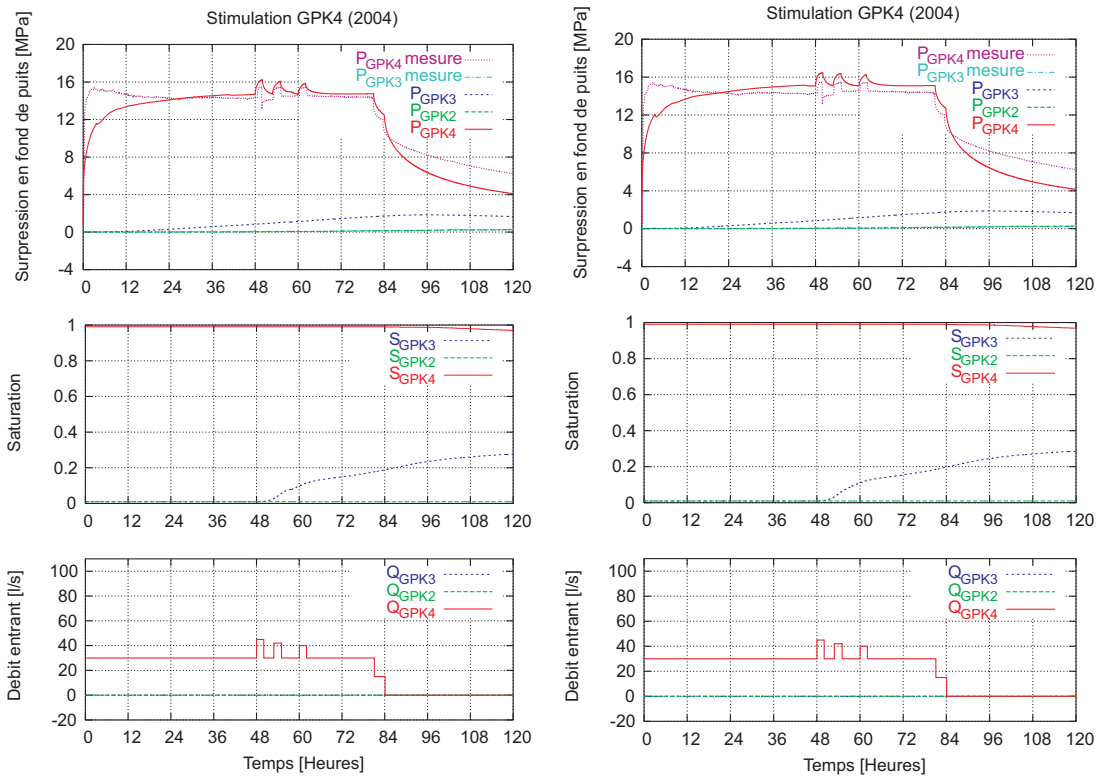



FIG. 6.9: Comparaison des résultats de la stimulation de GPK4 lors de la réduction d'ouverture de la quatrième fracture intersectant ce puits. À gauche, modèle calé (fracture de fonds du puits GPK4 ouverte de 1 $mm$) ; à droite, modèle avec fracture de fonds du puits GPK4 ouverte de 0.8 $mm$

On peut observer sur cette figure que la pression dans ce puits monte plus dans le cas d'une ouverture de 0.8 $mm$ que dans le cas où la fracture de fond de puits a une ouverture de 1 $mm$, ce qui est normal puisque la section offerte à l'écoulement sortant de GPK4 est plus faible que dans le cas du modèle calé. Cependant peu de différence est observable au niveau de l'évolution de la saturation dans le réservoir.

**Modification des extensions des fractures seules** La figure 6.10 présente les différences entre la simulation de la campagne de stimulation de GPK4 obtenue avec le réseau calé et une seconde simulation effectuée en modifiant seulement l'extension de la fracture la plus profonde de GPK4 (à 5240 $m$) dont l'extension passe alors de 175 $m$ à 150 $m$. Comme on pourrait le suspecter, ce puits se trouve alors beaucoup plus résistant au niveau de la pression dans le cas d'une fracture d'extension plus faible. Ceci est dû à une diminution de la connectivité des fractures aux puits avec le reste du réseau.

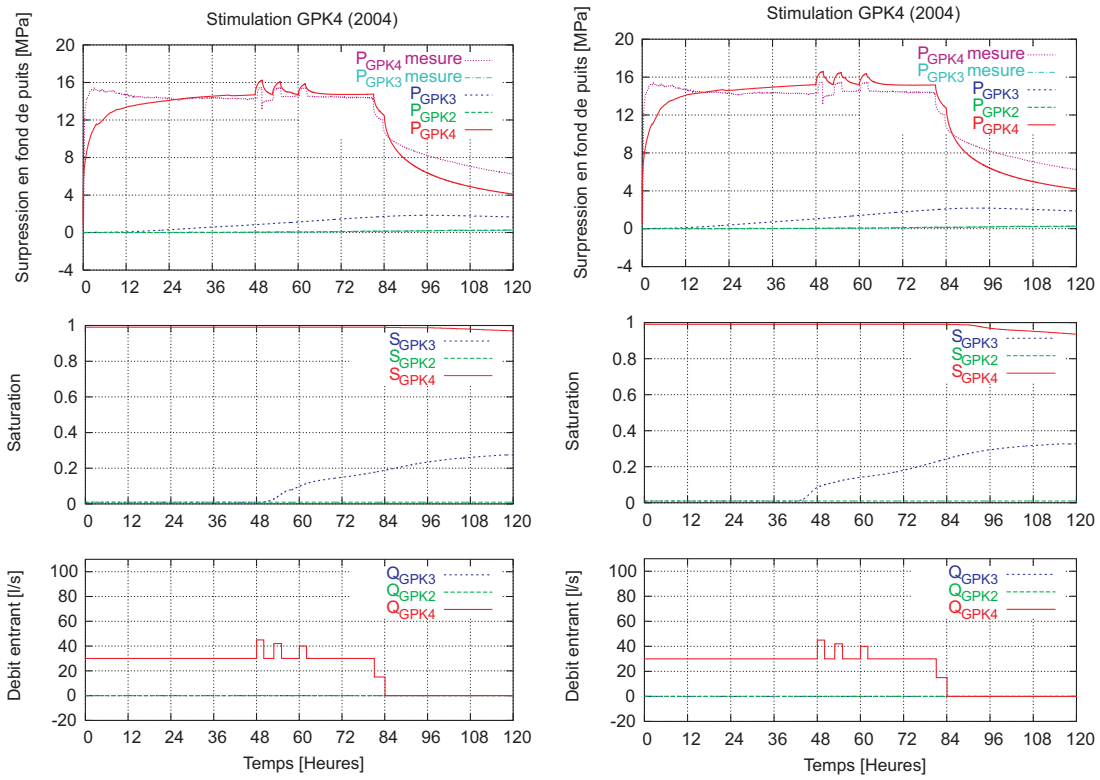



FIG. 6.10: Comparaison des résultats de la stimulation de GPK4 lors de la diminution de l'extension d'une fracture intersectant ce puits. À gauche, modèle calé (extension de la fracture du fonds du puits GPK4 de 175 $m$) ; à droite, modèle avec extension de la fracture du fonds du puits GPK4 de 150 $m$

La connectivité autour du puits GPK4 étant limitée par la diminution de l'extension de cette fracture au puits, le seuil de pression atteint lors de l'injection à 30 $l/s$ est dans ce cas supérieur. Du point de vue de la saturation, le temps de percée du fluide injecté dans GPK4 au niveau de GPK3 est alors diminué de quelques heures, ce qui traduit une logique diminution du volume de fractures entre les deux puits.
De façon plus étonnante, des différences importantes sont observées au niveau de la stimulation de GPK3, comme le montre la figure 6.11.

On observe lors de cette phase de stimulation une diminution de la pression au niveau du puits d'injection. Ceci s'explique par l'aspect stochastique de la génération du réseau géométrique de fractures ; en diminuant le rayon d'une des fractures intersectant GPK4 (qui est composée de plusieurs fractures, d'un point de vue numérique), on a modifié le nombre de fractures générées pour cette famille. La génération stochastique du reste du réseau s'en trouve également modifiée, et le réseau final est différent du réseau initial, alors que seulement une famille de fractures a été modifiée.

Il est ainsi difficile avec FRACAS de modifier les extensions des fractures aux puits dans

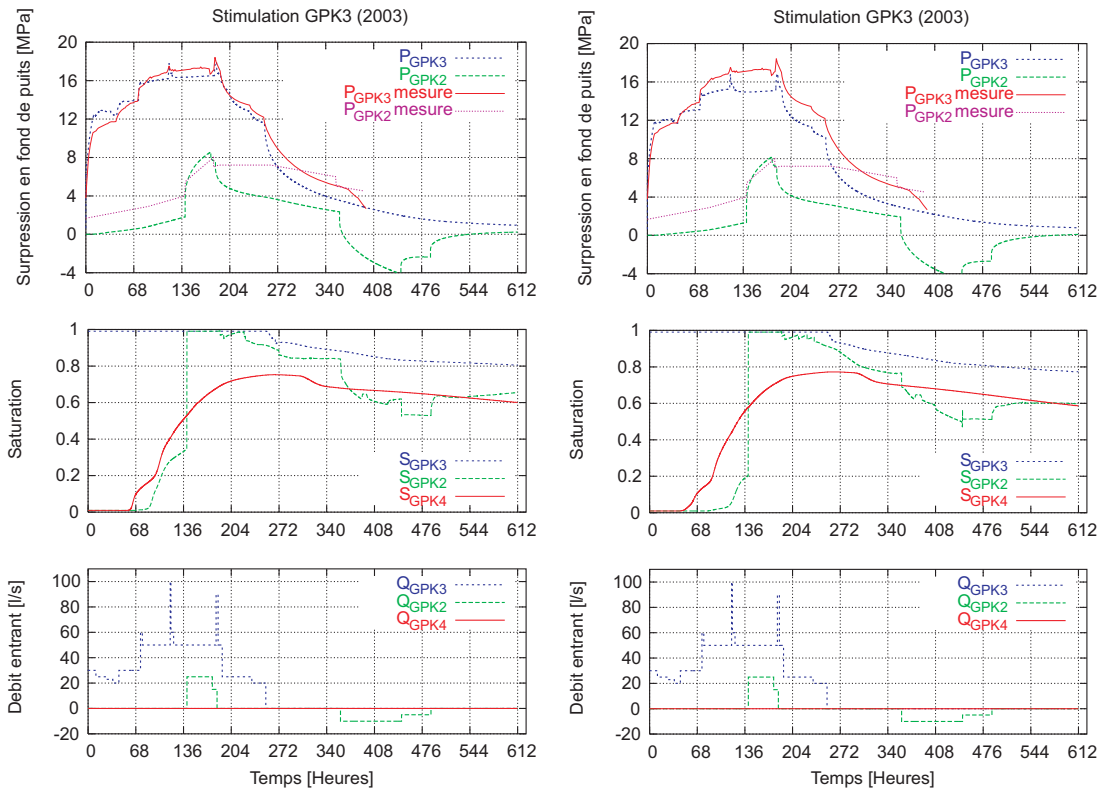



FIG. 6.11: Comparaison des résultats de la stimulation de GPK3 lors de la diminution de l'extension d'une fracture intersectant le puits GPK4. À gauche, modèle calé ; à droite, modèle avec fracture d'extension diminuée

le but d'un calage fin des flowlogs aux puits. La modification des ouvertures de ces fractures s'avère bien plus sûre pour ce genre de calage précis.

**Comparaison des flowlogs** La figure 6.12 montre les formes des flowlogs dans GPK4 après le premier créneau à 45 $l/s$ lors de la stimulation de ce dernier puits.

On peut ainsi observer sur ces courbes que les deux façons de procéder (diminution de l'ouverture ou de l'extension de la fracture au puits) afin de modifier le flux sortant au niveau de la dernière fracture du puits GPK4 se traduisent de la même manière au niveau du flux sortant dans cette fracture, comme les courbes des modèles 2 et 3 sont superposées au niveau de la dernière fracture. En revanche, ces courbes diffèrent au niveau des fractures situées à 4910 $m$ $(TVD)$ et 4685 $m$ $(TVD)$ ; elles sont toutes les deux différentes du flux sortant par ces fractures lors du modèle initial. En revanche, comme la courbe du modèle 2 est plus proche que celle de modèle 3 du modèle 1, on peut conclure, de la même façon qu'au paragraphe précédent, que la modification de la seule ouverture des fractures aux puits influence moins la réponse du reste du réseau que la modification de l'extension de ces fractures.

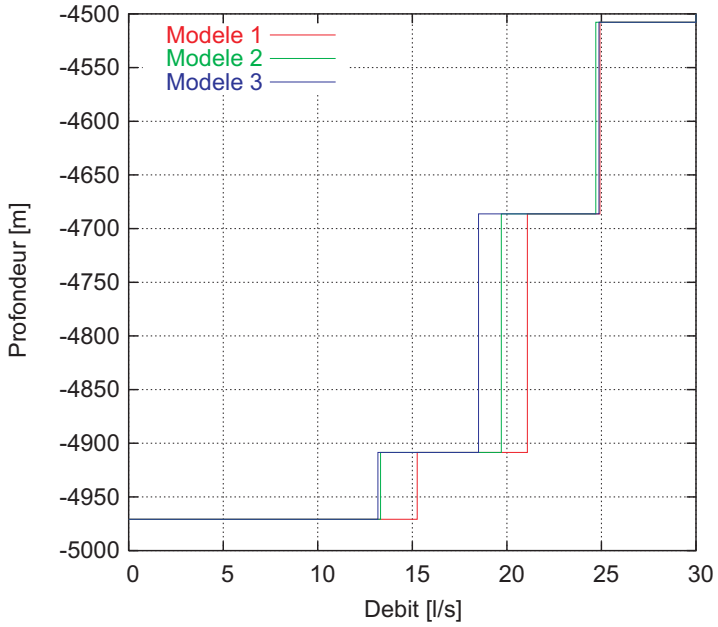



FIG. 6.12: Flowlogs en GPK4 calculés dans les trois modèles. Modèle 1 : modèle calé (réseau numéro 2) ; modèle 2 : modèle avec diminution de l'ouverture de la fracture la plus profonde intersectant GPK4 ; modèle 3 : modèle avec diminution de l'extension de la fracture la plus profonde intersectant GPK4.

### 6.3.2 Influence des lois d'écoulement dans les fractures

Le paramétrage des lois d'ouverture des fractures joue un rôle important dans les résultats du modèle. Ces paramètres et leur écriture mathématique sont décrits dans la section 2.2.3.3 de cette étude. La figure 6.13 montre les formes des fonctions $\tau$ et $f(\tau)$ utilisées dans le modèle ainsi que dans l'analyse de sensibilité de ces paramètres proposée ici.

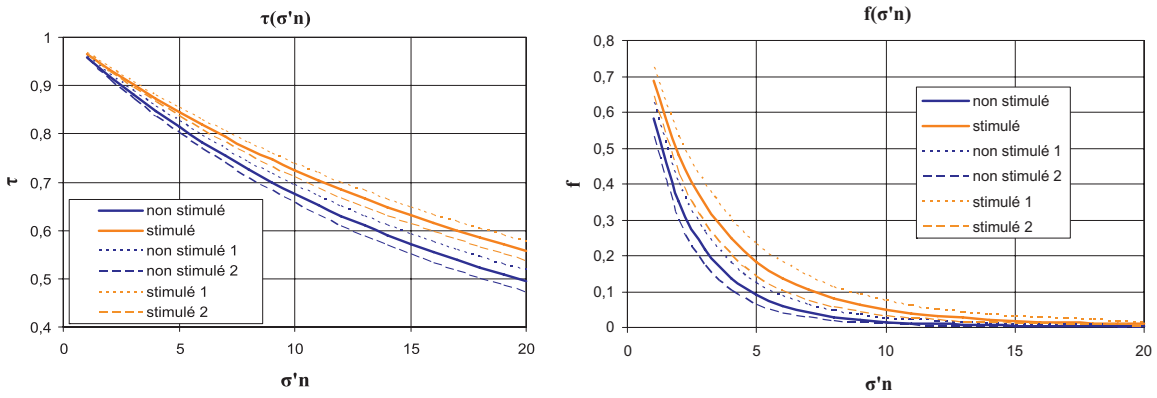



FIG. 6.13: Fonctions $\tau$ et $f(\tau)$ utilisées dans le modèle et dans l'analyse de sensibilité

#### 6.3.2.1 Sensibilité du modèle aux lois d'écoulement dans les fractures non stimulées

Pour évaluer l'influence des paramètres définissant les lois d'écoulement dans les fractures non stimulées sur les réponses en pression et en saturation du système, deux simulations ont été effectuées. Les courbes $\tau(\sigma' n)$ et $f(\sigma' n)$ sont les courbes bleues figurant sur la figure 6.13, appelées "non stimulé 1" et "non stimulé 2", dont les équations sont les suivantes :

$$
\begin{aligned}
Loi\ 1\ : \quad \tau(\sigma'_n) &= 0.28 + 0.72 e^{\frac{\sigma'_n}{18}} && (6.5)\\
f(\tau) &= 0.0011 + 0.9989 e^{-12(1-\tau)} && (6.6)\\
Loi\ 2\ : \quad \tau(\sigma'_n) &= 0.26 + 0.74 e^{\frac{\sigma'_n}{16}} && (6.7)\\
f(\tau) &= 0.0009 + 0.9991 e^{-14(1-\tau)} && (6.8)
\end{aligned}
$$

Dans ce cas, les fractures stimulées suivent les lois (6.3) et (6.4), qui correspondent aux courbes en trait bleu sombre plein sur la figure 6.13. La figure 6.14 montre les différences obtenues entre les deux simulations.

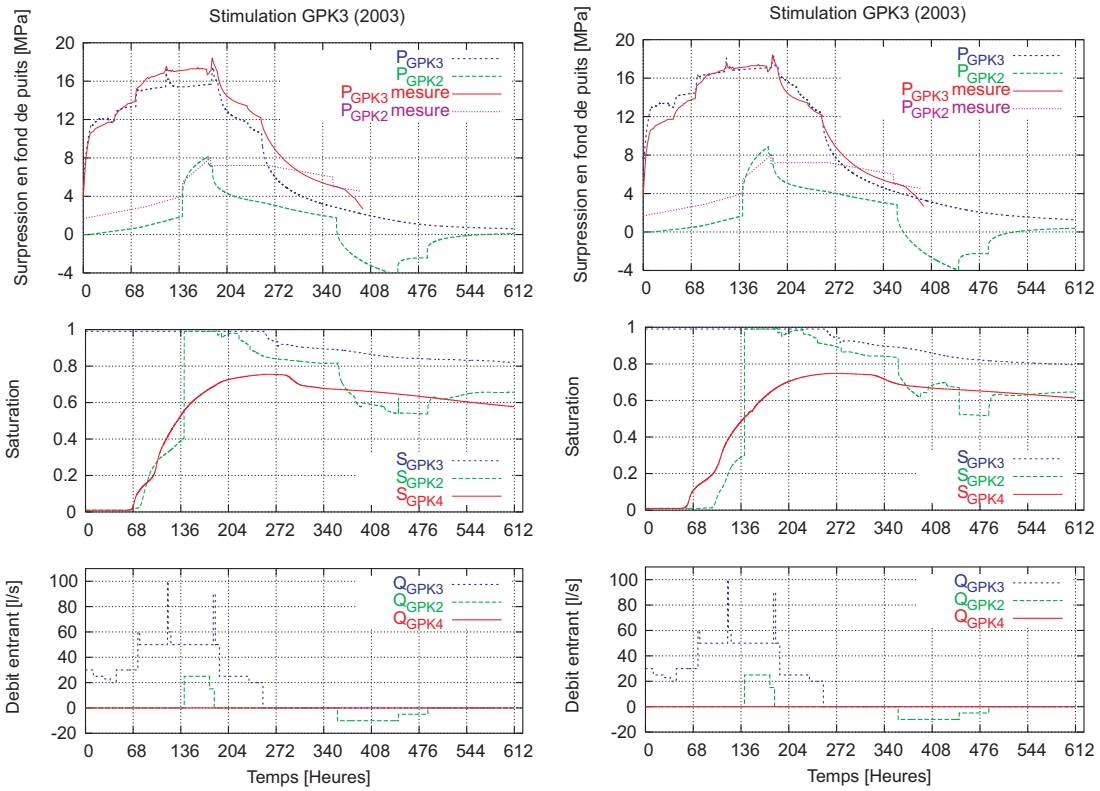



FIG. 6.14: Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, loi numéro 1 ; à droite, loi numéro 2

#### 6.3.2.2 Sensibilité du modèle aux lois d'écoulement dans les fractures stimulées

De la même façon que pour l'étude des lois d'écoulement dans les fractures non stimulées, deux simulations ont été effectuées. Les courbes $\tau(\sigma' n)$ et $f(\sigma' n)$ sont les courbes oranges figurant sur la figure 6.13, appelées "stimulé 1" et "stimulé 2", dont les équations sont les suivantes :

$$Loi\ 1\ : \quad \tau(\sigma'_n) = 0.31 + 0.69e^{\frac{\sigma'_n}{21}} \tag{6.9}$$

$$f(\tau) = 0.0013 + 0.9987e^{-10(1-\tau)} \tag{6.10}$$

$$Loi\ 2\ : \quad \tau(\sigma'_n) = 0.29 + 0.71e^{\frac{\sigma'_n}{19}} \tag{6.11}$$

$$f(\tau) = 0.0011 + 0.9989e^{-12(1-\tau)} \tag{6.12}$$

Dans ce cas, les fractures non stimulées suivent les lois (6.1) et (6.2), qui correspondent aux courbes en trait plein bieu sombre sur la figure 6.13. La figure 6.15 montre les différences obtenues entre les deux simulations.

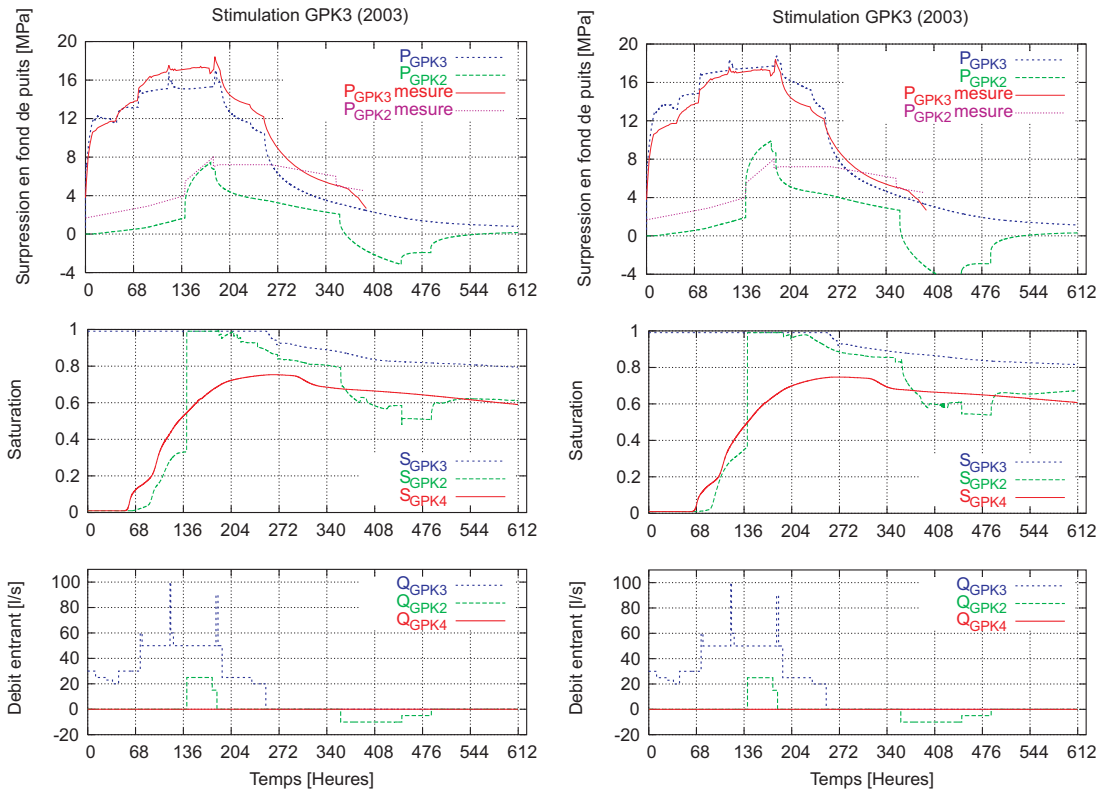



FIG. 6.15: Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, loi numéro 1 ; à droite, loi numéro 2

## 6.4 Résultats au niveau de la stimulation hydraulique

### 6.4.1 Comparaison des résultats

#### 6.4.1.1 Comparaison des résultats des 5 réalisations du modèle

La figure 6.16 montre les évenements de cisaillement calculés pendant les stimulations des trois puits. Ces évenements sont dus à un dépassement du critère de Mohr-Coulomb lors des injections dans les puits. Les valeurs de cohésion et d'angle de frottement utilisées sont les mêmes dans tous les modèles (critère défini dans le parragraphe 5.4.2).

