AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4
Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10
http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php
http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm

Institut National
Polytechnique de Lorraine

École Nationale Supérieure de Géologie

École doctorale RP2E

Caractérisation et modélisation numériques tridimensionnelles des réseaux de fractures naturelles

- Application au cas des réservoirs -

THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 8 Juin 2006

pour l'obtention du

Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Lorraine

Spécialité Géosciences

par

Laëtitia MACÉ

Composition du jury

Rapporteurs :	Jean BORGOMANO Isabelle MORETTI
Examinateurs :	Jef CAERS Jean-Paul CHILÈS Jean-Marc DANIEL
Directeur :	Jean-Laurent MALLET

Centre de Recherches Pétrographiques et Géochimiques
Laboratoire d'Infographie et d'Analyse de Données
Rue du Doyen Marcel Roubault - 54500 Vandœuvre

Remerciements