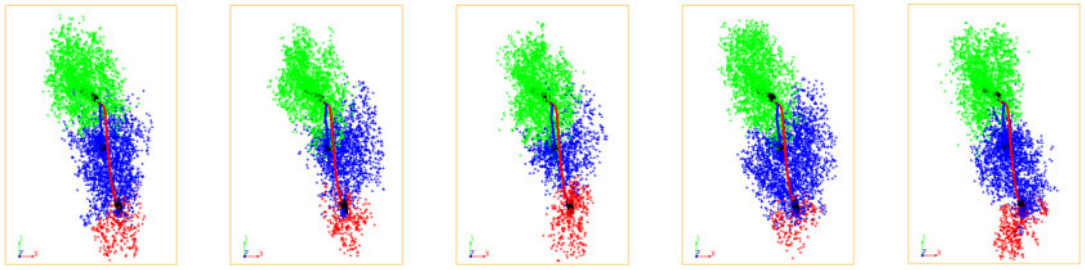


FIG. 6.16: Évenements de cisaillement calculés pendant les stimulations des puits sur les 5 modèles (en vert, stimulation de GPK2 ; en bleu, stimulation de GPK3 ; en rouge, stimulation de GPK3). Vues de dessus. De gauche à droite, réalisations 1 à 5.

On peut voir que les différences observées entre les modèles sont relativement mineures. La forme globale ainsi que l'extension des nuages sismiques calculés sont globalement les mêmes pour toutes les réalisations. Seule l'extension du nuage de cisaillement calculé lors de la stimulation du puits GPK3 paraît connaître des changements non négligeables d'une réalisation à l'autre du modèle. Ceci peut être du au fait que cette campagne de stimulation est la plus importante en termes de volume injecté dans le réservoir.

#### 6.4.1.2 Comparaison des résultats obtenus avec les observations sur le terrain

Ces résultats sont relativement bien corrélés avec les observations du nuage sismique sur le site (voir figure 6.17). En effet, une comparaison à vue des extensions et formes des nuages calculés pour un des réseaux et des nuages sismiques enregistrés à Soultz-sous-forêts montre une grande similitude entre les mesures et les résultats du modèle.

Cependant quelques différences importantes et problèmes peuvent être observés :
- l'extension du nuage de cisaillement calculé pendant la stimulation de GPK2 est surestimée au détriment du nuage obtenu lors de la stimulation du puits GPK3
- la forme du nuage de cisaillement calculé pendant la stimulation de GPK3 a une symétrie bien trop axiale vis-à-vis de ce puits ; le modèle se révèle incapable de simuler la "branche" du nuage sismique formé par la stimulation de GPK3 partant vers le nord-ouest du réservoir.
- l'influence de la condition limite imperméable au fond du modèle se fait clairement sentir dans ces résultats. En effet dans les vues du sud et de l'ouest, on constate que le nuage

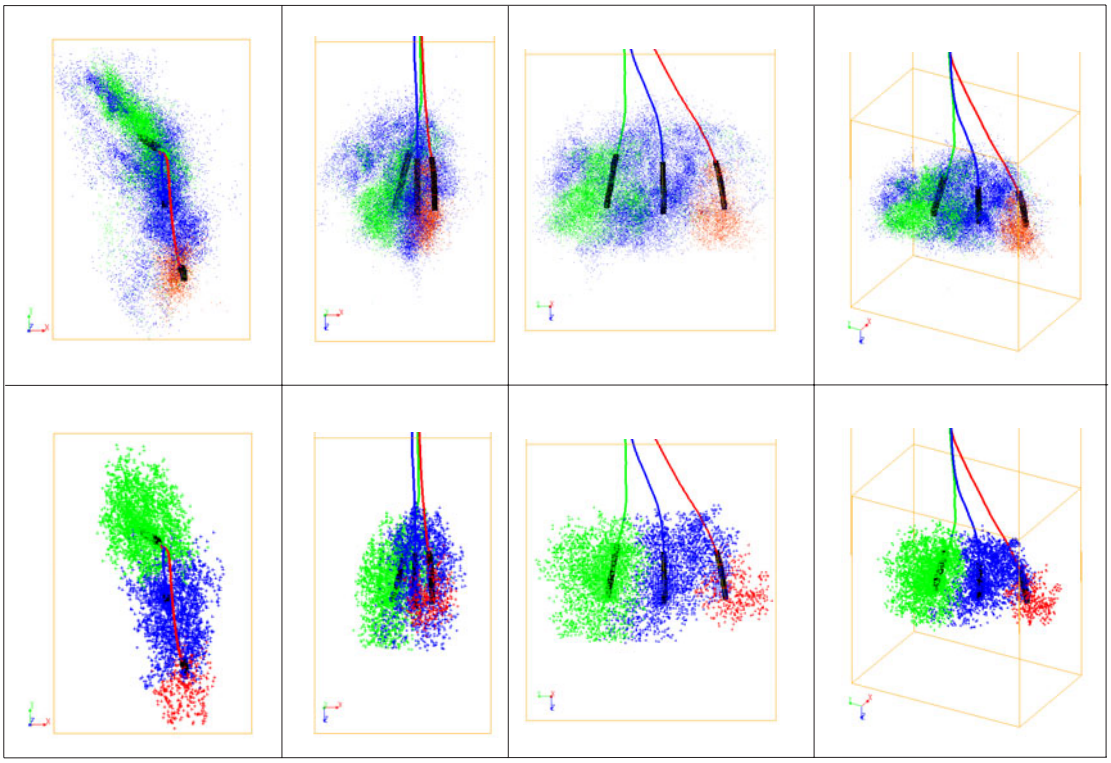


FIG. 6.17: En haut, évenements sismiques enregistrés à Soultz-sous-forêts ; en bas, évenements de cisaillement calculés. De gauche à droite, vue de dessus, vue du sud, vue de l'ouest et vue artistique des nuages.

de cisaillement calculé s'arrête au niveau de cette limite. Cette observation correspond à une réalité sur le terrain ; les fractures sont moins conductives dans le fond du réservoir. On peut donc ainsi tolérer cette influence de la condition limite du fond du modèle sur les résultats dans la mesure où elle correspond effectivement à une réalité physique.

### 6.4.2 La diffusivité hydraulique

La comparaison à vue des nuages sismiques comme effectuée dans les deux précédents paragraphes peut permettre de donner un ordre d'idée de la précision du modèle, mais ne donne en aucun cas des données permettant de quantifier pertinement le degré de corrélation entre le modèle et la réalité.

Pour ce faire, une méthode d'inversion du tenseur des perméabilités basée sur l'évaluation de la diffusivité hydraulique a été développée par Shapiro et al. (1999). Cette méthode consiste à considérer que, lors d'une injection dans un puits, le développement de la séismicité induite est analogue à la propagation d'une onde de Biot de second type. L'équation de cette onde en basse pression peut se simplifier, dans le domaine des basses fréquences à une équation du type :

$$\frac{\partial p}{\partial t} = D\nabla p$$

où $D$ $[m^2/s]$ est la diffusivité hydraulique du milieu.

En supposant D distribué de manière homogène dans le milieu (donc constant dans le temps et dans l'espace), le front de diffusion de cette onde dans un milieu poroélastique isotrope homogène se situera à une distance $r$ du point de départ à un instant $t$, donné par :

$$r = \sqrt{4\pi D t}$$

La diffusivité $D$ est liée à la perméabilité du milieu par la relation :

$$D = \frac{N\mathbf{K}}{\eta}$$

où :
- N est un paramètre dépendant des modules d'élasticité de la matrice rocheuse, des grains et du fluide (Shapiro et al., 1999).
- $\eta$ est la viscosité dynamique du fluide de formation

Ainsi, en traçant les courbes $r(t)$ calculées, on peut obtenir la diffusivité hydraulique de notre milieu et la comparer à celle obtenue par les mesures, ce qui nous donnera un ordre d'idée quantifiable de la perméabilité globale de notre modèle comparée à celle du système réel. La figure 6.18 montre les résultats obtenus pour la stimulation de GPK2. Ces courbes sont issues de Delepine et al. (2003).

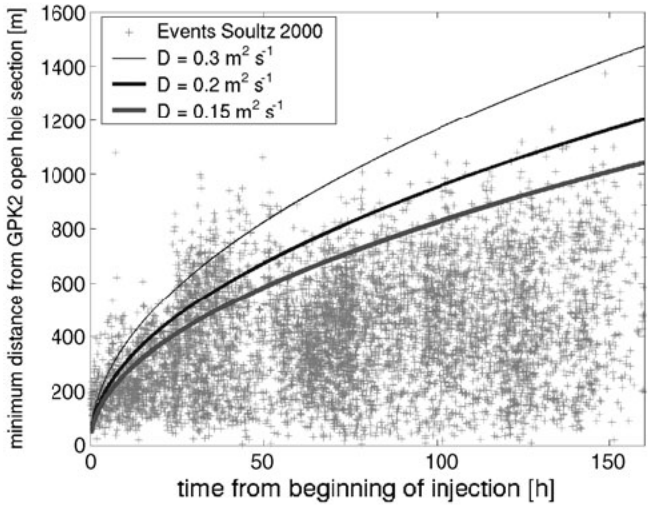



FIG. 6.18: Courbes $r(t)$ obtenues pour la stimulation hydraulique de GPK2 (2000). Estimations possibles de la diffusivité : $D = 0.15\ m^2/s$, $D = 0.2\ m^2/s$ ou $D = 0.3\ m^2/s$

Les données montrées dans la figure 6.18 sont les seules ayant pour l'instant fait l'objet d'une analyse poussée au niveau de la diffusivité du réservoir profond. On observe sur ce graphe que les estimations possibles de la diffusivité hydraulique vont de $D = 0.15\ m^2/s$ à $D = 0.3\ m^2/s$. Dans la publication originale (Shapiro et al., 1999), l'analyse des courbes $r(t)$ dans le réservoir géothermique à 3600 $m$ donne une diffusivité hydraulique du réservoir nettement inférieure, de l'ordre de $D = 0.05\ m^2/s$ à $D = 0.15\ m^2/s$. Cette différence offrerait

ainsi la perspective d'une stimulation plus importante et de circulations plus faciles dans le réservoir profond.

Bruel (2005) a vérifié que cette méthode d'estimation de la diffusivité hydraulique pouvait être appliquée avec succès avec les évenements de cisaillement calculés dans notre modèle à réseau de fractures discrètes, malgré la différence de conception entre les deux approches (milieu poroélastique - milieu discret). La figure 6.19 montre les courbes $r(t)$ obtenues pour les simulations des trois campagnes de stimulation grâce à notre modèle.

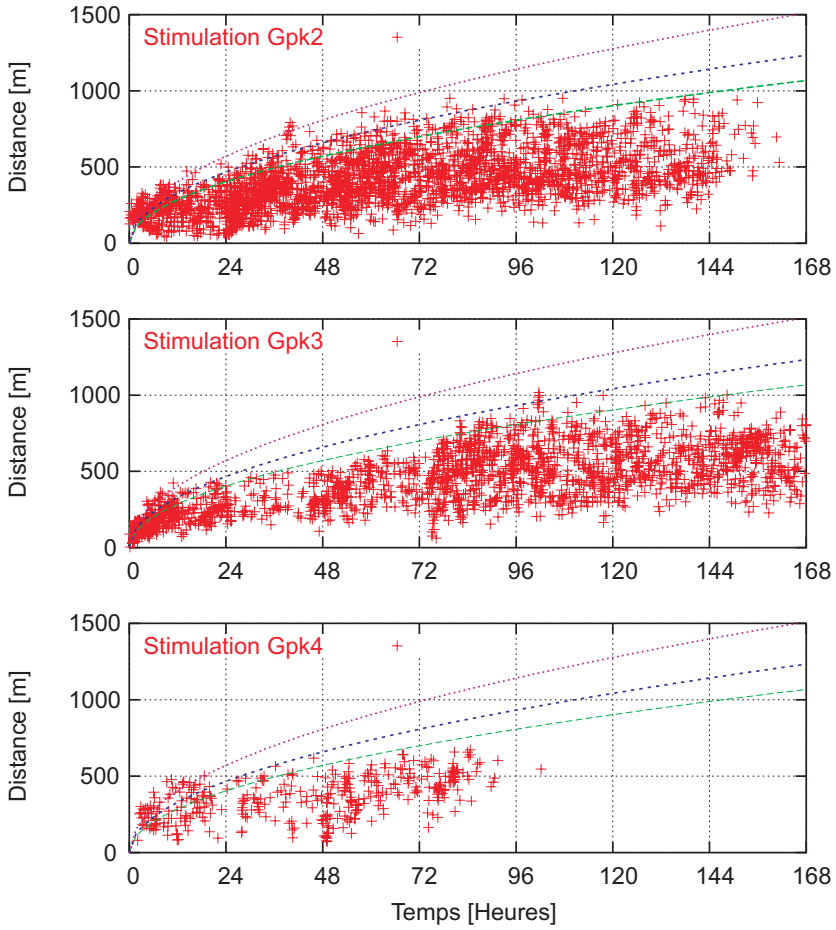



FIG. 6.19: Courbes $r(t)$ obtenues avec les évenements de cisaillement calculés dans notre modèle. De haut en bas : stimulation de GPK2 (2000), stimulation de GPK2 (2003), stimulation de GPK4 (2004). Les courbes proposées sont les mêmes que sur la figure 6.18

Cette figure montre que la stimulation induite dans nos modèles peut être caractérisée par la même fourchette de valeurs de diffusivité ($D = 0.15 - 0.30\ m^2/s$), indiquant ainsi que le tenseur des perméabilités de notre modèle est sans doute très proche du tenseur réel, dont Delepine et al. (2003) estiment les valeurs comprisent entre $0.5.10^{-16}$ *et* $5.10^{-16}\ m^2$.

# Chapitre 7

# Influence de la porosité sur la saturation du système - lois d'écoulements linéaires dans les fractures

La porosité est le seul paramètre du modèle permettant de caler les évolutions de la saturation aux puits. Cette partie sera consacrée à une brève étude de la sensibilité de la porosité, puis à une réflexion en comparant les données issues des essais de traceurs avec les résultats obtenus.

## 7.1 Analyse des résultats en saturation - porosité

### 7.1.1 Sensibilité

Afin de tester la sensibilité du modèle au facteur porosité, les résultats de deux simulations sont présentés figure 7.1. La première est effectuée avec une porosité de 65 %, et la seconde avec une porosité de 85 %.

Comme on pouvait s'y attendre, la réponse en pression du système reste inchangée d'un modèle à l'autre. Ceci est tout à fait normal et compréhensible dans la mesure où la porosité n'intervient à aucun moment dans le calcul de la pression dans le système. En revanche, l'évolution de la saturation en fluide dans le système se fait différemment selon la porosité. La figure 7.1 montre que le fluide injecté en GPK3 arrive plus tard dans les deux autres puits dans le cas d'une porosité plus importante (voir tableau 7.1).

Ce tableau montre clairement que les temps de percée d'un puits à l'autre sont nettement plus importants dans le cas d'une porosité des fractures de 85% que de 65 %.

### 7.1.2 Résultats en saturation pendant les simulations

#### 7.1.2.1 Variabilité des temps de percée

Comme le montrent les figures 6.4, 6.5 et 6.6, qui représentent les résultats de nos modèles, les résultats en saturation des simulations sont très variables d'une réalisation du modèle à une

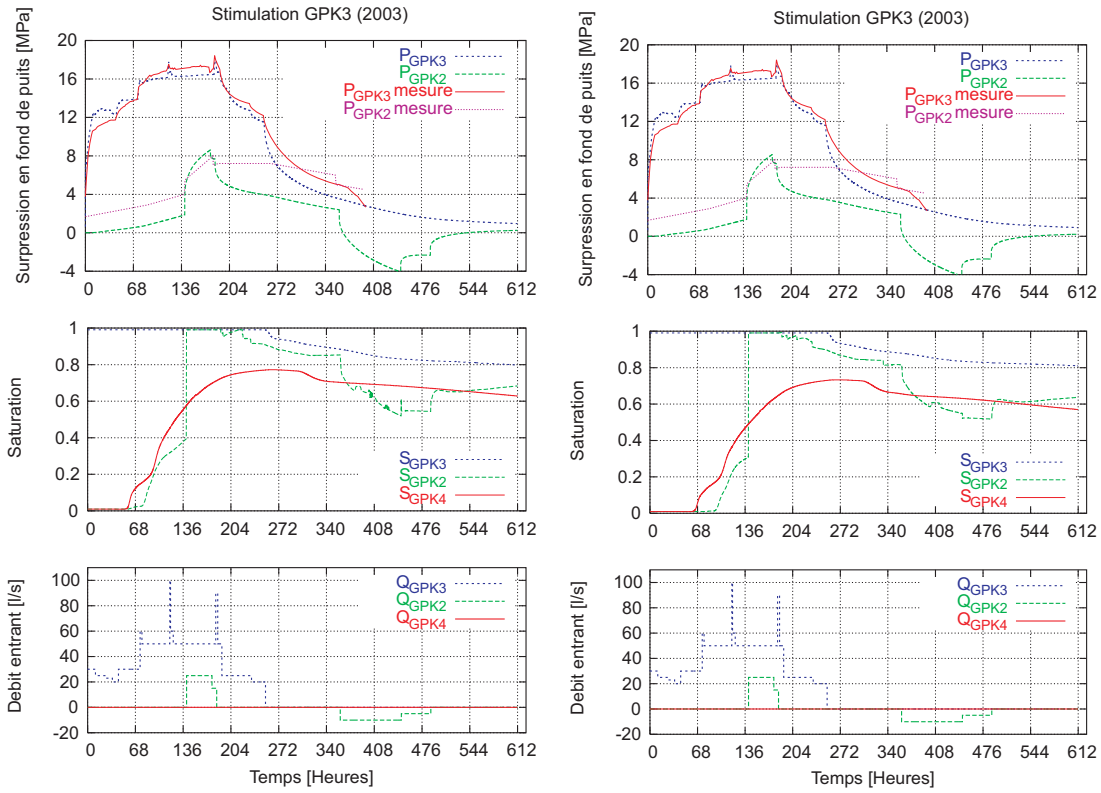



FIG. 7.1: Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, porosité de 65% ; à droite, porosité de 85%.

| | GPK2 | GPK4 |
|---|---|---|
| Porosité de 65 % | 81h | 59h |
| Porosité de 85 % | 98h | 67h 30min |

TAB. 7.1: Temps de percée calculés à 5 % du fluide injecté dans les puits GPK2 et GPK4 lors de la stimulation hydraulique de GPK3

autre. Ainsi, pour la stimulation de GPK2, les temps de percée du fluide injecté jusqu'au puits GPK3 varient du simple au triple, passant de 43 heures pour le modèle dont le temps de trajet entre les deux puits est le plus court à 132 heures pour le modèle dont le temps de trajet est le plus long. Cette sensibilité, déjà observée sur les résultats en pression est exacerbée au niveau de la saturation, bien que les écoulements aux puits soient contraints par l'utilisateur. Ceci s'explique par le fait que les chemins d'écoulement principaux au sein du réseau de fractures jouent un rôle essentiel dans l'évolution de la répartition des fluides dans le réseau, bien plus que pour la répartition des pressions. Cette caractéristique est une information du modèle très intéressante pour la prédiction des résultats des essais de traceurs réalisés sur le site.

#### 7.1.2.2 Résultats - temps de percée

Le tableau 7.2 donne les moyennes des principaux temps de percée obtenus dans nos simulations. On remarquera tout d'abord que les temps de percée sont différents dans un sens ou dans l'autre. Par exemple, sur le réseau testé, le fluide injecté en GPK2 met 85 h et 40 min pour rallier GPK3, à un débit moyen supérieur à 40 $l/s$, et le fluide injecté dans GPK3 met 54h et 20 min pour atteindre GPK2, à un débit moyen inférieur à $30l/s$. Ainsi le trajet dans le sens GPK3 - GPK2 paraît plus court que le trajet dans le sens GPK2 - GPK3. Ceci s'explique par la différence de perméabilité au voisinage de GPK2, avec la présence d'une structure drainante ayant pour conséquence une orientation du fluide injecté en GPK2 vers l'extérieur du modèle. A contrario, le fluide injecté dans GPK3 est directement orienté vers les deux autres puits. Le temps de percée vers GPK4 est supérieur à celui vers GPK2 du fait de la faille imposée dans notre modèle entre ces deux puits.

| Stimulation GPK2 | Stimulation GPK3 | | Stimulation GPK4 |
|---|---|---|---|
| GPK2 → GPK3 | GPK3 → GPK2 | GPK3 → GPK4 | GPK4 → GPK3 |
| 85h 40min | 54h 20min | 82h 30min | 47h 25min |

TAB. 7.2: Moyennes des temps de percée calculés calculés entre les puits. Ces temps sont arbitrairement fixés à $S = 0.05$ à la sortie.

#### 7.1.2.3 Comparaison des résultats obtenus avec la réalité

Ces temps de percée calculés dans le modèle donnent un ordre de grandeur du volume de stockage du modèle. Sur le site, de nombreux essais de traceurs ont été menés, afin d'estimer les circulations des fluides dans le réservoir ainsi que les différents temps de parcours (Gentier et al., 2003; Sanjuan et al., 2004). Dans la pratique, chaque injection ou presque dans le réservoir est l'objet d'un traçage particulier grâce à l'adjonction dans le fluide d'injection d'un traceur différent à chaque fois. Ainsi peut-on savoir quelle est l'origine du fluide extrait lors de chaque test de production d'un puits. Cette technique a mis en évidence que les fluides injectés pouvaient rester près du puits pendant plusieurs années après leur injection dans le réservoir.

Pour caler notre modèle, la technique la plus évidente et la plus simple est d'utiliser les résultats des essais de traceurs obtenus pendant un test de circulation. Il y a alors injection dans un puits de fluide signé, et production dans un autre puits. Des analyses chimiques régulières du fluide produit permettent dans ce cas de connaître le temps de parcours du fluide d'un puits à l'autre sous le régime de débit imposé aux deux puits. Un tel test a été effectué fin juin 2003 (après la stimulation de GPK3) entre les puits GPK3 et GPK2. Le traceur employé est le nitrate de sodium, de formule $NaNO_3$. Une description précise des conditions et résultats de ce test peut être trouvée dans Sanjuan et al. (2005). La figure 7.2 donne le régime de débits imposés dans les puits lors de ce test de circulation.

Sanjuan et al. (2005) stipulent que le temps de trajet d'un puits à l'autre du traceur (corrigé de la longueur des puits) est estimé à 6.65 *jours*. Nous avons ainsi modélisé ce test à l'aide de notre code, en changeant la saturation du fluide d'injection (qui passe de 0 à 1) au même instant que l'injection du traceur. Ceci n'est pas rigoureusement conforme à la réalité, puisque

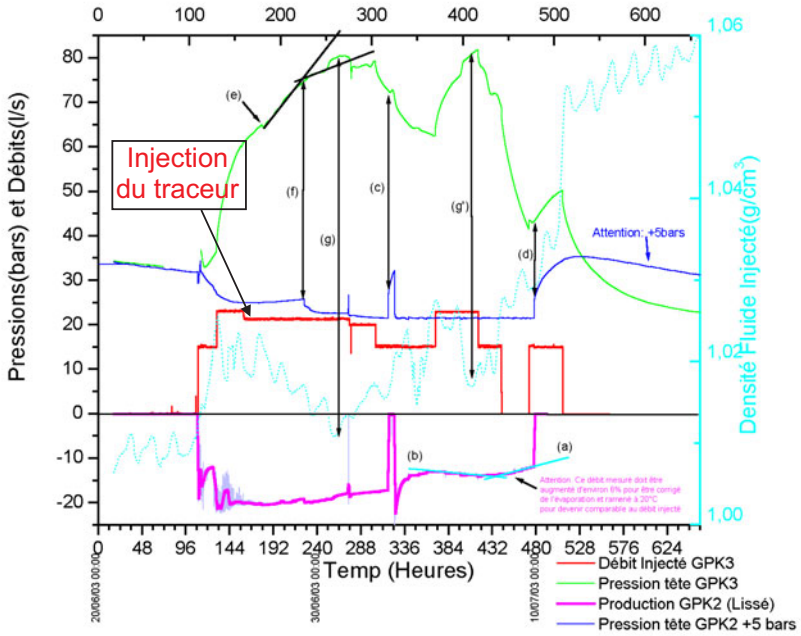



FIG. 7.2: Résultats du test de circulation mené en 2003 entre GPK3 et GPK2

le traceur n'est en fait injecté que pendant un très court laps de temps (30 minutes dans ce cas précis). Nous injectons dans notre modèle ce traceur en continu, ce qui implique une différence au niveau du maximum de concentration du traceur relevé au puits de production, mais n'influe finalement pas sur le temps de percée.

La figure 7.3 montre les résultats en pression et saturation obtenus lors de la simulation de ce test d'injection. On peut observer sur ces courbes que la pression calculée au niveau du puits d'injection GPK3 est du même ordre de grandeur que celle observée sur le site. Par ailleurs, ces résultats mettent en évidence que le fluide injecté en GPK3 après deux jours d'injection dans ce puits atteint le puits GPK2 deux jours seulement après le début de l'injection de ce fluide. Ce temps est très faible comparé aux 6.65 *jours* nécessaires dans la réalité et met ainsi en valeur un problème important de notre modèle : le volume global du système est très largement sous-évalué si on considère un simple réseau de fractures dans lequel la seule loi d'écoulement dans les fractures est une loi cubique. En effet même en augmentant la porosité des fractures à 100 %, ceci ne serait pas suffisant pour modéliser le volume nécessaire afin de faire correspondre les données enregistrées avec les résultats de nos simulations.

Ainsi, il a été décidé de prendre en compte dans notre modèle des fractures de faible conductivité hydraulique, mais capables de stocker un volume important de fluide. Cette nécessité mise en évidence par le test de circulation entre les deux puits GPK2 et GPK3 a néanmoins un fondement conceptuel. En effet, de nombreuses publications dans la littérature ayant pour objet les zones altérées du granite de Soultz-sous-forêts montrent que la plupart des fractures seraient constituées d'une zone centrale très conductive mais dont les épontes altérées offriraient une large zone de stockage de fluide (Géraud et al., 2005). Evans et al. (2005) montrent d'autre part que la stimulation hydraulique se limite essentiellement aux zones altérées par des circulations hydrothermales, donc poreuses.

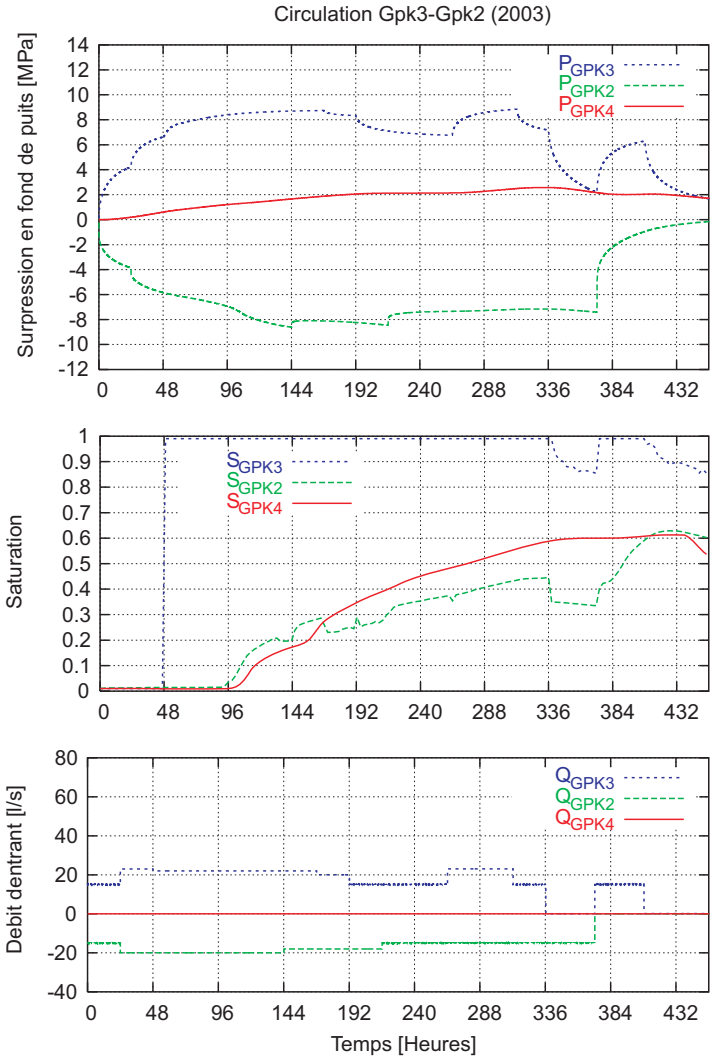



FIG. 7.3: Résultats de la simulation de l'essai de traceur entre GPK3 et GPK2 en 2003

## 7.2 Développement de lois d'écoulements linéaires dans les fractures

### 7.2.1 Écriture mathématique

Les lois d'écoulement dans les fractures (exposées dans la partie 2.2.2.1 de cette étude) sont de type loi cubique. Il est en effet rappelé dans le paragraphe 2.2.3.3 que la conductivité hydraulique intégrée d'une fracture $k_i$ $[m^3/s]$ s'écrit :

$$k_i = f.k_i^0 \qquad avec \qquad k_i^0 = \frac{g e_0^3 l}{12\nu} \tag{7.1}$$

Cette écriture ne permet pas à l'utilisateur un réel controle de la conductivité des fractures, une fois donnée son épaisseur, outre le facteur $f$, issu du couplage mécanique. Un nouveau type de fractures a été développé, dont les conductivités suivent désormais des lois linéaires,

de la forme :

$$k_i = K.e_0 \tag{7.2}$$

où $K$ est une transmissivité de la fracture ; en effet ce dernier facteur peut être vu comme une perméabilité intrinsèque semi intégrée, en $[m^2/s]$.

Cette nouvelle formulation permet par l'application de transmissivités de fractures de très faibles valeurs la création de fractures très ouvertes, tout en conservant les propriétés hydrodynamiques du modèle calé. D'un point de vue numérique, $k_i$ est de l'ordre de $10^{-11}$ $m^3/s$. Le coefficient d'emmagasinement (adimensionnel) $C_i$ est pour ces fractures particulières fixé par l'utilisateur, et est supposé être indépendant de l'épaisseur de la fracture considérée. Ce dernier est de l'ordre de $2.10^{-8}$. Notons que ces fractures sont supposées non stimulables dans un premier temps, pour un problème de stabilité numérique du code ; en effet leur stimulation implique la création d'un grand volume de vide dans le réseau, se traduisant par une circulation rapide afin de combler cet espace, facteur d'instabilités notoires dans le calcul du régime hydrodynamique.

### 7.2.2 Résultats

#### 7.2.2.1 Le test de circulation de 2003

Afin de caler notre modèle, les perméabilités intrinsèques intégrées de deux familles de fractures seulement sont calculées par loi linéaire. Il s'agit de la famille de fractures d'orientations aléatoires, ainsi que de la famille de type faille ayant pour but l'isolation hydraulique des puits GPK3 et GPK4. Le test de circulation a ainsi été simulé à nouveau, en utilisant cette nouvelle loi de calcul. Le nouveau modèle utilise pour la famille aléatoire des épaisseurs de 3 $cm$ et des transmissivités de $4.1.10^{-8}$ $m^2/s$, et pour la faille des épaisseurs de 1 $cm$ et des transmissivités de $6.4.10^{-8}$ $m^2/s$. Ces valeurs sont choisies telles que le produit de l'épaisseur de la fracture et de sa transmissivité soit très proche du la conductivité hydraulique intégrée calculée avec la loi cubique et l'ancienne épaisseur de la fracture. Le coefficient d'emmagasinement de ces des familles vaut $2.10^{-8}$. La porosité de ces fractures est arbitrairement fixée à 40 %, et non 75% comme c'est le cas pour les fractures dont la conductivité hydraulique intégrée suit une loi cubique. La figure 7.4 montre les résultats aux puits obtenus pour ce modèle.

Ces résultats mettent en évidence d'une part le fait que l'introduction de la nouvelle loi ne modifie quasiment pas la réponse hydraulique des puits. En effet, d'un point de vue strictement numérique, la seule différence entre les deux types de modèle est l'absence de possibilité de stimulation des fractures utilisant cette loi de calcul pour le second. D'autre part on observe, outre un retard dans l'arrivée du fluide injecté dans GPK3 au niveau de GPK2, un "étalement" de l'arrivée du fluide. Ceci s'explique par le fait d'une plus grande hétérogénéité des temps de parcours du fluide injecté dans le modèle. En effet l'arrivée de la phase injectée traduit le temps de parcours le plus court d'un puits à l'autre. L'ajout de stockage dans le modèle grâce à ces lois de calcul a pour conséquence indirecte une augmentation des temps de trajets les plus longs d'un puits à l'autre, ce qui se traduit par une courbe d'arrivée du fuide en GPK2 bien moins abrupte que dans le cas du premier modèle.

Ces résultats mettent donc en évidence l'effet de retard induit par ce nouveau mode de calcul des perméabilités des fractures. Ce retard reste en revanche insuffisant aux yeux de ce test de circulation puisque le fluide injecté en GPK3 commence à arriver en GPK4 3 jours

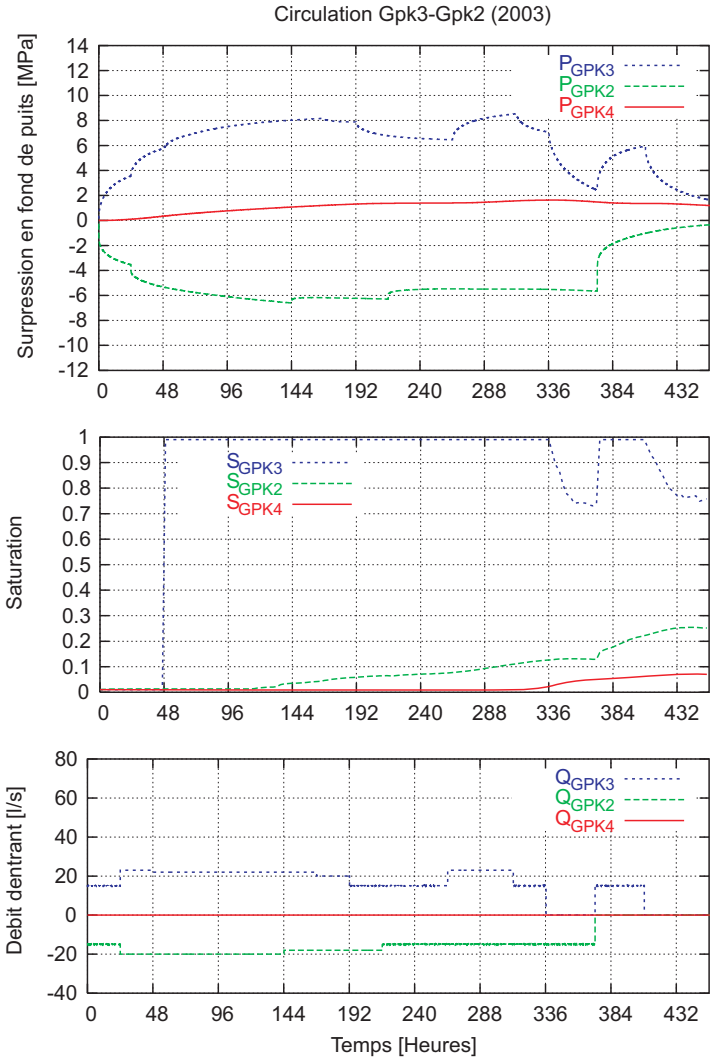



FIG. 7.4: Résultats de la simulation de l'essai de traceur entre GPK3 et GPK2 en 2003, en utilisant les lois de calcul de perméabilité linéaires

seulement après son injection, ce qui est trop tôt comparé aux 6.65 jours mesurés in situ. D'autre part, le temps de percée à 5%, qui était jusque là le seuil numérique toléré passe lui à 6 jours, ce qui devient plus comparable au temps de percée observé sur le site.

On peut ainsi se demander si ce temps modélisé de 3 jours est dû à la présence de quelques chemins d'écoulement de fluide trop courts. L'arrivée du traceur trop tôt dans le temps par rapport à la réalité traduirait alors dans notre modèle une faible complexité des chemins d'écoulement (donc un nombre trop faible de fractures), en comparaison à la réalité, et non un volume de réservoir sous estimé. D'après la proportion de fluide arrivant au puits, ces chemins ne seraient pas nombreux mais nécessiteraient une vérification. Ainsi un autre essai de traceur est-il nécessaire afin de déduire des informations suffisantes sur le volume des fractures du modèle et les chemins d'écoulement au sein du réseau.

#### 7.2.2.2 La stimulation de GPK3

La campagne de stimulation de GPK3, déjà utilisée dans cette étude afin de caler le modèle hydrodynamique, a également été l'objet de tests de traceurs. En effet le fluide injecté dans ce puits fut également signé au Naphtalène Disulfonate NDS1.6 (Sanjuan et al., 2005). Ainsi on peut savoir quelle est la proportion de fluide injecté dans GPK3 qui se retrouve au voisinage immédiat de GPK2 lors de la mise en production de ce puits qui suivit la campagne de stimulation de GPK3. D'après Gérard et al. (2004), la mise en production de GPK2 a mis en évidence le fait que, au début de cette phase de production de GPK2, 15 % de l'eau produite dans ce puits avait pour origine l'eau douce injectée dans GPK3. On peut ainsi vérifier dans notre nouveau modèle quelle est la proportion de fluide emplissant le voisinage de GPK2 lors de sa mise en production post-stimulation. Dans ce but, la simulation qui a été effectuée a subi une modification ; afin de pouvoir "tracer" le fluide injecté dans GPK3 durant toute la campagne de stimulation, le fluide injecté lors de la stimulation de GPK2 se fait à saturation du fluide de formation. La figure 7.5 montre les résultats ainsi obtenus.

Plusieurs observations dignes d'intérêt peuvent être effectuées sur cette figure :

- le fluide injecté semble rejoindre le puits GPK4 avant GPK2. Ceci est un effet dû au fait que l'injection simultanée dans GPK2 a pour conséquence de "repousser" le fluide arrivant de GPK3, retardant ainsi l'arrivée du fluide
- on observe également qu'au moment de l'ouverture du puits GPK2, la composition du fluide au niveau de ce puits est bien de 15 % en fluide injecté dans GPK3 pendant la stimulation.

Ces observations nous mènent donc à la conclusion que le volume de stockage évalué dans notre modèle est certainement très proche de la réalité, mais les réactions des puits lors de simulations d'essais de circulation peuvent être faussées par des chemins d'écoulement trop court, ou encore des apports extérieurs de fluide non pris en compte de façon suffisante dans notre modèle.

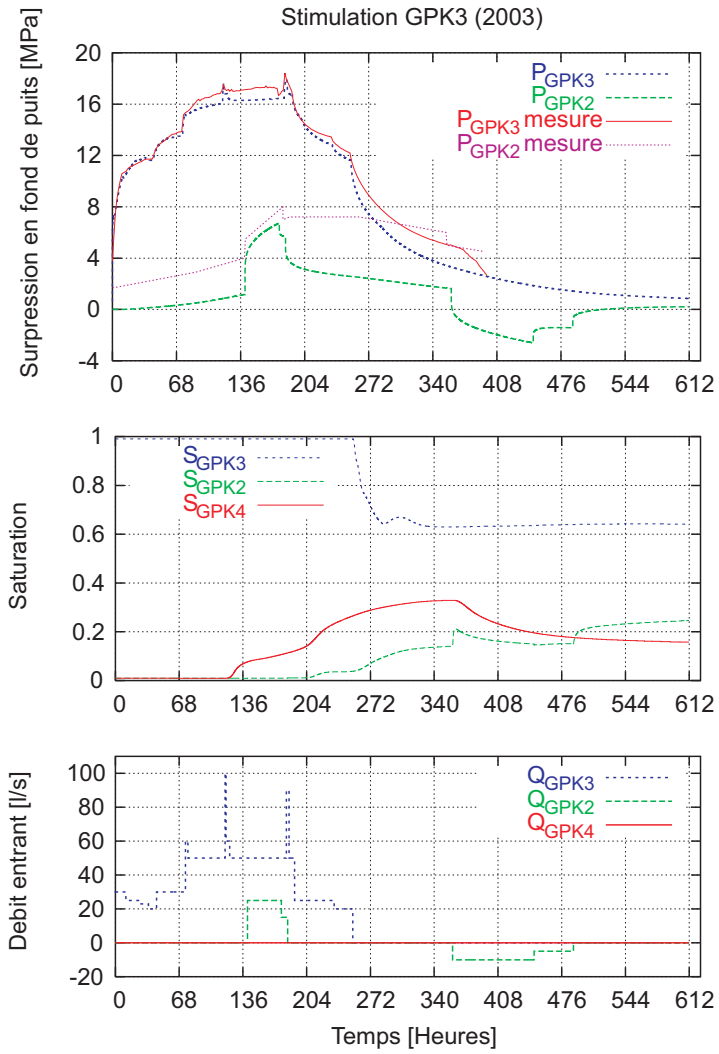



FIG. 7.5: Résultats de la stimulationde GPK3 en utilisant une loi linéaire pour le calcul de la conductivité des fractures de deux familles

# Quatrième partie

# Résultats

# Chapitre 8

# Influence de la densité du fluide injecté sur les phases de stimulation des puits

La troisième partie de cette étude vient d'être consacrée à la construction et au calage du modèle, grâce aux observations et mesures effectuées à Soultz-sous-forêts. Ainsi le calage du modèle a été effectué en trois étapes majeures : un calage en pression, suivi d'une vérification des résultats au niveau du calcul de la stimulation hydraulique, et enfin un calage en volume de fluide circulant entre les puits, effectué avec les essais de traceurs réalisés sur le site.

Les phases de stimulation du réservoir géothermique étant des étapes décisives de la création de l'échangeur, nous allons continuer à nous intéresser à ces dernières dans cette partie. La question qui se pose ici est celle de l'évaluation de l'influence de la densité du fluide d'injection lors de ces phases critiques. En effet, à Soultz-sous-forêts comme dans la plupart des cas de stimulation hydraulique, l'idée est d'injecter durant les toutes premières heures de la stimulation de la saumure lourde (de densité proche de 1.2), puis de continuer l'injection avec de l'eau douce. On peut espérer qu'il se créer alors un ***bouchon*** de saumure qui sera poussé par l'eau douce afin de stimuler au maximum la partie la plus profonde du réservoir géothermique.

Comme pour le calage de notre modèle, l'étude de l'influence de la densité du fluide injecté se fera sur les trois aspects principaux de notre modèle :
- au niveau de la répartition de la pression dans le réservoir
- au niveau des résultats de la stimulation hydraulique
- au niveau de la répartition des fluides dans le réservoir

Cette partie sera ainsi consacrée à l'influence de la densité du fluide d'injection lors des phases de stimulation des puits selon ces différents aspects. Nous nous concentrerons uniquement ici pour des raisons pratiques sur la phase de stimulation d'un seul des puits. Nous avons choisi le puits GPK4 dans la mesure où cette phase de stimulation était la dernière à avoir eu lieu sur le site.

## 8.1 Résultats sur la pression

La figure 8.1 montre les réponses en pression aux puits dans les trois cas de figures suivants : injection de saumure de densité 1.2 uniquement, injection d'eau douce uniquement, et

une injection de saumure lourde pendant les six premières heures de stimulation, suivie par de l'injection d'eau ayant la même densité que le fluide de formation, soit 1.06.

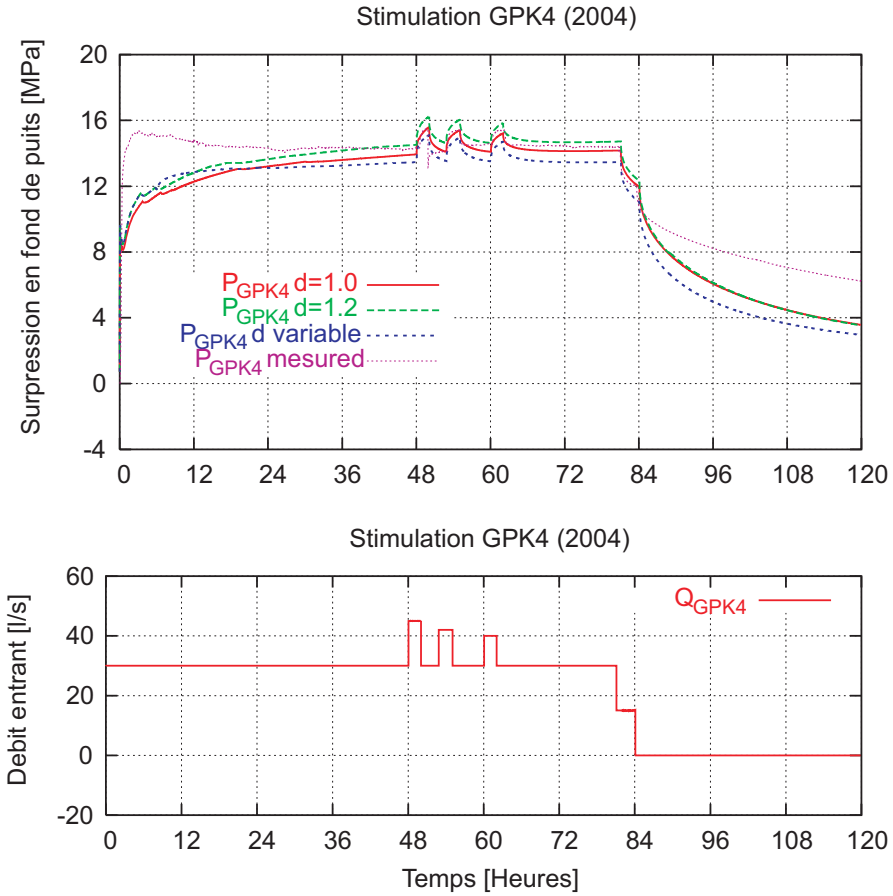



FIG. 8.1: Résultats en pression au puits GPK4 pendant la phase de stimulation de ce dernier. Pour l'injection à densité variable, la densité du fluide injecté est de 1.2 pendant les six premières heures, puis de 1.06 (densité du fluide de formation) pendant le reste de la simulation

De façon assez surprenante, la surpression en fond de puits est plus importante dans le cas d'une injection de saumure lourde que dans le cas de l'injection d'eau douce. De la même façon, l'injection à densité variable permet de diminuer la valeur de pression atteinte lors du palier d'injection à 30 $l/s$. Les paragraphes suivants vont permettrent d'expliquer certains de ces phénomènes.

### 8.1.1 Injectivité après deux jours d'injection

Le tableau 8.1 donne les injectivités simulées au bout de 48 $h$ d'injection, soit juste avant le premier palier d'injection à 45 $l/s$.

On observe ainsi que la meilleure injectivité est obtenue dans le cas de l'injection à densité variable. De plus, on peut également observer que l'injection d'eau douce permet quand à elle

| Densité du fluide injecté | 1.0 | 1.2 | variable |
|---|---|---|---|
| Pression atteinte en 48 $h$ $[MPa]$ | 13.926 | 14.505 | 13.454 |
| Injectivité à 48 $h$ $[l/s/bar]$ | 0.215 | 0.207 | 0.223 |

TAB. 8.1: Seuil de pression et injectivité de GPK4 en fonction de la densité du fluide injecté lors de la stimulation

d'obtenir une meilleur injectivité que dans le cas de l'injection de saumure, ce qui paraît étonnant. Ce dernier résultat est tout de même à relativiser puisque l'on compare des injectivités calculées avec des fluides de densité différente, donc dont les chemins d'écoulement dans le massif diffèrent.

Cependant, d'autres calculs (calage du modèle effectué en injectant un fluide de densité 1.06) montrent que l'injectivité obtenue en injectant uniquement du fluide de densité égale à celle du fluide de formation est de 0.212 $l/s/bar$, valeur comprise entre les deux premiers cas étudiés. Ainsi **l'injection d'un bouchon de saumure lourde pendant les six premières heures de stimulation permet d'augmenter l'injectivité du puits stimulé de façon non négligeable**, puisque l'on observe un gain de près de 5 % de la valeur de l'injectivité de ce puits.

### 8.1.2 Les phases de shut-in

La figure 8.2 donne les courbes de relaxation en pression normalisée du puits GPK4 à la fin de sa campagne de stimulation.

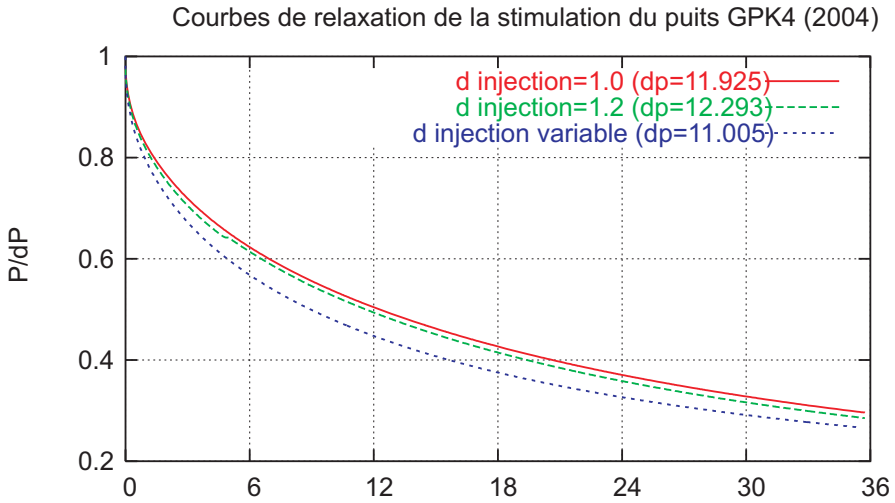



FIG. 8.2: Courbes de relaxation du puits GPK4 dans les trois cas étudiés

Cette figure met en évidence le fait que peu de différences sont observées dans les deux premiers cas (injections à densités fixes de 1.0 et 1.2), mais que l'injection à densité variable amène une différence significative dans la forme de la courbe obtenue. L'interprétation de ce comportement n'est pas triviale ; il serait possible que cette observation soit le fait de la migration du bouchon de saumure injecté en début de simulation vers le fond du réservoir,

libérant de l'espace vers le haut du réservoir pour le fluide injecté par la suite, et permettant ainsi une décroissance plus rapide de la pression lors de la relaxation du système.

### 8.1.3 Répartition de la pression dans le réservoir

Comme le montre la figure 8.1, la pression calculée en GPK4 est plus grande dans le cas de l'injection d'une saumure lourde que dans le cas de l'injection d'eau douce. Ceci pourrait être un effet de bord, lié à l'influence d'une limite du domaine modélisé. Un tel scénario serait alors visible sur une carte de la répartition de la pression dans le réservoir. Sur la figure 8.3, on peut en effet observer sur les vues d'ouest que la limite inférieure du modèle est atteinte par l'augmentation de pression au sein du réservoir. L'injection de saumure ayant une légère tendance à faire migrer l'augmentation de la pression vers le fond du réservoir, ceci peut expliquer le fait que l'injectivité soit plus faible dans le cas de l'injection d'une saumure lourde.

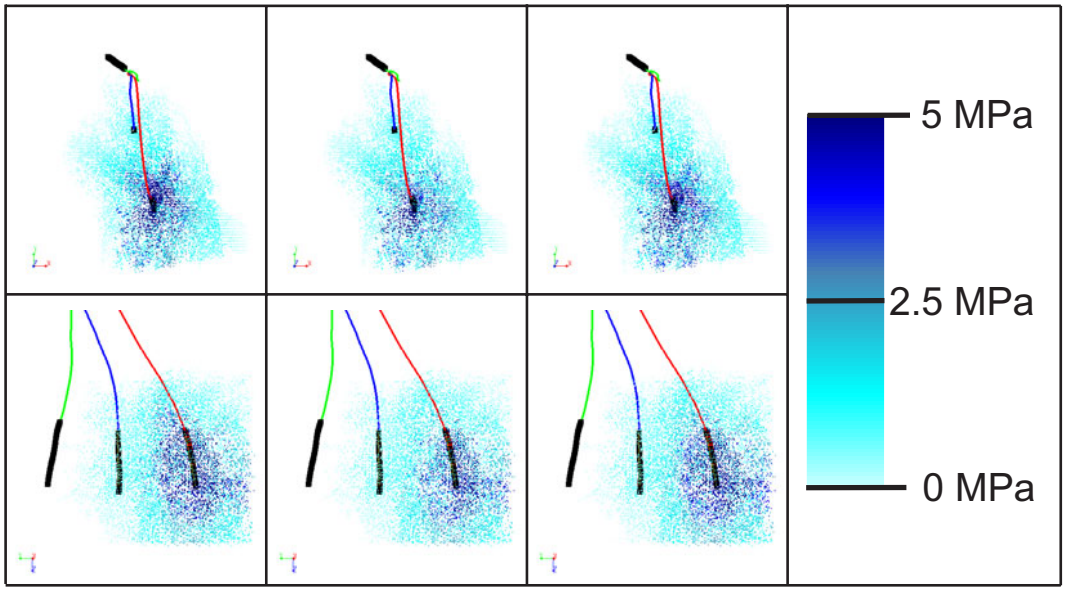



FIG. 8.3: Répartition de la surpression dans le réservoir par rapport à une pression hydrostatique lors de la stimulation de GPK4 à un temps $t = 72\ h$. En haut, vue de dessus, en bas, vue d'ouest. À gauche injection à une densité de 1.0, au milieu injection à une densité de 1.2 et à droite, injection à densité variable

Un autre aspect intéressant à observer sur ces images est le fait que l'injection d'eau douce (à gauche) se traduit dans notre modèle par une montée en pression le long du tubage du puits GPK4 ; ce phénomène est absent dans le cas d'une injection de saumure lourde (au centre). D'une manière générale, l'injection de saumure se traduit par une pression plus forte près du puits, mais l'extension de la zone d'influence de l'injection est alors plus faible que dans le cas de l'injection d'eau douce.

## 8.2 Résultats sur la stimulation hydraulique

### 8.2.1 Influence sur la diffusivité hydraulique

La diffusivité hydraulique apparente du réservoir, calculée par la méthode proposée au paragraphe 6.4.2 n'est pas profondément modifiée par le changement de densité du fluide injecté dans le réservoir (voir figure 8.4). Ce résultat peut paraître paradoxal de prime abord mais est en réalité logique puisque la diffusivité hydraulique du réservoir dépend exclusivement des modules d'élasticité de la matrice rocheuse, des grains et du fluide, ainsi que de la viscosité dynamique du fluide de formation.

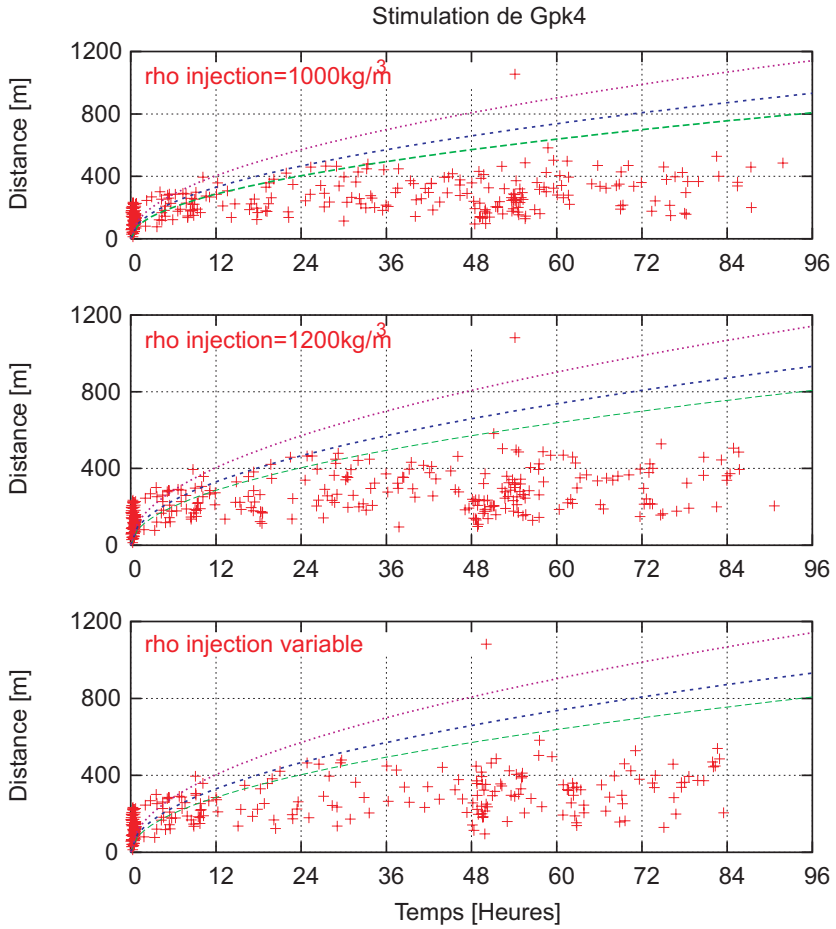



FIG. 8.4: Courbes r(t) et distances de la source des évenements de cisaillement calculés obtenus lors de la stimulation de GPK4. Les courbes d'équation $\sqrt{4\pi Dt}$ sont dessinées pour $D = 0,15\ m^2/s$, $D = 0,2\ m^2/s$ et $D = 0,3\ m^2/s$, de bas en haut

On peut également remarquer sur ces figures que la répartition des évenements de cisaillement calculés n'est pas la même que décrite au paragraphe 6.4.2 ; ceci est dû à l'introduction de fractures dont la perméabilité dépend linéairement de leur épaisseur ; leur présence se traduit par un plus grand nombre d'évenements au début de la simulation et par un nombre plus faible d'évenements à la fin de la campagne modélisée.

### 8.2.2 Localisation et nombre d'évenements de cisaillement calculés

#### 8.2.2.1 Comparaison de la forme des nuages dans différents cas de figure

Afin de mettre en évidence l'intérêt qu'apporte l'injection d'un fluide lourd dans le réservoir afin de stimuler les fractures, la figure 8.5 montre les différences obtenues entre le nuage calculé en injectant de la saumure saturée ou bien de l'eau douce dans le réservoir.

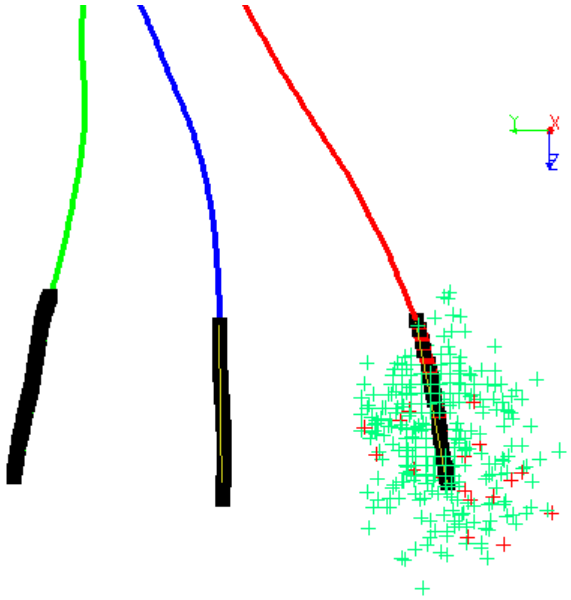


FIG. 8.5: Comparaison des nuages sismiques (vue d'ouest) ; en vert clair, évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.0, et en rouge, évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.2 et non présents dans le premier cas

On montre ainsi ici que la densité du fluide injecté joue un rôle important dans les mécanismes de stimulation. La partie 8.2.2.2 reviendra d'une manière plus quantifiable sur ces résultats. On peut montrer dans le cas d'un système comprenant moins de stockage dans les fractures que l'effet de la densité du fluide injecté dans les fractures est alors bien plus important que dans notre cas (Baujard et Bruel, 2005).

Une autre question est l'importance du rôle du bouchon de saumure introduit au début de l'injection. La figure 8.6 qui compare les résultats obtenus lors de l'injection d'eau douce ou bien avec un fluide de densité variable met en évidence deux zones particulières : la **zone 1**, dans laquelle sont présents essentiellements des évenements de cisaillement obtenus grâce à l'injection d'un bouchon de saumure, et la **zone 2** dans laquelle la majeure partie des évenements sont calculés uniquement lors de l'injection d'eau douce.

On met ici en évidence le fait que le bouchon de saumure permet de stimuler avec un certain succès le fond du réservoir, alors que l'injection d'eau douce aura une nette tendance à stimuler également le haut du réservoir.

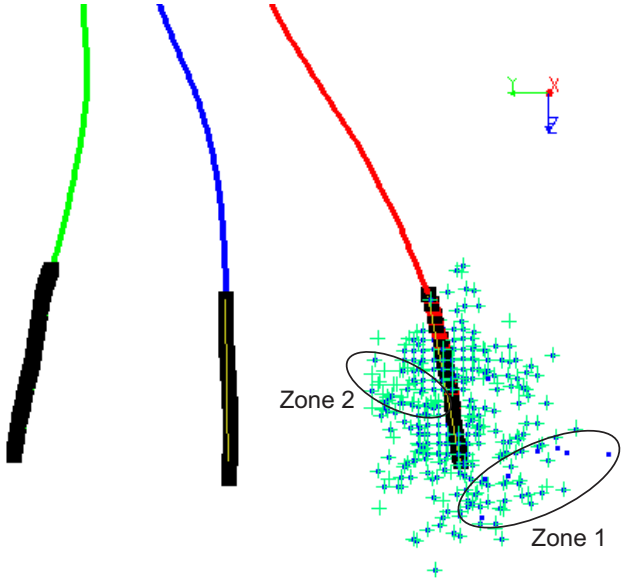



FIG. 8.6: Comparaison des nuages sismiques (vue d'ouest) ; les croix vertes représentent les évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.0, et les points bleus montrent les évenements calculés en injectant un bouchon de saumure en début de stimulation

#### 8.2.2.2 Quantification des différences observées

Outre l'observation de la localisation des évenements de cisaillement calculés, leur nombre et la profondeur moyenne du nuage peuvent être de bons indicateurs de l'impact de la stimulation hydraulique sur le système. Le tableau 8.2 regroupe ces informations.

| Densité du fluide injecté | 1.0 | 1.2 | variable (1.2 pendant 6 $h$ puis 1.06) |
|---|---|---|---|
| Nombre d'évenements calculés | 297 | 313 | 266 |
| Variation relative du nombre d'évenements par rapport au cas $d = 1.0$ | - | +5.4% | −10.4% |
| Profondeur moyenne du nuage d'évenements calculés | 4815.9 $m$ | 4821.9 $m$ | 4827 $m$ |
| Variation relative de profondeur du nuage par rapport au cas $d = 1.0$ | - | +6 $m$ | +11.1 $m$ |

TAB. 8.2: Nombres et profondeurs moyennes absolues et relatives des évenements sismiques calculés dans les différents scénarios d'injection

On observe sur ce tableau que l'injection d'une saumure lourde à la place d'eau douce permet une augmentation notable du nombre d'évenements calculés (+5.4%) et une augmentation de

6 $m$ de la profondeur moyenne de ce nuage. De manière assez inattendue, l'injection d'un bouchon de saumure en début de simulation se traduit par une diminution importante du nombre d'évenements calculés ($-10.4\%$) par rapport au cas de l'injection d'eau douce. D'un autre coté, la profondeur moyenne du nuage est alors augmentée de 11 $m$ par rapport au cas initial. Ainsi **l'injection d'un bouchon de saumure permettrait d'obtenir des évenements notablement plus profonds qu'une injection d'eau douce**, voire même qu'une injection continue de saumure saturée pendant toute la phase de stimulation du puits.

## 8.3 Résultats sur la répartition des fluides dans le réservoir

### 8.3.1 Répartition du fluide injecté dans le réservoir

La figure 8.7 montre le volume du réservoir envahi par le fluide injecté après trois jours d'injection dans GPK4. Précisons ici que dans le cas de l'injection d'un bouchon de saumure, seul le bouchon est "tracé". La diffusion naturelle dans le réservoir (due aux différences de temps de parcours entre les chemins empruntés par le fluide) mène ensuite à une diminution de la saturation et à une augmentation du volume envahi par le fluide ; c'est donc pour cette raison que la saturation en cette phase est très faible dans les images de droite de la figure 8.7.

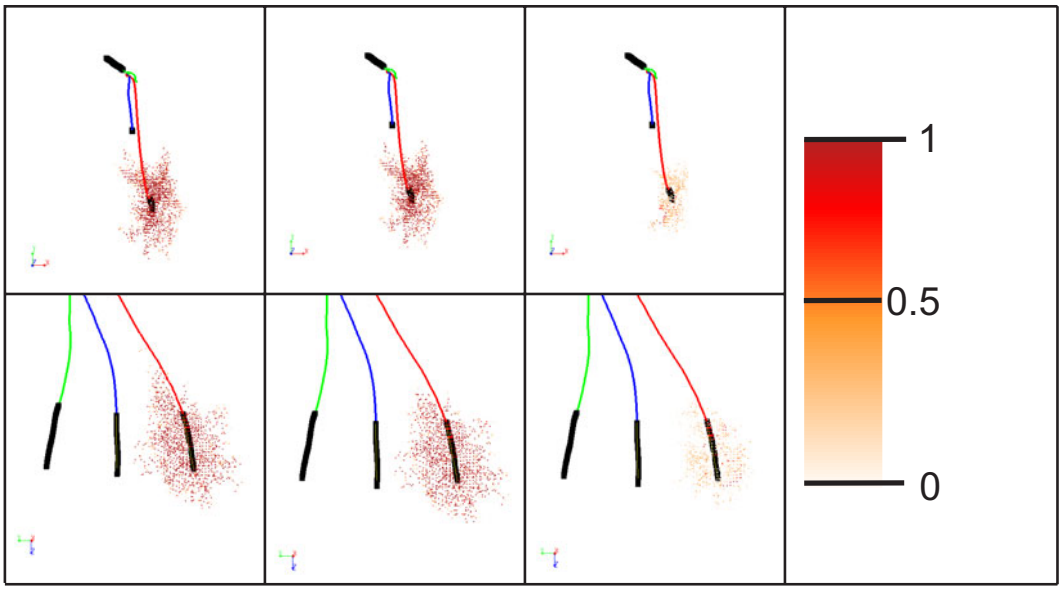



FIG. 8.7: Répartition de la saturation dans le réservoir lors de la stimulation de GPK4 à un temps $t = 72$ $h$. En haut, vue de dessus, en bas, vue d'ouest. À gauche injection à une densité de 1.0, au milieu injection à une densité de 1.2 et à droite, injection à densité variable. L'échelle de saturation employée est représentée à droite de la figure

**Observations générales** On peut observer que lors de l'injection de saumure ou d'eau douce, le volume de réservoir envahi après trois jours d'injection est relativement faible ; la moitié environ de la distance joignant GPK4 à GPK3 a été parcourue par le fluide injecté. Par ailleurs, on peut observer sur les deux vues de dessus que la faille d'orientation N120-p80W

située entre les deux puits joue un rôle important au niveau de la circulation des fluides dans le réservoir ; en effet, cette dernière est très partiellement envahie par le fluide injecté après trois jours d'injection. La conséquence de la présence d'une telle structure est d'une part l'isolation en pression des deux puits, et d'autre part comme nous l'observons ici une zone "tampon" pour le fluide injecté dans GPK4.

**Comparaison des deux premiers cas d'injection** Beaucoup de similitudes existent effectivement entre les deux premiers scénarii (densité d'injection constante de 1.0 ou 1.2). Cependant une différence notable peut être observée ; lorsque le fluide injecté est de l'eau douce, on peut observer sur les figures de gauche que le fluide a une nette tendance à remonter vers le haut du réservoir (le long du tubage). Ceci est certainement le fait de chemins d'écoulements préférentiels dans cette région, mais ce phénomène est nettement diminué lors de l'injection d'une saumure lourde (vignettes du milieu). Cette observation est liée à l'évolution de la pression dans le réservoir (figure 8.7), qui avait le même comportement.

Ces observations sont très importantes dans la mesure où elles montrent que **des flux gravitaires existent très près du puits, même pendant l'injection**, et ce, à peine quelques jours après le début des injections.

**Le cas du bouchon de saumure** La figure 8.7 ne permet pas de se rendre compte du volume de roche envahi par le fluide injecté pendant les six premières heures de modélisation dans la mesure où l'échelle de saturation employée n'est pas adéquate. La figure 8.8 montre le volume dans lequel la saumure lourde injectée en début de stimulation est encore présente 12 $h$ et après 4 *jours* d'injection.

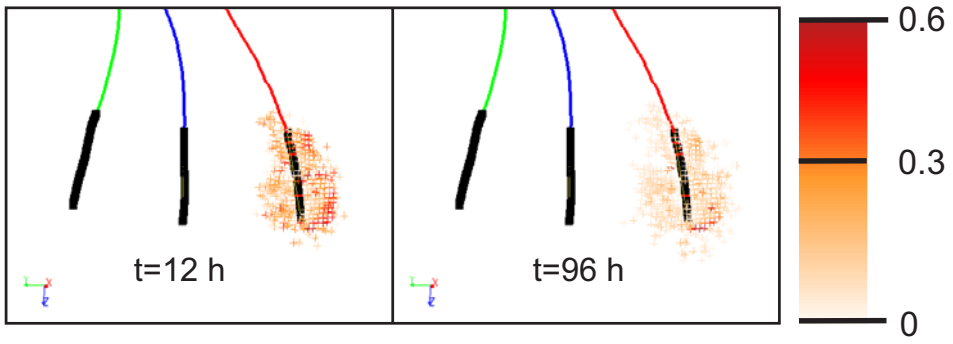



FIG. 8.8: Saturation dans le réservoir, vues d'ouest

On observe ainsi sur cette figure plusieurs phénomènes intéressants à mettre en avant :

- la saumure lourde injectée pendant les six premières heures de la campagne de stimulation reste finalement relativement proche du puits ; elle n'est pas ou peu *poussée* par l'eau douce injecté par la suite. Ce phénomène surprenant est en réalité observé sur le site. En effet lors de la double injection dans les puits GPK3 et GPK2 pendant la stimulation de GPK3, l'ouverture du puits GPK2 après l'injection montre qu'une proportion non négligeable du fluide injecté dans le puits reste dans son voisinage malgré d'autres

injections (Sanjuan et al., 2004) ;

– on peut également observer qu'après quatre jours d'injection, il existe un gradient vertical dans la saturation du fluide injecté autour du puits ; ceci signifie que les proportions de saumure les plus importantes (saturation grande) se trouvent au voisinage du fond du puits. Cette observation confirme ainsi l'existence de flux gravitaires au sein du réservoir pendant les phases d'injection dans les puits.

### 8.3.2 Flowlogs

La dernière question abordée dans ce chapitre portant sur l'influence de la densité des fluides d'injection lors des campagnes de stimulation est celle des distributions des flux dans la section ouverte du puits d'injection. Nous venons de mettre en évidence la présence de flux gravitaires importants dans le voisinage de ce puits. Il est donc légitime de se demander si la densité du fluide injecté influe au niveau de l'interface puits/milieu fracturé. La figure 8.9 montre ainsi les répartitions en débit dans les fractures intersectant le puits d'injection dans les trois cas étudiés précédemment.

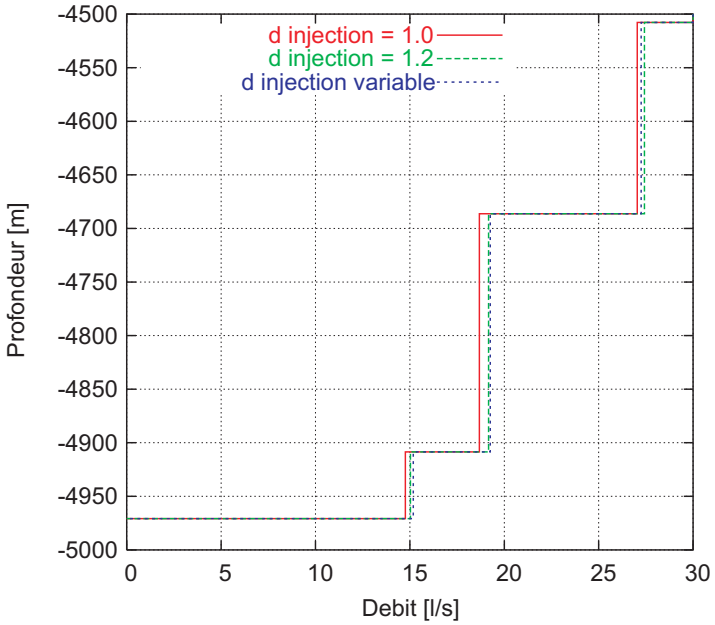



FIG. 8.9: Flowlogs calculés avant le premier créneau d'injection à 45 $l/s$

On met ici en évidence le fait que la densité du fluide injecté joue bien un rôle dans la répartition des flux dans la section ouverte du puits. Ainsi, en comparant les flowlogs obtenus pour les injections de fluide à densité constante, on observe que l'injection d'un fluide lourd se traduit par un flux sortant plus important dans la fracture la plus profonde que dans le cas d'une injection d'eau douce. Ce gain de débit s'effectue au détriment du flux sortant par la fracture la plus élevée. Plus quantitativement, l'augmentation de débit dans la fracture située à une profondeur de 4970 $m$ est de 0.25 $l/s$ (augmentation relative de 2 %) grâce à la densité

du fluide injecté.

Dans le cas de l'injection d'un bouchon de saumure pendant les six premières heures de la stimulation, on peut observer sur cette même figure que la présence de ce bouchon se traduit par l'obtention d'un flowlog similaire à celui calculé avec l'injection de saumure. Nous pouvons ainsi conclure que, lors de l'injection dans les puits, **le bouchon de saumure permet de favoriser de manière nette l'écoulement des fluides injectés vers le fond du réservoir**, et ce même pendant l'injection d'eau douce après l'injection du bouchon.

## 8.4 Conclusion sur l'effet de la densité du fluide d'injection sur la stimulation du réservoir

Comme on peut le constater avec ce modèle, l'injection d'une saumure lourde dans les réservoir dans un but de stimulation de ce dernier semble avoir une influence non négligeable sur les résultats. Les meilleurs résultats sont obtenus avec l'injection d'un bouchon de saumure durant les toutes premières heures de la campagne d'injection, qui se traduit par :

- une répartition des flux dans la section ouverte du puits favorisant l'écoulement dans les fractures les plus profondes ;
- une distribution des pressions dans le réservoir qui montre des pressions plus importantes dans le fond du réservoir ;
- une moyenne de profondeur des évenements de cisaillement calculés plus profonde que dans le cas de l'injection d'un fluide léger.

# Chapitre 9

# Modélisation des tests de circulation

Si l'utilisation de l'outil numérique construit permet l'étude de l'impact de la densité du fluide injecté sur les phases de stimulation hydraulique (voir chapitre 8), notre modèle peut également apporter des informations sur les tests de circulation avec les trois puits qui ont débuté durant l'été 2005 à Soultz-sous-forêts. La modélisation de ces essais nous permettra par ailleurs de discuter des hypothèses effectuées pour la construction géométrique du réseau de fractures.

## 9.1 Données sur l'essai de circulation à 3 puits

### 9.1.1 Pression et débit

La figure 9.1 montre les données issues de l'essai de circulation de l'été 2005 (Pfender et Graff, 2005).

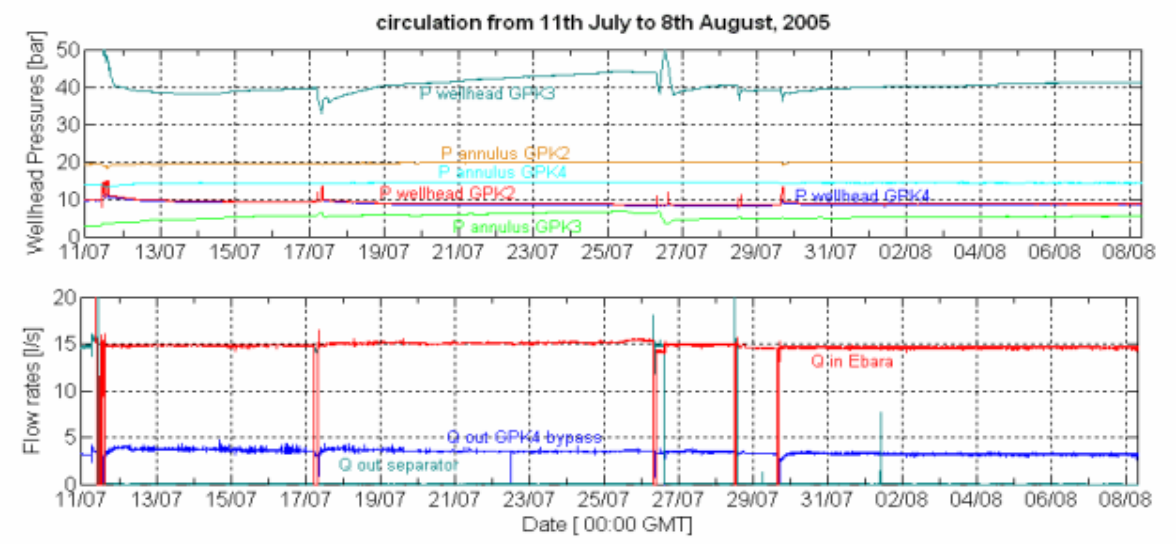



FIG. 9.1: Données de l'essai de circulation durant l'été 2005 (Pfender et Graff, 2005)

Cette figure montre les enrégistrements en pression et débit, obtenus lors d'un essai de circulation mené entre les trois puits avec injection dans GPK3 et production dans GPK2 et GPK4. Quelques explications s'imposent. Tout d'abord, il faut noter que les pressions enregistrées sont des pressions mesurées en tête de puits ("wellhead pressure") et non en fond de puits. Concernant les débits enregistrés ensuite, `Q in Ebara` désigne le débit injecté dans GPK3 (soit 15 $l/s$), `Q out GPK4 bypass` (de l'ordre de 3.5 *ou* 4 $l/s$) est le débit sortant dans GPK4, et `Q out separator` (le plus souvent nulle) est la différence entre le débit entrant dans GPK3 et la somme des débits sortants dans GPK2 et GPK4. Ainsi, lorsque `Q out separator` vaut 0 $l/s$, ont peut déduire que le débit sortant dans GPK2 vaut `Q in Ebara` − `Q out GPK4 bypass`, soit environ 11 *ou* 11.5 $l/s$.

### 9.1.2 Essais de traceurs

L'eau injectée dans GPK3 durant cet essai de circulation fut tracée par de la fluorescéine à partir du 19 juillet, soit une semaine après le début des injections. Le traceur a été détecté dans le puits GPK2 3.5 *jours* seulement après son injection, et n'avait toujours pas été détecté dans le puits GPK4 le 08 août (Pfender et Graff, 2005).

## 9.2 Discussion sur un premier modèle

### 9.2.1 Quelques précisions sur le modèle

Le modèle utilisé dans ce cas est celui dont la construction, le paramétrage hydro-mécanique et le calage des essais de traceurs ont été abordés tout au long de la troisième partie de cette étude. Le problème est ici d'adapter les données brutes issues de l'essai de circulation réalisé *in situ* (exposés figure 9.1), notamment au niveau des pressions. En effet la mesure des pressions en tête de puits ne permet pas la déduction directe des données en fond de puits. Pour ce faire, une méthode indirecte sera utilisée, afin d'obtenir une approximation des pressions voulues.

#### 9.2.1.1 Calcul des pressions en fond de puits

Si on considère que l'injectivité des puits est égale à leur productivité, les injectivités des puits données dans le paragraphe 6.1.2.2 nous permettent de déduire :

$$Prod_{Gpk2} = 4.4 l/s/MPa \quad ; \quad Prod_{Gpk4} = 2.5 l/s/MPa \tag{9.1}$$

Ainsi, un débit sortant du puits GPK2 égal à 11 $l/s$ nous donne une pression de fond de puits équivalente de $-2.5\ MPa$. Le même raisonnement pour le puits GPK4 donne une pression de fond de puits de $-1.6\ MPa$.

Comme on peut l'observer, les pressions calculées en fond de puits sont très différentes, malgré des pressions imposées en tête de puits égales. Ce phénomène peut s'expliquer de la façon suivante, en négligeant les pertes de charges dans les tubages des puits (cette hypothèse est justifiée par les faibles débits observés). Les températures de sortie des deux fluides sont différentes ; en effet, la température de production de GPK2 est stable à 154.5 $^{\circ}C$, et celle de GPK4 vaut 112.5 $^{\circ}C$ (Pfender et Graff, 2005). La densité d'une saumure dont la masse sèche est de 100 $g/l$ (soit celle produite) vaut 0.986 à 154.5 $^{\circ}C$ et 1.02 à 112 $^{\circ}C$. Ainsi, si les

deux colonnes de fluides (longues de 5000 $m$ environ) étaient à une température constante sur toute leur longueur, l'écart de pression engendré par une telle différence de température serait de $\Delta\rho gz = (1020 - 986) * 9.81 * 5000 = 1.67\ MPa$. En réalité, les deux fluides sont à une température proche de 200 $^{\circ}C$ au fond du puits. En supposant le gradient de température constant tout au long de la colonne, l'écart de température observé en tête de puits engendre donc une différence de pression en fond de puits deux fois moindre que celle calculée dans le cas des températures de colonne uniformes, soit $\Delta P = 0.835\ MPa$. On est alors très proche de la différence de pression en fond de puits évaluée à 0.9 $Mpa$.

Ces quelques calculs, bien que sommaires, permettent de déduire les pressions en fond de puits pour les deux puits de production, et également d'expliquer les écarts observés entre les deux puits. Remarquons que les calculs n'ont pas été menés pour le puits GPK3, puisque pendant l'essai le débit était imposé et la pression mesurée dans ce puits d'injection.

Un point important est à souligner ici. Les dernières mesures de productivité des puits effectuées pendant un essai de circulation montrent que la productivité du puits GPK2 est en réalité égale à 10 $l/s/MPa$, et que celle du puits GPK4 vaut 4 $l/s/MPa$ (A. Gérard, communication personnelle). Ces valeurs n'ont pas été prises en compte dans ce calcul en vue de la modélisation de l'essai de circulation car les différences observées entre les valeurs que nous avons utilisées et ces valeurs mesurées sont dûes d'une part à des différences de viscosité et de densité du fluide produit lors des phases de mise en production des puits et d'autre part à l'effet de l'acidification des puits (Tischner et Teza, 2005). Notre modèle ayant été calé avec des densités et viscosités de fluides à froid, et sans tenir compte des injections d'acide dans les fractures, il est donc ainsi plus réaliste pour nous d'utiliser les valeurs de productivité des puits déduites lors des essais d'injection, c'est à dire avec des fluides froids et dans des puits non acidifés. Cette différence sur les productivités des puits implique ainsi l'imposition de pressions plus faibles au niveau des sections ouvertes des puits si on les compare aux mesures effectuées *in situ*, mais n'a aucune influence sur le calcul du volume de réservoir envahi par le fluide injecté, estimation visée par ce chapitre.

#### 9.2.1.2 Densité des fluides - perméabilités relatives employées

Cette simulation a pour but d'évaluer le volume de réservoir envahi par le fluide injecté à différents intervalles de temps. Les phénomènes gravitaires, qui ne seront pas ici étudiés, seront négligés. Les fluides modélisés auront donc dans cet exemple des densités de 1. Nous simulerons l'injection du traceur par un changement dans la saturation du fluide injecté une semaine après le début de la campagne d'injection. Les perméabilités relatives employées sont dans ce cas de type linéaires, afin de pouvoir simuler l'injection d'un traceur après le début de la simulation sans modifier la réponse en pression des puits.

### 9.2.2 Résultats du modèle

La figure 9.2 montre les réponses en pression, débit et saturation aux puits de notre modèle.

#### 9.2.2.1 Analyse de la réponse hydraulique du modèle

**Pression dans le puits GPK3** La pression calculée au fond du puits GPK3 se stabilise à environ 4 $MPa$ en 3.5 $jours$. Cette valeur paraît surestimée au vu de la pression en tête de

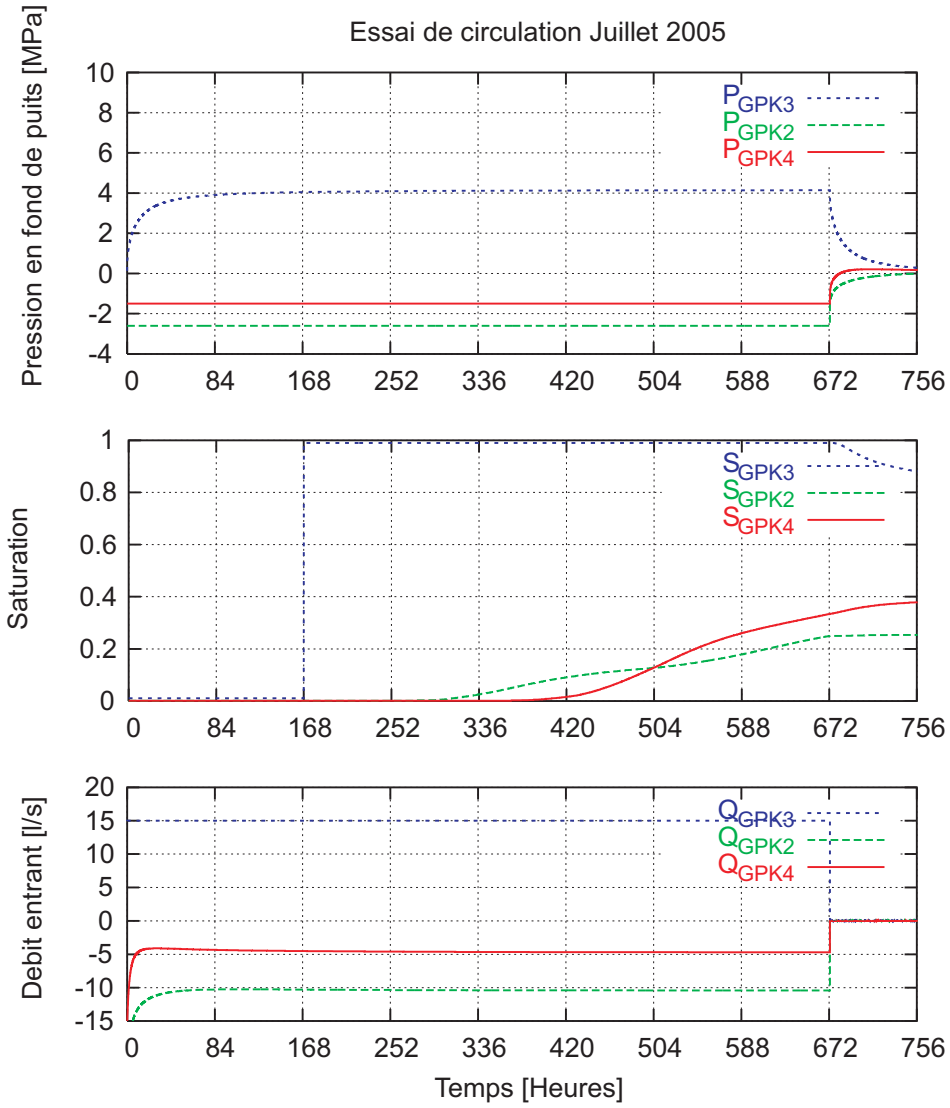



FIG. 9.2: Réponses en débits, surpressions et saturation aux puits de la modélisation de l'essai de circulation de juillet 2005

puits enregistrée égale à 4 $MPa$. Nous la considérons cependant comme acceptable.

**Débit sortant de GPK2** Le débit sortant de GPK2 atteint une valeur stable égale à 10 $l/s$ en 3.5 *jours* environ. Ce débit calculé est comparable aux 11 $l/s$ enregistrés sur le site.

**Débit sortant de GPK4** Le débit calculé en sortie de GPK4 est de 4.5 $l/s$ en début de simulation (valeur atteinte en une journée) et augmente ensuite durant toute la durée de la simulation jusqu'à la valeur de 5 $l/s$. Ce débit est supérieur au débit enregistré de 4 $l/s$.

L'observation de ces valeurs montre qu'un régime hydraulique permanent est atteint en 3.5 *jours* environ. On peut ici noter une certaine cohérence du modèle dans la mesure où les

charges imposées aux puits (déduites de l'essai de circulation réalisé sur le site) permettent la création d'une boucle hydraulique puisque la somme des débits sortants des deux puits de production est bien égale au débit injecté dans le puits GPK3. D'un autre coté, le débit sortant de GPK2 est sous-estimé, contrairement à celui sortant de GPK4 qui est surestimé. Cependant, les écarts relevés entre les résultats de notre modèle et les observations effectuées sont en valeur relative de l'ordre de 15 %, ce qui reste acceptable.

En revanche, un comportement plus préoccupant de notre modèle est mis en lumière par la tendance générale du débit sortant du puits GPK4. En effet, les observations réalisées sur le site montrent, à charge imposée constante, une diminution de ce débit. Contrairement à cela, nous observons dans notre modèle une augmentation du débit sortant calculé. Ainsi l'hypothèse de la présence d'une structure à fort coefficient d'emmagasinement entre les deux puits effectuée lors de la construction de ce modèle (voir paragraphe 5.1.3.2) ne paraît-elle pas forcément la plus judicieuse, cet essai de circulation faisant clairement apparaître le fait que le domaine accessible par le puits GPK4 est fermé et ne communique que difficilement avec les autres puits et avec le champ lointain.

#### 9.2.2.2 Analyse de la réponse en saturation aux puits

Une semaine après le début de la campagne d'injection, la saturation du fluide injecté est imposée à 1, afin d'évaluer le temps de parcours du fluide entre les puits. On observe ainsi que le fluide injecté dans le puits GPK3 met environ 5 *jours* à rejoindre le puits GPK2. Les observations menées à Soultz-sous-forêts montrent un temps de percée de 3.5 *jours* (Pfender et Graff, 2005). Au niveau du puits GPK4, le temps de percée calculé dans notre modèle est de 9 *jours*. Ceci montre que la faille à grande capacité d'emmagasinement présente entre les puits GPK3 et GPK4 joue bien un rôle de "retardateur" au niveau de la connection entre les deux puits. Les observations sur le site ont en revanche montré que le fluide injecté dans GPK3 n'était toujours pas visible dans le puits GPK4 plus d'un mois après son injection. Par ailleurs, en fin de simulation les proportions de fluide issues de l'injection sont de 25 % dans GPK2 et de 38 % dans GPK4. Ceci traduit le fait que le modèle est très fermé au niveau de GPK4 et limite donc ainsi l'apport de fluide extérieur lors du pompage dans ce puits, contrairement à ce qu'il se passe au niveau de GPK2, où le modèle est ouvert. Cette dernière observation est tout de même à relativiser ; en effet, on parle ici de saturation calculée au puits et non de masse ou de volume de fluide. Ainsi, une saturation de 25 % pour un débit de 10 $l/s$ correspond à un débit massique de 2.5 $kg/s$ de fluide extrait en GPK2 provenant de GPK3, et une saturation de 38 % pour un débit de 5 $l/s$ correspond à un débit massique de 1.8 $kg/s$ de fluide extrait en GPK4 provenant de GPK3. De ce fait, la masse de fluide récupérée en GPK2 est bien supérieure dans notre modèle à celle récupérée en GPK4 malgré une saturation au puits plus grande en GPK4 qu'en GPK2.

Ces observations mettent ici en valeur le fait que la présence d'une structure à grande capacité de stockage entre les puits GPK3 et GPK4 n'est pas suffisante afin d'expliquer la faible connection entre ces deux puits, puisque cette dernière ne fait qu'introduire un retard dans le temps de parcours du fluide. Une structure de type zone cimentée pourrait éventuellement expliquer cette faible connection et permettrait certainement d'accélérer le temps de parcours entre les puits GPK3 et GPK2 qui est dans notre modèle relativement surévalué.

#### 9.2.2.3 Considérations sur la saturation dans le réservoir

**Volume de réservoir envahi par le fluide injecté** Malgré ces différences entre les observations et les résultats de notre modèle, nous pouvons donner sous ces hypothèses de construction des estimations du volume envahi par le fluide injecté à différents intervalles de temps (voir figure 9.3).

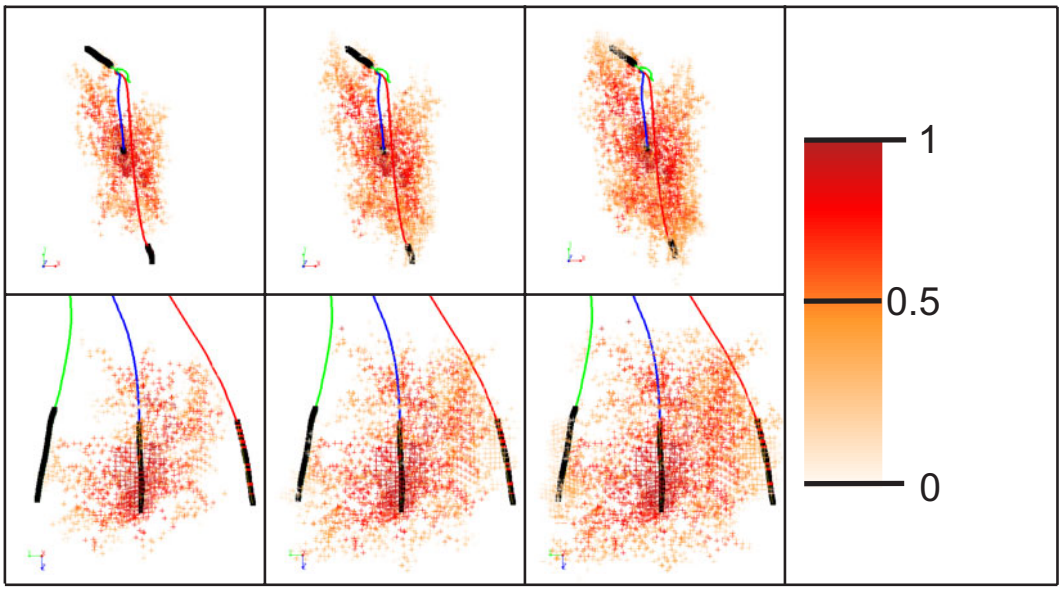



FIG. 9.3: Évolution de la saturation dans le réservoir lors de l'essai de circulation. En haut, vues de dessus, en bas, vues d'ouest. À gauche, une semaine après le changement de saturation dans le puits GPK3, au milieu, deux semaines après et à droite, trois semaines après ce changement

On peut observer sur ces images que la répartition du fluide injecté ne suit aucune règle de symétrie par rapport au puits d'injection GPK3. Tout d'abord, on observe que le fluide injecté défini une zone d'orientation Nord-Sud très marquée, ce qui est la conséquence de l'orientation majeure des fractures du site, des contraintes en place ainsi que du pompage réalisé dans les deux puits de production. Ensuite, le fluide injecté se dirige vers le fond du réservoir au niveau du puits GPK2 et vers le haut du réservoir au niveau du puits GPK4. Ceci est dû à la présence d'une structure de type zone de faille présente dans le modèle et dont les justifications physiques figurent dans le paragraphe 5.1.3.2. Ainsi, une semaine plus tard, lorsque le fluide injecté dans GPK3 rejoint GPK4, il arrive par les fractures du haut de la section ouverte. Cette conclusion du modèle est confirmée par les mesures de température dans le puits GPK4 obtenues pendant cet essai de circulation ; les températures de fond de puits mesurées sont égales à 180 $^{\circ}C$ seulement, ce qui ne correspond pas à une température de fond de réservoir mais bien à une température de haut de réservoir. Malheureusement les mesures de température dans le puits GPK2 ce sont pas disponibles, ce qui ne nous permet pas de confirmer les résultats obtenus au niveau de ce puits.

Un autre aspect intéressant de la circulation est mis en valeur par ce modèle ; trois semaines après l'injection du traceur, on peut observer que le fluide injecté a une très nette tendance à migrer vers le haut du réservoir et non en direction du fond de ce dernier, et ce même au niveau

du puits d'injection, bien que les densités des deux fluides en présence soient considérées comme identiques dans ce modèle. Cette obervation, si elle est confirmée par les expérimentations menées sur le site peut éventuellement mener à un racourcissement de la durée de vie du système ; il convient donc de surveiller au plus près cette tendance.

**Inflence de la faille capacitive située entre GPK3 et GPK4** La figure 9.4 montre la répartition en saturation dans le modèle depuis des points de vue situés dans le plan de cette faille.

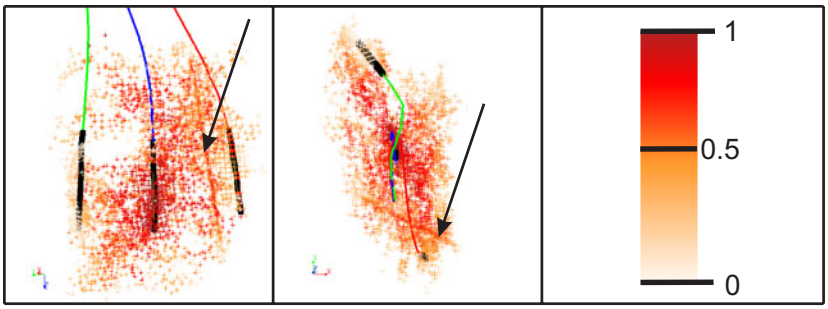



FIG. 9.4: Influence de la faille capacitive sur la répartition en saturation dans le modèle (trois semaines après l'injection du traceur)

On observe clairement sur ces images (notamment sur la vue de dessus) que la faille capacitive située entre les puits GPK3 et GPK4 joue un un rôle important dans la répartition en saturation au niveau du système dans son ensemble ; en effet cette dernière apparaît comme très sombre sur la figure 9.4, ce qui montre que la saturation dans les fractures la composant est supérieure à 50 %.

## 9.3 Second modèle avec une zone cimentée

### 9.3.1 Description du modèle

Afin de discuter de la liaison entre les puits GPK3 et GPK4, un second modèle a été construit. Ce modèle est constitué du même réseau de fractures que le modèle précédent. Seules les propriétés des fractures de la faille et des fractures en contact avec la faille ont été modifiées. Leur épaisseur a été divisée par un facteur 2, ramenant ainsi l'épaisseur des fractures de la faille à 0.5 $cm$, et l'épaisseur des fractures en contact avec ces dernières à 0.45 $mm$. Ces modifications entrainent une diminution d'un facteur deux de l'emmagasinement et de la conductivité de la faille (qui suit une loi de calcul linéaire), et de 8 la conductivité des fractures en contact avec cette faille (du fait de la loi cubique utilisée). Dans la mesure où les liens entre les fractures sont calculés par moyenne harmonique, qui favorise nettement les conductivités les plus faibles, les liens entre les fractures à ce niveau sont donc divisés d'un facteur 8 dans cette région du modèle, ce qui forme en quelque sorte une barrière hydraulique au sein du modèle, tout en laissant se géométrie globale inchangée.

### 9.3.2 Résultats observés

La figure 9.5 montre les réponses en pression, débit et saturation aux puits de notre modèle.

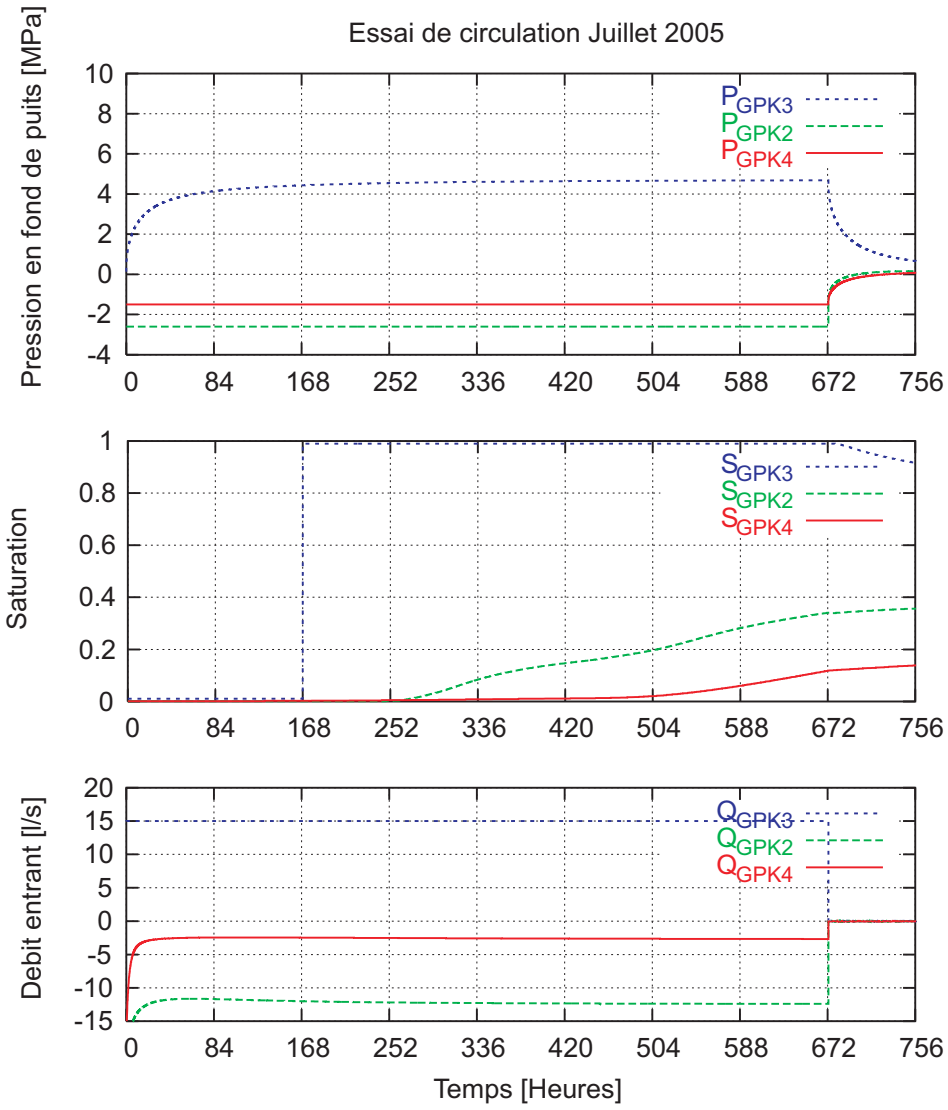



FIG. 9.5: Réponses en débits, surpressions et saturation aux puits de la modélisation de l'essai de circulation de juillet 2005 avec le second modèle

#### 9.3.2.1 Analyse de la réponse hydraulique du modèle

La réponse hydraulique globale du système n'est pas modifiée de façon substantielle par les changements introduits dans le modèle. Quelques différences peuvent cependant être relevées :

- une augmentation de la pression calculée dans le puits GPK3 due à une réduction de la perméabilité du modèle à proximité de se puits ;
- une augmentation du débit sortant dans le puits GPK2, certainement due à une répartition des flux dans le modèle modifiée par la présence de cette zone cimentée (la circulation

est majoritairement orientée dans ce cas vers le nord du système) ;
- une diminution du débit sortant dans le puits GPK4, directement imputable à l'introduction de cette zone de faible conductivité.

#### 9.3.2.2 Analyse de la réponse en saturation aux puits

Contrairement à ce qui est observé au niveau de la réponse hydraulique du modèle, le calcul de la saturation aux puits est en revanche très perturbé par l'introduction de cette zone dans notre modèle. Ainsi pouvons nous observer :
- une diminution non négligeable du temps de percée du fluide entre GPK3 et GPK2, qui passe de 5 *jours* à 4.25 *jours*
- un retard de l'arrivée du fluide en GPK4, qui passe de 9 *jours* à 12 *jours*.
- enfin, et c'est le plus important, on observe dans ce modèle que l'augmentation de proportion de fluide provenant de l'injection dans le puits GPK3 se fait beaucoup moins rapidement que dans le cas du premier modèle. Trois semaines après l'injection du traceur, le débit massique de fluide issu de GPK3 sortant par le puits GPK4 est alors de 0.48 $kg/s$, à comparer avec les 1.8 $kg/s$ calculés avec le premier modèle.

#### 9.3.2.3 Comparaison de la distribution en saturation dans le réservoir dans les deux modèles

La figure 9.6 montre une comparaison de la répartition en fluide injecté dans les deux modèles.

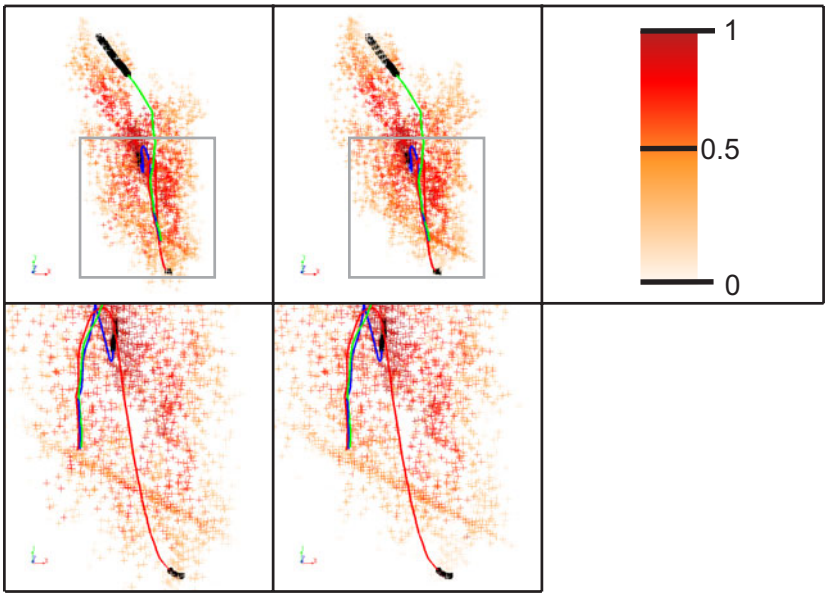



FIG. 9.6: Comparaison de la répartition en saturation dans le modèle (vues de dessus dans le plan de la faille). A gauche, le premier modèle, et à droite, le modèle avec une zone cimentée. En bas, gros plan sur la zone délimitée par le rectangle gris

On observe clairement sur cette image que le second modèle permet beaucoup plus difficilement au front de saturation de passer du puits GPK3 au puits GPK4 ; la barrière modélisée

joue pleinement son rôle.

## 9.4 Conclusion sur la modélisation de cet essai de circulation

Cette modélisation montre tout d'abord que notre modèle est capable de donner une estimation du volume de roche atteint par le fluide injecté à différents intervalles de temps. De plus, les résultats obtenus au niveau des réponses hydrauliques des puits dans les deux modèles paraîssent tout à fait satisfaisants.

La comparaison des résultats obtenus semble montrer que l'hypothèse d'une structure capacitive située entre les puits GPK3 et GPK4 n'est peut-être pas une bonne hypothèse de construction ; en effet l'introduction d'une zone peu conductive permet de raccourcir de manière non négligeable le temps de percée du fluide injecté en GPK3 au niveau du puits GPK2. La tendance générale mise en évidence par la comparaison des résultats obtenus grâce aux deux modèles montre également qu'une structure cimentée permet d'expliquer le fait que le fluide injecté en GPK3 n'est jamais observé au puits GPK4.

# Cinquième partie

# Conclusions générales

# Chapitre 10

# Conclusions et perspectives

## 10.1 A propos de la géothermie HFR

La capacité énergétique des réservoirs géothermiques HFR est insdiscutable. Des études récentes (Genter et al., 2005) ont montré qu'une telle méthode d'exploitation de la chaleur pourrait s'appliquer en de très nombreux sites, et notamment en Europe centrale. La possibilité d'exploitation et la longévité de tels systèmes de production sont encore peu connues. Cependant, le travail mené à Soultz-sous-forêts grâce à l'essai de circulation qui fût mené en 1997 dans le premier réservoir géothermique, situé à une profondeur comprise entre 2900 $m$ et 3500 $m$, a permis de montrer que cette technologie pouvait offrir des perspectives de rendement indiscutables. D'autres réservoirs en cours de développement dans le monde (notamment le site des Geysers, situé à Desert Peak, Nevada) laissent également augurer de réussites économiques. EDF participe désormais activement à la gestion et à la mise en production du site pilote de Soultz-sous-forêts, dans le double but de démontrer la viabilité économique de tels systèmes, et d'amortir les coûts de recherche et développement inhérents à ce type de travaux.

C'est aujourd'hui la **portabilité du concept** qui est à l'étude. Ainsi est-il nécessaire dans le cadre des études menées sur les sites pilotes tels que celui de Soultz-sous-forêts de multiplier les expérimentations et résultats dans le but de pouvoir établir une méthodologie visant à la création, au développement et à la mise en production de tels systèmes. L'étude présentée ici contribue à établir des conclusions valables pour tout système de type EGS, notamment en ce qui concerne la densité du fluide injecté lors des phases de stimulation des puits (chapitre 8). Nous allons dans cette conclusion rappeler les points importants mis en lumière par ce travail.

## 10.2 Quelques mots sur le code numérique

### 10.2.1 L'approche multiphasique

Les résultats obtenus lors de la résolution d'exemples dont la solution analytique est connue, comme le problème de Buckeley-Leverett ou celui de l'aquifère cotier, montrent que le fonctionnement du code numérique est tout à fait acceptable. En effet la convergence numérique à chaque itération de calcul est en général rapide, les résultats calculés sont très proches des solutions analytiques, et peu de diffusion numérique est observée. La formulation retenue, notamment grâce à l'hypothèse de Boussinesq, semble être un bon compromis entre un système

dans lequel des non-linéarités trop importantes entraineraient une convergence délicate des algorithmes de résolution, et une formulation plus stricte n'autorisant que peu de marge de manœuvre.

Cependant, l'inconvénient majeur de la formulation et de la méthode de résolution retenues est le temps de calcul nécessaire à la résolution du problème. En effet, la linéarisation des équations selon l'algorithme de Newton-Raphson permet une convergence numérique relativement sûre, mais exige des calculs de second ordre qui allongent le temps de calcul de façon non négligeable, si on compare cette méthode de résolution avec une méthode de type Picard. Ainsi la simulation séquentielle des phases de stimulation des trois puits, suivie d'un essai de circulation d'un mois prend environ 1.5 jours. Les calculs sur cinq réalisations du réseau de fractures défini dans le but d'étudier l'aspect stochastique des résultats obtenus demandent alors plus d'une semaine de calcul, durée qui ne permet donc que difficilement le test de nombreuses hypothèses de construction du réseau.

### 10.2.2 L'aspect Réseau Discret de Fractures

Malgré une variabilité stochastique importante des réponses hydrauliques du sytstème, l'approche de réseau discret de fractures ici utilisée via le code FRACAS permet la prise en compte directe de nombreux paramètres observés *in situ* pour la construction du modèle, comme l'orientation et l'importance hydraulique des fractures aux puits ou encore la densité des différentes familles de fractures modélisées. L'un des problèmes majeurs rencontré lors de ce travail est le fait que la réponse en saturation du modèle montre une très grande variabilité ; les temps de percée entre les puits par exemple peuvent varier du simple au double selon la réalisation du réseau considérée. Cependant, l'imposition de contraintes fortes au modèle étudié, comme les fractures aux puits ou bien des conditions aux limites à flux nul permet de diminuer de façon importante cette variabilité, qui peut rendre impossible l'interprétation des résultats observés. D'autre part, si on observe encore une variabilité de la saturation calculée aux puits après l'imposition de ces contraintes, cette dernière traduit une propriété intrinsèque du milieu fracturé : les chemins d'écoulements de fluide dans ce milieu sont très nombreux et très différents par leurs longueurs et temps de parcours, ce qui dans notre modèle se traduit par la faible pente des réponses en saturation des puits.

## 10.3 Conclusion sur le modèle : fiabilité et précision

Comme il a été précisé dans le paragraphe précédent, les modèles de type réseau discret de fractures permettent la prise en compte directe de nombreux paramètres observés sur le site afin de construire le modèle. Voici un inventaire exhaustif des données utilisées dans notre modèle :

- densité et orientation des fractures observées lors du forage des puits au niveau des tubages
- prise en compte de la faille de Soultz
- réponse hydraulique et analyse des densités d'évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation du puits GPK2
- logs de température des puits GPK3 et GPK4
- densité des évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation du puits GPK3
- connexion hydraulique entre GPK3 et GPK4 observée lors de la stimulation du puits GPK4

- densité, orientation et importance hydraulique des fractures intersectant les sections ouvertes des trois puits
- comportement hydraulique des trois puits lors des phases de relaxation après stimulation afin d'établir des conditions aux limites réalistes

La prise en compte de ces nombreux paramètres permet une construction réaliste de la géométrie du modèle de réseau de fractures. La phase de calage de ce dernier (chapitre 6) permet de reproduire avec une certaine précision le comportement hydraulique (réponse en pression des puits lors des différentes phases de tests), mécanique (localisation des évenements sismiques calculés) et en volume (comparaison des temps de percée observés *in situ* avec le temps d'arrivée du fluide injecté dans notre modèle) du réservoir de Soultz-sous-forêts.

## 10.4 Qu'a-t-on montré précisément ?

Les résultats obtenus lors de ce travail peuvent être situés sur deux plans. Sur un plan strictement numérique tout d'abord, l'aspect multiphasique apporte une conclusion intéressante, dans la mesure où **l'on montre que la loi cubique d'écoulement dans les fractures appliquée au réseau construit ne permet pas la modélisation d'un volume suffisant du réservoir**. En effet les résultats obtenus dans le chapitre 7 mettent clairement en évidence le fait que les temps de percée ainsi calculés sont bien trop faibles, comparés aux temps de percée observés sur le site. L'introduction de fractures utilisant une loi de type linéaire dans laquelle on peut fixer la perméabilité indépendement de l'épaisseur de la fracture permet ainsi de se rapprocher du volume estimé du réservoir, grâce à un volume de stockage dans les fractures bien plus grand.

Sur un plan physique maintenant, deux types d'étude ont été menés. Comme expliqué dans le chapitre 8, l'influence de la densité du fluide injecté lors des phases de stimulation des puits a été décrite avec précision. On montre ici d'une part que **les meilleurs résultats au niveau de la stimulation calculée ont été obtenus dans le cas de l'injection d'un bouchon de saumure**, ce qui est en accord avec la répartition de fluide injecté dans le réservoir en fonction du temps, et d'autre part que **l'injection d'un bouchon de saumure en début de stimulation modifie de façon non négligeable la décroissance en pression observée lors de la relaxation du système**. La modélisation de l'essai de circulation de l'été 2005 (chapitre 9) permet de discuter des causes de la difficile connexion hydraulique entre les puits GPK3 et GPK4. **Nos conclusions sembleraient ainsi favoriser l'hypothèse d'une structure cimentée entre ces puits** au dépend de l'hypothèse d'une structure capacitive, bien que rien de définitif n'ait été établi à ce sujet. D'autre part ce chapitre donne lieu a **une estimation de l'extension du réservoir envahi par le fluide jusqu'à trois semaines après le début de l'injection**. Cette estimation semble relativement crédible malgré le trop faible temps de percée entre les puits GPK3 et GPK4 modélisé (2 semaines environ), comparé au temps de percée observé sur le site (1 mois environ).

## 10.5 Pour aller plus loin...

On peut donc conclure que la modélisation des écoulements biphasiques dans le réservoir de Soultz-sous-forêts autorise d'intéressantes conclusions. Il faut toutefois nuancer les résultats obtenus ; en effet, toute l'étude concernant l'influence de la densité du fluide injecté a été effec-

tuée avec des densités de fluides constantes. On peut ainsi "borner" les phénomènes pouvant être observés dans la réalité, mais en aucun cas décrire l'intégralité de processus ayant lieu sur le site. Il faut souligner que sur le terrain, le fluide injecté est froid, mais se réchauffe au contact de la roche ; ainsi l'injection d'eau douce se traduit dans la réalité par la circulation près du puits d'un fluide pratiquement de même densité que le fluide en place (l'eau froide est aussi lourde que la saumure à 200°C), et plus loin du puits par la circulation d'un fluide effectivement plus léger que le fluide de formation. On met ici en évidence le fait qu'il paraît donc **indispensable de modéliser les échanges thermiques entre la roche et le fluide injecté afin de coupler l'évolution thermique du système au comportement hydro-mécanique du modèle**. Par ailleurs, un tel couplage permettrait la prise en compte d'autres types de phénomènes, comme par exemple la retractation de la matrice rocheuse au contact de l'eau froide injectée, ce qui a pour effet d'augmenter progressivement la conductivité des fractures.

# Références


Abelin, H., I. Neretnieks, S. Tunbrant, and L. Moreno (1985). Final report of the migration of in a single fracture : experimental results and evaluation. Rapport technique, Nuclear Field Safety Project. Stripa Projet Sven. Karnbransleforsorjjning Tech. Report.

Acuna, J. and Y. Yortsos (1995). Application of fractal geometry to the study of networks of fractures and their pressure transient. *Water Resources Research 31*(3), 527–540.

Allègre, C., J. L. Mouet, and A. Provost (1982). Scaling rules in rock fractures and possible implications for earthquake predictions. *Nature* (297), 47–49.

Andersson, J. and B. Dverstrop (1987). Conditional simulations of fluid flow in three-dimensional networks of discrete fractures. *Water Resources Research 23*(10), 1876–1886.

Bandis, S., A. Lumbdsen, and N. Barton (1983). Fundamentals of rock joints deformation. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. 20*(6), 249–268.

Bangoy, L., P. Bideaux, C. Drogue, R. Plégat, and S. Pistre (1992). A new method of characterizing fissured media by pumping tests with observation wells. *Journal of hydrology* (138), 77–78.

Barenblat, G., Y. Zheltov, and I. Kochina (1960). Basic concepts in theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *P.M.M. 24*(5), 852–864.

Barker, J. (1988). A generalized radial flow model for hydraulic tests in fractured rock. *Water Resources Research 24*(10), 1796–1804.

Baujard, C. (2003). Modélisation biphasique du système géothermique de soultz-sous-forets : constructions et premiers essais d'un nouvel outil de modélisation. DEA Hydrologie, Hydrogéologie, Géostatistiques et géochimie.

Baujard, C. and D. Bruel (2005). Improving a numerical tool and evaluating impact of density changes of injected fluids in the behaviour of hdr reservoir. *Proc. of 30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Baumgartner, J., D. Teza, T. Hettkamp, G. Homeier, R. Baria, and S. Michelet (2005). Electricity production from hot rocks. *Proc. of 30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Bächler, D. (2001). *Coupled Thermal-hydraulic-chemical modeling at the Soultz-sous-Forêts* HDR *reservoir*. Thèse de doctorat, ETH Zurich.

Bear, J. (1972). *Dynamics of fluids in porous media*. American Elsevier.

Bear, J. (1979). *Hydraulics of groundwater*. McGraw-Hill.

Bear, J. and G. Dagan (1964). Some exact solutions of interface problems by means of the hodograph method. *Journal of Geophysical Research 69*, 1563–1572.

Bear, J. and A. Verruijt (1987). *Modeling groundwater flow and pollution with computer programs with simple cases*. Kluwer Academic Publishers.

Billaux, D. (1990). *Hydrogéologie des milieux fracturés : géométrie, connectivité et comportement hydraulique*. Thèse de doctorat, École des mines de Paris.

Bogdanov, I., P. Adler, V. Mourzenko, and J. Thovert (2001). Single and multiphase flow through fractured porous media. *Rock Mechanics in the national interest 38*(1), 211–218.

Boulton, N. and T. Streltsova (1977). Unsteady flow to a pumped well in a fissured water-bearing formation. *Journal of Hydrogeology 45*, 257–269.

Bour, O. and P. Davy (1997). Connectivity of random fault networks following a power low falt lengh distribution. *Water Resources Research 33*(7), 1567–1583.

Bourke, P. (1987). Chenneling of flow through fractures in rock. *Proc. Int. GEOVAL-87 Syp.*. Stockholm.

Brooks, A. and A. Corey (1964). Hydraulic properties of porous media. Rapport technique, Hydraulic papers.

Brown, S. (1987). Fluid flow through rock joints : the effect of surface roughness. *Jounal of Geophysical Research 92*(2), 1337–1347.

Brown, S. (1995). Simple mathematical model of a rough fracture. *Jounal of Geophysical Research 100*(4), 5941–5952.

Brown, S. and C. Schlotz (1987). Closure of random elastic surfaces in contact. *Jounal of Geophysical Research 90*(7), 5531–5545.

Bruel, D. (1990). *Exploitation de la chaleur des roches chaudes et sèche : étude des phénomènes mécaniques, hydrauliques et thermiques au moyen d'un modèle à fractures discrètes*. Thèse de doctorat, École des mines de Paris.

Bruel, D. (1999). Modelling hydraulic jacking tests on a pre-existing fracture system. *Proc. of the International Congress on Rock Mechanics (Int. Soc. for Rock Mech. 2*, 857–862.

Bruel, D. (2005). Using the migration of induced miroseismicity as a constraint for hdr reservoir modeling. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Bruel, D. and S. Ezzedine (1993). Modeling fluid flow, mechanical coupling and geochemical interactions in fractured reservoirs : validation of modeling approaches. Rapport technique, European HDR geothermal project, CEE contract Joull-CT92-0115, rapport CIG-ENSMP LHM/RD/93/45.

Buckley, S. and M. Leverett (1946). Mechanism of fluid displacement in sands. *Trans. AIME 146*, 107–116.

Cacas, M. (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*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.

Cacas, M., E. Ledoux, G. de Marsily, A. Barbreau, B. Tillie, E. Durand, P. Feuga, and P. Peaudecerf (1990). Modeling fracture flow with a discrete fracture network ; calibration and validation. 1. the flow model. *Water Resources Research 26*(3), 491–500.

Chang, J. and Y. Yortsos (1988). Pressure transient analysis of fractal reservoirs. *Soc. Pet. Eng. Jour.* (18170), 1–13.

Charlaix, E., E. Guyon, and N.Rivier (1984). A criterion for percolation threshol in a random array of plates. *Solid State Communications 50*(11), 999–1002.

Charlety, J., N. Cuenot, C. Dorbath, and L. Dorbath (2005). Four dimensionnal velocity structure of the soults-sous-forêts geothermal reservoir during the 2000 and 2003 stimulations. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Chiles, J. (1988). Fractal and geostatistical methods for modeling a fracture network. *Mathematical geology 20*(6), 631–654.

Chilès, J. and G. de Marsily (1993). Stochastic models of of fracture systems and their use in flow and transport modeling. *flow and contaminant transport in fractured rock, J. Bear, C.F. Tsang and G. De Marsily*, 169–236.

Chin, D. and T. Wang (1992). An investigation of the validity of first-order stochastic dispersion theories in isotropic porous media. *Water Resources Research 28*(6), 1531–1542.

Cinco-Ley, H. and V. Samaniego (1981). Transcient pressure analysis for fractured wells. *J. of Pet. Tech.*, 1746–1749.

Cornet, F., T. Berard, and S. Bourouis (sept 2004). How close to failure is a natural granite rock mass at 5 km depth? *Submitted to Int. J. of Rock Mech. and Min. Sc.*.

Cornet, F. and B. Valette (1984). In situ stress determination from hydraulic injection tests data. *Journ. of Geophysical Research 89*(11), 527–537.

Crouch, S. (1976). Solution of plane elasticity problem by the displacement discontinuity method. *International Journal of Numerical Method Engineering 10*, 331–343.

Cuenot, N., J. Charlety, L. Dorbath, and H. Haessler (2005). Faulting mechanisms and stress tensor at the european hdr site of soultz-sous-forêts. *EHDRA Scientific Conference*.

Dagan, G. (1986). Statistical theory of groundwater flow and transport : pore to lalaboratory, laboratory to formation, and formation to regional scale. *Water Resources Research 22*(9), 161–180.

Dagan, G. and J. Bear (1968). Solving the problem of interface upconing in a coastal aquifer by the method of small perturbations. *J. of Hydr. Res. 6*, 15–44.

David, C. (1993). Geometry of flow paths for fluid transport in rocks. *Jounal of Geophysical Research 98*(7), 12267–12278.

Delepine, N., N. Cuenot, E. Rothert, M. Parotidis, and d. S. S. S. Rentsch a (2003). Characterization of fluid transport properties of the hdr reservoir soultz-2000 using induced microseismicity. *Journal of Geophysics and Engineering 1*, 77–83.

Dershowitz, W. (1984). *Rock joint systems*. Thèse de doctorat, Massachusetts Institute of technology.

Dershowitz, W. and H. Einstein (1988). Characterizing rock joint geometry with joint systems models. *Rock mechanics and rock engineering 21*(1), 21–51.

Dershowitz, W. and C. Fidelibus (1999). Derivation of equivalent pipe network analogues for three dimensional discrete fracture networks by the bounday element method. *Water Resources Research 35*(9), 2685–2691.

Dershowitz, W., P. Wallmann, and S. Kindred (1991). Disrecte fracture modeling for the stripa site characterisation and validation drift infow predictions. Rapport technique, Swedish Nuclear Power and Waste Management. SKB Report 91-35.

Detournay, E. (1979). The interaction of deformation and hydraulic conductivity in rock fracture. an experimental and analytical study. Rapport technique, University of Minnesota,Minneapolis. In Improved stress determination procedures by hydraulic fracturing : final report.

Dezayes, C., P. Chevremont, B. Tourlière, G. Homeier, and A. Genter (2005). Geological study of the gpk4 hfr borehole and correlation with the gpk3 borehole (soultz-sous-forêts, france). Rapport technique 53697-FR, BRGM.

Dezayes, C., A. Genter, P. Chevremont, G. Homeir, G. Hooijkaas, B. Tourlière, and G. Stein (2005). Deep seated geology of the soultz basement based on geological data of gpk3 and gpk4 wells. *EHDRA Scientific Conference*.

Duchane, D. (1995). Hot dry rock geothermal energy in the usa - moving toward a practical use. *Proc. of World Geothermal Congress*, 2613 – 2617.

Dverstrop, B. and J. Anderson (1989). Application of the discrete fracture network concept with field : possibilities of model calibration and validation. *Water Resources Research 25*(3), 540–550.

Elder, J. (1967). transient convection in a porous medium. *J. of Fluid Mech. 27*(3), 609–623.

Elsworth, D. (1986). A model to evaluate the transient hydraulic response of three-dimensional sparsly fractured rock masses. *Water Resources Research 22*(13), 1809–1819.

Evans, K., A. Genter, and J. Sausse (2005). Direct evidence that stimulation is restricted to hydrothermally altered zones. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Ezzedine, S. (1994). *Modélisation des écoulements et du transport dans les milieux fissurés : approches continues et discontinues.* Thèse de doctorat, École des mines de Paris.

Faust, C. R. (1985). Transport of immiscible fluids within and below the unsaturated zone : A numerical model. *Water Resources Research 21*(4), 587–596.

Feuga, B. (1983). Principales méthodes de reconnaissance des milieux fracturés. Rapport technique, BRGM, 83,SGN 855 EAU.

Forsyth, P., A. Unger, and E. Sudicky (1997). Nonlinear methods for nonequilibrium multiphase subsurface flow. *Advances in Wat. Res. 21*, 433–489.

Gale, J. (1975). *A numerical, field and laboratory study of flow in rocks with deformable fracture.* Thèse de doctorat, Univeristy of Berkeley, California.

Ge, S. (1997). A governing equation for fluid flow in rough fractures. *Water Resources Research 33*(1), 53–61.

Gehlar, L. and C. Axness (1983). Three dimensional stochastic analysis of macrodispresion in aquifers. *Water Resources Research 19*(1), 161–180.

Genter, A. (1989). *Géothermie Roches Chaudes et Sèches : le granite de Soultz-sous-forêts (Bas-Rhin, France). Fracturation naturelle, altérations hydrothermales, et interaction eau-roche.* Thèse de doctorat, Université d'Orléans.

Genter, A., L. Guillou-Frottier, J. Breton, C. Dezayes, E. Egal, J. Feybesse, O. Goyoneche, N. Nicol, and J. Roig (2005). Typology of hfr systems in europe. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Genter, A. and H. Tenzer (1995). Geological monitoring og gpk2-hdr borehole, 1420-3880 (Soultz-sous-forêts, france). Rapport technique, BRGM report.

Genter, A., H. Traineau, P. Chevremont, and B. L. A. Meunier (1992). Geology of the hot dry rocks granite reservoir at soultz-sous-forets (france) ; hydrothermal alteration assemblages and natural fracture network. *Resumes des communications Francaises presentees au 29ième congres geologique international.*

Gentier, S. (1986). *Morphologie et comportement hydromécanique d'une fracture naturelle dans un granit sous contrainte normale : étude expérimentale et théorique.* Thèse de doctorat, Université d'Orléans.

Gentier, S., A. Genter, B. Sanjuan, C. Dezayes, A. Hosni, G. Courrioux, S. Schwartz, J. Feybesse, L. Guillou-Frottier, N. Nicol, G. Stein, J. Qinquis, G. Braibant, M. Brach, J. Fou-

cher, C. Crouzet, A. Besse, and J. Izac (2003). Hot dry rock energy project, soultz-sous-forêts. Rapport technique 52338-FR, BRGM.

Gentier, S., X. Rachez, C. Dezayes, A. Hosni, A. Blaisonneau, A. Genter, and D. Bruel (2005). Thermo-hydro-mechanical modeling of the deep geothermal wells at Soultz-sous-forêts. *EHDRA Scientific Conference*.

Goodman, R. (1976). *Methods of geologicalendineering in discontinuous rock*. West. Publ. Company.

Graham, W. and D. McLaughlin (1989). Stochastic analysis of nonstationary subsurface solute transport : 1.unconditional moments. *Water Resources Research 25*(2), 215–232.

Gérard, A. and al. (2004). Stimulation hydraulique du puits gpk3 et tests de circulation entre les puits gpk3 et gpk2, note de synthèse). Rapport technique, GEIE Heat Mining.

Gérard, A., J. Charlety, N. Cuenot, C. Dorbath, L. Dorbath, S. G. an H. Haessler, A. Genter, C. Dezayes, Y. Geraud, and M. Rosener (2005). Elements towrd an optimal efficiency and minimu risk of microseismic nuisances for the development of the geothermal power production at soultz. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Géraud, Y., F. Surma, and M. Rosener (2005). Porosity network of soultz-sous-forêts granite : the importance of the damaged zone around faults and fractures. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Gringarten, A. and H. J. Ramey (1974). Unsteady-state pressure distributions created by a well with a single horizontal fracture, partial penetration, or restricted entry. *Soc. of Pet. Eng. J.*, 413–426.

Gringarten, A. and P. Witherspoon (sept 1972). A method of analysing test data from fractured rock aquifers. *Proc. Symp. on percolation through fissured rock*, T3B1–T3B8.

Gucanasen, V. and T. Chan (1991). A three-dimensional finite-element solution for heat and fluid transport in deformable rock masses with discrete fractures. *Proc. of the 7th Int. Conf. on Computer Methods and Advances in Geomechanics*, 1547–1552. Cairns, Australia.

Hamm, S. and P. Bideaux (1996). Dual porosity fractal models for transcient flow analysis in fissured rocks. *Water Resources Research 32*(9), 2733–2745.

Haverkamp, R., M. V. dans J. Touma, P. Wierenga, and G. Vachaud (1977). A comparison of numerical simulation models one-dimensional inflitration. *Journal of The American Soil Society 41*, 285.

Heinemann, B. (1994). Results of scientific investigations at the hdr test site Soultz-sous-forêts, alsace (1987-1992). Rapport technique, SOCOMINE report.

Helm, J. (1997). *Aléa sismique naturel et sismicité induite du projet européen RCS de Soultz-sous-forêts*. Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur - EOPGS, Strasbourg.

Helmig, R. (1997). *Multiphase flow and transport processes in the subsurface*. Springer Verlag.

Henry, H. (1959). Salt intrusion in coastal aquifers. *Journal of Geophysical Research 64*, 1911–1919.

Herbert, A., J. Gale, G. Lanion, and R. M. Leod (1991). Modeling for the stripa site characterization and validation drift inflow : prediction of flow through fractured rock. Rapport technique, Swedish Nuclear Power and Waste Management. SKB Report 91-35.

Holzbecher, E. (1998). *Modeling density driven flows in porous Media*. Berlin : Springer Verlag.

Huyakorn, P., P. Andersen, J. Mercer, and H. White (1987). Salt intrusion in aquifers : development and testing of a three dimensional finite element method. *Water Resources Research 23*, 293–319.

Huyakorn, P., S. Panday, and Y. Yu (1994). A three dimensional multiphase flow model for assessing napl contamination in porous and fractured media, 1. formulation. *Journal of Contaminant Hydrology 16*(2), 109–130.

Huyakorn, P. and G. Pinder (1983). *Computational methods in subsurface flow*. Academic Press.

Huyakorn, P. and G. F. Pinder (1978). A new finite element technique for the solution of two-phase flow trough porous mediand fractured media. *Advances in Wat. Res. 1*(16), 285–298.

Jeong, W. (2000). *Modélisation de l'influence d'une zone de failles sur l'hydrogéologied'un milieu fracturé : application au domaine du stockage des déchets nucléaires*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.

Jourde, H., P. Billaux, and S. Pistre (1998). Modélisation des écoulements en réseaux de fractures orthogonales : influence de la localisation du puits de pompage sur les rabbatements. *Bulletin de la Société Géologique de France 169*(5), 635–644.

Jung, R. (1991). Hydraullic fracturing and hydraulic testing in the granitic section of borehole gpk1, Soultz-sous-forêts. *Geotherm. Sc. and Tech. 3*, 149–198.

Kazemi, A. (1969). Fluid flow and mass transport in fractured rocks. *AM. Inst. Min. Metell.*, 245–255. New-York, USA.

Kirkpartick, S. (1973). Percolation and conduction. *Reviews of Modern Physics 45*(4), 574–588.

Kohl, T., D. Bächler, and L. Rybach (2000). Steps toward a comprehensive thermo-hydraulic analysis of the hdr test site Soultz-sous-forêts. *Proc. World Geothermal Congress 2000*. May-June 2000, 2671-2676.

Kohl, T. and J. Hopkirk (1995). "fracture" - a simulation code for forced fluid flow and transport in fractured, porous rock. *Geothermics 24*(3), 333–343.

Kohl, T. and T. Megel (2005). Numerical modeling of hydraulic stimulations at Soultz-sous-forêts. *EHDRA Scientific Conference*.

Kohl, T., T. Megel, R. Baria, R. Hopkirk, and L. Rybach (2005). Determining the impact of massive hydraulic stimulation on local microseismicity. *Proc. of World Geothermal Congress*.

Lenormand, R., C. Zarcone, and A. Sarr (1988). Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *J. of Fluid Mechanics 189*, 165.

Long, J. (1983). *Investigation of equivalent porous medium permeability in networks of discontinuous fractures*. Thèse de doctorat, University of Berekeley, California.

Long, J. and D. Billaux (1987). From field data to fracture network modeling : an example incorporating spatial structure. *Water Resources Research 23*(7), 1201–1216.

Long, J., P. Gilmour, and P. Witherspoon (1985). A model for steady-state flow in random, three dimensional networks of disk-shaped fractures. *Water Resources Research 21*(8), 1105–1115.

Long, J. and P. Witherspoon (1985). The relationship of the degree of interconnection and permeability in a fracture network. *Journal of Geophysical Research 90*, 3087–3098.

Mandelbrot, B. (1982). *The fractal geometry of nature*. WH. Freeman.

Mardia, K. (1972). *Statistics of directional data*. Academic Press.

Marsily, G. D. (1981). *Hydrogéologie quantitative*. Masson.

Matsunaga, I., H. Sugita, and H. Tao (2001). Tracer monitoring by a fiber-optic fluorometer during a long term circulation test at the hijiori hdr site. *Proc. of 26th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Matsunaga, I., N. Yanagisawa, H. Sugita, and H. Tao (2002). Reservoir monitoring by a tracer testing during a long term circulation test at the hijiori hdr site. *Proc. of 27th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

McWorther, D. and D. Sunada (1990). Exact intagral solutions for two-phase flow. *Water Resources Research 26*(3), 399–413.

Mercer, J., S. Larson, and C. Faust (1980). Simulation of saltwater interface motion. *Ground Water 18*, 374–385.

Miller, T., G. Christakos, P. Imhoff, J. McBride, J. Pedit, and J. Trangenstein (1998). Muliphase flow and transport modelling in heterogeneous and porous media : challenges and approaches. *Advances in Wat. Res. 21*(2), 77–120.

Moreno, L. and I. Neretnieks (1993). Flow and nuclide transport in fractured media : the importance of the flow-wetted surface for radio-nuclide transport. *Jour. of Cont. Hydrology* (13), 49–71.

Moreno, L. and Y. Tsang (1994). Flow chenneling in strongly heterogeneous porous media : a numerical study. *Water Resources Research 30*(5), 1421–1430.

Moriya, H., K. Nakazato, H. Niitsuma, and R. Baria (2002). Detailed fracture system of the soultz-sous-forets HDR field evaluated using microseismic multiplet analysis. *Pure and Applied Geophysics 159(1-3)*, 517–541.

Moriya, H., H. Niitsuma, and R. Baria (2003a). Estimation of fine scale structures in soultz hdr reservoir unsing microseismic multiplets. *Proc. of 28th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Moriya, H., H. Niitsuma, and R. Baria (2003b). Multiplet-clustering analysis reveals structural details within the seismic cloud at the soultz geothermal field, france. *Bulletin of Seismological Society of America*.

Neretnieks, I. (1987). Channeling in chrystalline rocks, its possible impact on transport of radionucleides from a repository. *Proc. Colloque International sur l'Impact de la physico-chimie sur l'étude, la conception et l'optimisation des procédés en milieu poreux naturel*. Nancy.

Neumann, S. (1987). Stochastic continuum representation of fractured rock permability as an alternative as an alternative to the rev and network concepts. *Proc. of the 28th U.S. Rock Mechanics Symposium*, 533–561. Rotterdam.

Neumann, S. (1988). A proposed conceptual framework and methodology for investigating flow and transport in swedish crystalline rocks. *SKB report*, 88–137.

Noorishad, J., C. Tsang, and P. Witherspoon (1992). Theorical and field studies of coupled hydromechanical behaviour of fractued rocks - 1. developpement and verification of a numerical simulator. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. 29*, 401–409.

Oda, M. (1986). An equivalent continuum model for coupled stress and fluid flow analysis in jointed rock masses. *Water Resources Research 22*(13), 1845–1856.

Palliser, C. and R. McKibbin (1998a). A model for deep geothermal brines, i : T-p-x state-space description. *Trans. in Porous Media 33*, 65–80.

Palliser, C. and R. McKibbin (1998b). A model for deep geothermal brines, ii : Thermodynamic properties - density. *Trans. in Porous Media 33*, 129–154.

Palliser, C. and R. McKibbin (1998c). A model for deep geothermal brines, iii : Thermodynamic properties - enthalpy and viscosity. *Trans. in Porous Media 33*, 155–171.

Parker, J. and R. Lenhard (1987). A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow. *Water Resources Research 23*(12), 2187–2196.

Peaceman, D. W. (1977). *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. Elsevier.

Pfender, M. and J. Graff (2005). Closed loop circulation test, 2nd report. Rapport technique, Geothermie Soultz.

Press, W. H., S. A. Teukolsky, B. P. Flannery, and W. T. Vetterling (1986). *Numerical recipies*. Cambridge University Press.

Pyrak-Nolte, L., L. Myer, N. Cook, and R. Witherspoon (1987). Hydraulic and mechanical properties of natural fractures in low permeability rock. *Proc. of 6th Int. Congress of Rock Mechanics 1*, 225–232. Rotterdam.

Pyrak-Nolte, L., D. Nolte, L. Myer, and N. Cook (1990). Fluid flow through single fractures, in barton n. and o. stephansson (eds). *Rock joints, Proc. Int. Symp. Leon, Norway, 4-6 june 1990*. Rotterdam.

Rainer, H. (1997). *Mutiphase flow and transport processes in the subsurface : a contribution to the modeling of hydrosystems*. Springer.

Revol, H. (1997). Politique énergétique de la france. Rapport technique, Senat - Agence pour l'Énergie nucléaire, RAPPORT 439 (97-98), 2ème partie - COMMISSION D'ENQUETE.

Robinson, P. (1984). *Connectivity, flow and transport in network models of fractured media*. Thèse de doctorat, St Catherine's College, Oxford University. ref TP 1072, 1984.

Rummel, F. and J. Baumgartner (1991). Hydraullic fracturing stress measurements in the gpk1 borehole, Soultz-sous-forêts. *Geotherm. Sc. and Tech. 3*, 119–148.

Sanjuan, B., P. Rose, J. Foucher, M. Brach, and G. Braibant (2004). Tracer testing at soultz-sous-forêts (france) using na-benzoate, 1.5 and 2.7-naphtalen disulfonate. *Proc. of 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Sanjuan, B., P. Rose, A. Gérard, M. Brach, G. Braibant, J. Foucher, A. Gauthier, and S. Touzelet (2005). Tracer testing using naphtalene disulfonate compounds during the stimulation opreations carried out in the gpk2, gpk3 and gpk4 wells between 2003 and 2004 at Soultz-sous-forêts, (france). *EHDRA Scientific Conference*.

Sausse, J., M. Fourar, and A. Genter (2005). Petrophysics and permeability in the soultz granite. *Proc. of World Geothermal Congress*.

Sausse, J., A. Genter, L. Leroy-Jacques, and M. Lespinasse (1998). Description et quantification des alterations filoniennes ; paleoecoulements fluides dans le granite de soultz-sous-forets (bas-rhin, france). *Bulletin de la Societe Geologique de France 169*(5), 655–664.

Sayer, C. (1990). Stress-induced fluid flow anisottropy in fractured rock. *Trans. in Porous Media 5*, 287–297.

Segan, S. and K. Karasaki (1993). Trinet : A flow and transport code for fracture networks. Rapport technique, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley, California.

Segol, G. and G. Pinder (1976). Transient simulation of salt water intrusion in south eastern florida. *Water Resources Research 12*, 65–70.

Settari, A. and K. Aziz (1990). *Petroleum reservoir simulation*. Elsevier applied science.

Shapiro, A. and J. Andersson (1985). Simulation of steady-state in three-dimensional fracture networks using the boundary-element method. *Advances in Wat. Res. 19*(5), 1953–1265.

Shapiro, S., J. Royer, and P. Audigane (1999). Large scale in-situ permeability tensor of rocks from ionduced microseismicity. *Geophysical Journal International 137*, 207–213.

Slough, K., E. Sudicky, and P. Forsyth (1999). Numerical simulation of multiphase flow and phase partitionning in discretely fractured media. *Journal of Contaminant Hydrology 40*, 107–136.

Smith, L., C. Mase, F. Schwartz, and D. Chorley (1985). Dispersion in three-dimensional fracture network. *Hydrogeology of rocks of low permeability symposium, Tucson, Arizona*.

Snow, D. (1969). Anisotropic permeability of fractured media. *Water Resources Research 5*(6), 1273–1289.

Soll, W. and M. Celia (1999). A modified percolation approach to simulating three-fluid capillary pression-saturation relationships. *Advances in Wat. Res. 16(2)*, 116,126.

Stehfest, H. (1970). Alg. 368, numerical inversion of laplace transform. *Comm. ACM 13*, 47–49.

Stephansson, O., L. Jing, and C. Tsang (1996). *Coupled Thermo-hydro-mechanical process of fractured media : developments in geotechnical engineering*. Elsevier.

Stratford, R., C. Mase, F. Schwartz, and D. CHorley (1990). Dispersion in three dimensional fracture networks. *Rock joints, Proc. Intern. Symp, Leon, Norway*, 1201–1216. in Barton N. and O. Stephansson.

Streltsova, T. (1979). Hydrodynamics of groundwater flow in fractured formations. *Water Resources Research 12*(3), 405–414.

Svensson, D. (1997). Geocrack : a coupled fluid flow/heat transfer/rock deformation program for analysis of fluid flow in jointed rocks. Rapport technique, Méchanical Engineering Departement, Kansas State University, Manhattan, KS.

Terzaghi, K. (1936). The shearing resistance of saturated soils. *Proc. of the Int. Conf. on Foundation Engineering, Graduate School of Engineering, Boston*.

Thompson, M. and L. Gehlar (1990). Numerical simulation of solute transport in three-dimensional randomly heterogenous porous media. *Water Resources Research 26*(10), 2541–2562.

Thorenz, C. (2001). *Model adaptative Simulation of Multiphase and Density Driven Flow in Fractured and Porous Media*. Thèse de doctorat, Universität Hannover.

Tijani, S. M. (1987). Viplef : Notice d'utilisation. Rapport technique, École Nationale Supérieure des Mines de Paris.

Tischner, T. and D. Teza (2005). Hydraulic characterization of the deep wells in soultz after stimulation. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

Tsang, Y., C. Tsang, V. Hale, and B. Dverstrop (1996). Flow and tracer transport in fractured media : a variable aperture channel model and its properties. *Water Resources Research 32*(10), 3077–3092.

Vahida, B. (2000). *Élements de frontière pour la modélisation thermo-hydromécanique dans les massifs rocheux fracturés*. Thèse de doctorat, École Nationale des Ponts et Chaussées.

Valley, B., C. Dezayes, A. Genter, E. Masqua, and G. Syren (2005). Main fracture zones in gpk3 and gpk4 an crosshole correlations. *Proc. of EHDRA Scientific Conference*.

van Genuchten, M. T. (1980). A closed-form equation for predicting the hydaulic conductivity of unsaturated soils. *Soil Sci. Soc. AM. J. 44*(5), 892–898.

Walsh, J. (1981). Effect of pore pressure and confining pression on fracture permeability. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. 18*, 429–435.

Warren, J. and P. Roots (1963). The behaviour of naturally fractured reservoirs. *Soc. of Pet. Eng. J.*, 245–255.

Weidler, R., A. Gérard, R. Baria, J. Baumgaertner, and R. Jung (2001). Hydraulic and micro-seismic results of a massive stimulation test at 5 km depth at the european hot dry rock test site soultz, france. *Proc. of 27th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Welge, H. (1952). A simplified method for computing oil recovery by gaz or water drive. *Trans. AIME 195*, 91–98.

Willis-Richards, J., K. Watanabe, and H. Takahashi (1963). Progress toward a stochastic rock mechanics model of engineered geothermal systems. *Journ. of Geoph. Res. 101*(B8), 17481–17496.

Wyborn, D., L. de Graaf, S. Davidson, and S. Hann (2005). Development of australia's first hot fractured rock (hfr) underground heat exchanger, cooper basin, south australia. *Proc. of World Geothermal Congress*.

Yakowitz, S. (1977). *Computational probability and simulation*. Addison-Wesley Publication Company Ed.

Zimmerman, R. and G. Bodvarsson (1996). Hydraulic conductivity of rock fractures. *Trans. in Porous Media 23*, 1–30.

Zimmerman, R., D. Chen, and N. Cook (1992). The effect of contact area on the permeability of fractures. *Jounal of Hydrology 139*, 79–96.

Zimmerman, R., S. Kumar, and G. Bodvarsson (1991). Lubrication theory analysis of the permeability of rough-walled fractures. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. 28*(4), 325–331.

# Table des figures


1.1 Production électrique mondiale en 1997 (Revol, 1997) . . . . . 10
1.2 Schéma de fonctionnement d'une pompe à chaleur . . . . . 11
1.3 Schema de principe d'un systeme HFR . . . . . 14
1.4 Schéma de rupture en cisaillement d'une fracture naturelle . . . . . 16
1.5 Température à une profondeur de 5000m (Genter et al., 2005) . . . . . 18
1.6 Situation de l'ensemble des puits forés à Soultz (vue plane et coupe Nord-Sud) . . 18
1.7 Géologie du graben du rhin à gauche ((1) sédiments Cénozoïques, (2) Cénozoïque volcanique, (3) Jurassique, (4) Trias, (5) Hercynien, (6) failles, (7) température à 1500m, (8) anomalies thermiques, (a) et (b) sediments Cénozoiques, (c) socle granitique) et corrélation des données géologiques de puits à droite (Genter et al., 2005) . . . . . 19
1.8 Évenements sismiques localisés à Soultz dans le réservoir géothermique (en haut à gauche, vue de dessus ; en haut à droite, vue d'ouest ; en bas à gauche, vue de sud ; en bas à droite, vue artistique) ; les points verts représentent la stimulation de GPK2 (en clair à gauche sur la vue d'ouest), les bleus la stimulation de GPK3 (en sombre au milieu), et les rouges la stimulation de GPK4 (à droite en clair) ; les sections ouvertes des puits sont en noir . . . . . 20

2.1 Modèle à double porosité de Warren et Root (1963). Les blocs représentent la matrice rocheuse . . . . . 25
2.2 Modèle stochastique continu . . . . . 25
2.3 Réseaux fractals de fractures dans le modèle de Acuna et Yortsos (1995). (a) réseau bidimensionnel à dimension fractale $D$ de 1.78, (b) réseau tridimensionnel à dimension fractale $D$ de 2.65 (Acuna et Yortsos, 1995) . . . . . 27
2.4 Modèle à réseau de fractures discrètes. À gauche, un réseau de fractures polygonales (Stratford et al., 1990) et à droite, un réseau de fractures circulaires (Ezzedine, 1994). 28
2.5 Modèle à chenaux (Ezzedine, 1994) . . . . . 29
2.6 Paramètres définissant une fracture . . . . . 31
2.7 Modèles conceptuels présentant une non uniformité de la densité spatiale de fracture, de gauche à droite : le modèle de poisson stationnaire, le modèle de poisson non stationnaire, le modèle de *Levy-Lee* fractal et le modèle de *war zone* (Dershowitz, 1995) . . . . . 32
2.8 Schématisation des écoulements entre deux disques interconnectés $i$ et $j$, où $h_i$ et $h_j$ sont les charges hydrauliques au centre de disques $i$ et $j$. $l_{ij}$ est le segment d'intersection et $L_i$ et $L_j$ sont les longueurs du centre de disques $i$ et $j$ au milieu du segment. . . . . 35

2.9 Exemple de deux disques i et j connectés. La largeur des liens est fonction de la longueur du segment d'intersection $l_{ij}$ et du niveau de contrainte normale effective supportée, via les coefficients de degré de séparation $\tau_i$ et $\tau_j$ (Bruel, 1990). . . . . 41
2.10 Pour deux niveaux de contrainte normale effective $\sigma_n^{'1}$ et $\sigma_n^{'2}$, on construit les largeurs $l_1$ et $l_2$ des chenaux hydrauliquement équivalents (d'après Jeong, 2000). . . . 43
2.11 Le critère de rupture de Mohr-Coulomb illustrant le rôle de la pression du fluide dans la rupture en cisaillement des fractures . . . . . 44

3.1 Exemple de relations entre la perméabilité relative et la saturation . . . . . 50

4.1 Géometrie du problème de Buckley-Leverett . . . . . 59
4.2 Conditions du front de déplacement . . . . . 61
4.3 Conditions au front de déplacement sur la courbe de débit partiel . . . . . 62
4.4 Saturation après le front d'après la méthode des caractéristiques . . . . . 63
4.5 Résultats obtenus pour le problème de buckley-Leverett ($\Delta x = 10\ m$) ; courbe rouge : résultats analytiques ; courbe noire : résultats numériques . . . . . 64
4.6 Résultats obtenus pour le problème de Buckley-Leverett ($\Delta x = 5\ m$) . . . . . 64
4.7 Géométrie d'un aquifère en milieu côtier . . . . . 66
4.8 Conditions aux limites du modèle pour définir la perméabilité du réseau . . . . . 66
4.9 Distribution des pressions lors du calcul de la perméabilité du réseau . . . . . 67
4.10 Charge en eau douce dans l'aquifère en régime permanent . . . . . 69
4.11 Saturations à un temps t de 80 jours. Le biseau de Verruijt est surimposé. En bleu à gauche, eau de mer ; en vert à droite, eau douce . . . . . 70

5.1 Orientation des fractures dans les puits de Soultz ; contours de densité des fractures en projection de Schmidt, hémisphère inférieure : (1) 10%, (2) 30%, (3) 50%, (4) 70%, (5) 90% (Dezayes et al., 2005) . . . . . 76
5.2 Orientation des fractures dans les principales sections pétrographiques dans les puits GPK3 (à gauche) et GPK4 (à droite) (Dezayes et al., 2005) . . . . . 77
5.3 Schéma structurel au niveau du toit du socle du système géothermique de Soultz-sous-forêts (d'après J.P. Cautru, 1986) . . . . . 79
5.4 Coupes interprétatives des profils sismiques 84L et 84K figurant sur le schéma structurel. Les projections des puits sont reportées (d'après J.P. Cautru, 1986 et A. Gérard, 2004) . . . . . 79
5.5 Réponse en pression du puits GPK2 lors de sa stimulation (2000) . . . . . 80
5.6 Évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation de GPK2 (en haut à gauche, vue de dessus ; en haut à droite, vue d'ouest ; en bas à gauche, vue de sud ; en bas à droite, vue artistique) . . . . . 81
5.7 Densité d'évenements sismiques enregistrés lors de la stimulation de GPK2 et localisation de la faille hypothétique mise en évidence (source R. Weidler / GEIE Soultz) . . . . . 82
5.8 Matérialisation de la zone de faille mise en évidence grâce à la stimulation de GPK2 (à gauche, vue en plan). Chaque point noir représente le centre d'une fracture du modèle . . . . . 82
5.9 Profils de température dans les puits à l'équilibre (source D. Teza / GEIE Soultz) . 83
5.10 Orientation et densité de fractures dans la section ouverte de GPK3 (C. Dezayes et al., 2005) . . . . . 83

5.11 Zone de faille mise en évidence grâce aux stimulations de GPK2 et de GPK3 et des logs de température (à gauche, vue du sud) . . . . . 84
5.12 Zone de faille prise en compte dans le modèle (à gauche, vue de dessus ; à droite, vue de nord+35). En vert, événements sismiques de la stimulation de GPK2 ; en noir, centre des fractures de la zone de faille imposée . . . . . 84
5.13 Résultats en pression de la stimulation de GPK4 (septembre 2004) . . . . . 85
5.14 Densités d'évenements sismiques (vue de l'est) en nombre d'évenements par $dam^3$ lors des stimulations de GPK3 et GPK4, et position de la zone asismique (D. Teza et B. Dyer, communication personnelle) . . . . . 86
5.15 Localisation de la faille isolant GPK4 du système GPK2-GPK3 (en bleu, évenements sismiques localisés pendant la stimulation de GPK3 ; en rouge, évenements sismiques localisés pendant la stimulation de GPK4 ; à gauche, vue en plan) . . . . 87
5.16 Vues du réseau de fracture (chaque point représente le centre d'une fracture). En haut à gauche, vue de dessus ; en bas à droite, vue artistique. . . . . 89
5.17 Exemple de conditions aux puits : les fractures stochastiques situées dans un rayon de moins de 50 $m$ du puits sont remplacées par des fractures déterministes finement maillées (Bruel, 2005) . . . . . 90
5.18 Vue de l'ouest des fractures aux puits (de gauche à droite, GPK2, GPK3 et GPK4). Le maillage triangulaire observé est un artéfact de visualisation des surfaces dû à la représentation sous GOCAD (voir figure 5.17) . . . . . 91
5.19 Courbes de relaxation de la pression au puits GPK2 après injection dans les deux réservoirs géothermiques de Soultz-sous-forêts (courbe du bas : réservoir haut, courbe du haut : réservoir profond) . . . . . 92
5.20 Conditions aux limites du modèle (vue de dessus) . . . . . 93
5.21 Différents régimes de contrainte possibles . . . . . 95

6.1 Réponse en pression de GPK2 lors de sa phase de stimulation . . . . . 98
6.2 Réponse en pression de GPK3 lors de sa phase de stimulation . . . . . 99
6.3 Réponse en pression de GPK4 lors de sa phase de stimulation . . . . . 100
6.4 Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK2 . . . . . 104
6.5 Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK3 . . . . . 105
6.6 Résultats de la modélisation de la stimulation de GPK4 . . . . . 106
6.7 Résultats obtenus pour le réseau numéro 2. À gauche, campagne de stimulation de GPK2 ; au centre, campagne de stimulation de GPK3 ; à droite, campagne de stimulation de GPK4 . . . . . 109
6.8 Résultats obtenus pour le réseau numéro 2. À gauche, résultats en pression ; à droite, résultats en saturation. De haut en bas, réseau calibré, réseau aux fractures plus fermées, réseau aux fractures plus ouvertes, débit appliqué . . . . . 110
6.9 Comparaison des résultats de la stimulation de GPK4 lors de la réduction d'ouverture de la quatrième fracture intersectant ce puits. À gauche, modèle calé (fracture de fonds du puits GPK4 ouverte de 1 $mm$) ; à droite, modèle avec fracture de fonds du puits GPK4 ouverte de 0.8 $mm$ . . . . . 111
6.10 Comparaison des résultats de la stimulation de GPK4 lors de la diminution de l'extension d'une fracture intersectant ce puits. À gauche, modèle calé (extension de la fracture du fonds du puits GPK4 de 175 $m$) ; à droite, modèle avec extension de la fracture du fonds du puits GPK4 de 150 $m$ . . . . . 112

6.11 Comparaison des résultats de la stimulation de GPK3 lors de la diminution de l'extension d'une fracture intersectant le puits GPK4. À gauche, modèle calé ; à droite, modèle avec fracture d'extension diminuée . . . . . 113
6.12 Flowlogs en GPK4 calculés dans les trois modèles. Modèle 1 : modèle calé (réseau numéro 2) ; modèle 2 : modèle avec diminution de l'ouverture de la fracture la plus profonde intersectant GPK4 ; modèle 3 : modèle avec diminution de l'extension de la fracture la plus profonde intersectant GPK4. . . . . 114
6.13 Fonctions $\tau$ et $f(\tau)$ utilisées dans le modèle et dans l'analyse de sensibilité . . . . . 114
6.14 Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, loi numéro 1 ; à droite, loi numéro 2 . . . . . 115
6.15 Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, loi numéro 1 ; à droite, loi numéro 2 . . . . . 116
6.16 Évenements de cisaillement calculés pendant les stimulations des puits sur les 5 modèles (en vert, stimulation de GPK2 ; en bleu, stimulation de GPK3 ; en rouge, stimulation de GPK3). Vues de dessus. De gauche à droite, réalisations 1 à 5. . . . 117
6.17 En haut, évenements sismiques enregistrés à Soultz-sous-forêts ; en bas, évenements de cisaillement calculés. De gauche à droite, vue de dessus, vue du sud, vue de l'ouest et vue artistique des nuages. . . . . 118
6.18 Courbes $r(t)$ obtenues pour la stimulation hydraulique de GPK2 (2000). Estimations possibles de la diffusivité : $D = 0.15\ m^2/s$, $D = 0.2\ m^2/s$ ou $D = 0.3\ m^2/s$ . 119
6.19 Courbes $r(t)$ obtenues avec les évenements de cisaillement calculés dans notre modèle. De haut en bas : stimulation de GPK2 (2000), stimulation de GPK2 (2003), stimulation de GPK4 (2004). Les courbes proposées sont les mêmes que sur la figure 6.18 . . . . . 120

7.1 Résultats obtenus pour les deux simulations. À gauche, porosité de 65% ; à droite, porosité de 85%. . . . . 122
7.2 Résultats du test de circulation mené en 2003 entre GPK3 et GPK2 . . . . . 124
7.3 Résultats de la simulation de l'essai de traceur entre GPK3 et GPK2 en 2003 . . . 125
7.4 Résultats de la simulation de l'essai de traceur entre GPK3 et GPK2 en 2003, en utilisant les lois de calcul de perméabilité linéaires . . . . . 127
7.5 Résultats de la stimulationde GPK3 en utilisant une loi linéaire pour le calcul de la conductivité des fractures de deux familles . . . . . 129

8.1 Résultats en pression au puits GPK4 pendant la phase de stimulation de ce dernier. Pour l'injection à densité variable, la densité du fluide injecté est de 1.2 pendant les six premières heures, puis de 1.06 (densité du fluide de formation) pendant le reste de la simulation . . . . . 134
8.2 Courbes de relaxation du puits GPK4 dans les trois cas étudiés . . . . . 135
8.3 Répartition de la surpression dans le réservoir par rapport à une pression hydrostatique lors de la stimulation de GPK4 à un temps $t = 72\ h$. En haut, vue de dessus, en bas, vue d'ouest. À gauche injection à une densité de 1.0, au milieu injection à une densité de 1.2 et à droite, injection à densité variable . . . . . 136
8.4 Courbes r(t) et distances de la source des évenements de cisaillement calculés obtenus lors de la stimulation de GPK4. Les courbes d'équation $\sqrt{4\pi Dt}$ sont dessinées pour $D = 0,15\ m^2/s$, $D = 0,2\ m^2/s$ et $D = 0,3\ m^2/s$, de bas en haut . . . . . 137

8.5 Comparaison des nuages sismiques (vue d'ouest) ; en vert clair, évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.0, et en rouge, évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.2 et non présents dans le premier cas . . . . . 138
8.6 Comparaison des nuages sismiques (vue d'ouest) ; les croix vertes représentent les évenements calculés en injectant un fluide de densité 1.0, et les points bleus montrent les évenements calculés en injectant un bouchon de saumure en début de stimulation . . . . . 139
8.7 Répartition de la saturation dans le réservoir lors de la stimulation de GPK4 à un temps $t = 72\ h$. En haut, vue de dessus, en bas, vue d'ouest. À gauche injection à une densité de 1.0, au milieu injection à une densité de 1.2 et à droite, injection à densité variable. L'échelle de saturation employée est représentée à droite de la figure 140
8.8 Saturation dans le réservoir, vues d'ouest . . . . . 141
8.9 Flowlogs calculés avant le premier créneau d'injection à 45 $l/s$ . . . . . 142

9.1 Données de l'essai de circulation durant l'été 2005 (Pfender et Graff, 2005) . . . . . 145
9.2 Réponses en débits, surpressions et saturation aux puits de la modélisation de l'essai de circulation de juillet 2005 . . . . . 148
9.3 Évolution de la saturation dans le réservoir lors de l'essai de circulation. En haut, vues de dessus, en bas, vues d'ouest. À gauche, une semaine après le changement de saturation dans le puits GPK3, au milieu, deux semaines après et à droite, trois semaines après ce changement . . . . . 150
9.4 Influence de la faille capacitive sur la répartition en saturation dans le modèle (trois semaines après l'injection du traceur) . . . . . 151
9.5 Réponses en débits, surpressions et saturation aux puits de la modélisation de l'essai de circulation de juillet 2005 avec le second modèle . . . . . 152
9.6 Comparaison de la répartition en saturation dans le modèle (vues de dessus dans le plan de la faille). A gauche, le premier modèle, et à droite, le modèle avec une zone cimentée. En bas, gros plan sur la zone délimitée par le rectangle gris . . . . . 153

# Liste des tableaux

1.1 Composition du fluide de formation de Soultz-sous-forêts (André et Vuataz, 2005) . 21

4.1 Paramètres utilisés dans le cas test de Buckley-Leverett . . . . . 61
4.2 Propriétés des fractures du modèle utilisé . . . . . 67
4.3 Données temporelles . . . . . 68

5.1 Tableau récapitulatif des structures composant le modèle . . . . . 88
5.2 Orientation et importance hydraulique des fractures aux puits (source BRGM) . . 90

6.1 Injectivités des puits après deux jours d'injection . . . . . 100
6.2 Ouvertures des différentes familles de fractures composant le modèle . . . . . 106
6.3 Ouvertures et extensions des fractures aux puits dans notre modèle (flux absorbés : source BRGM) . . . . . 107

7.1 Temps de percée calculés à 5 % du fluide injecté dans les puits GPK2 et GPK4 lors de la stimulation hydraulique de GPK3 . . . . . 122
7.2 Moyennes des temps de percée calculés calculés entre les puits. Ces temps sont arbitrairement fixés à $S = 0.05$ à la sortie. . . . . 123

8.1 Seuil de pression et injectivité de GPK4 en fonction de la densité du fluide injecté lors de la stimulation . . . . . 135
8.2 Nombres et profondeurs moyennes absolues et relatives des évenements sismiques calculés dans les différents scénarios d'injection . . . . . 139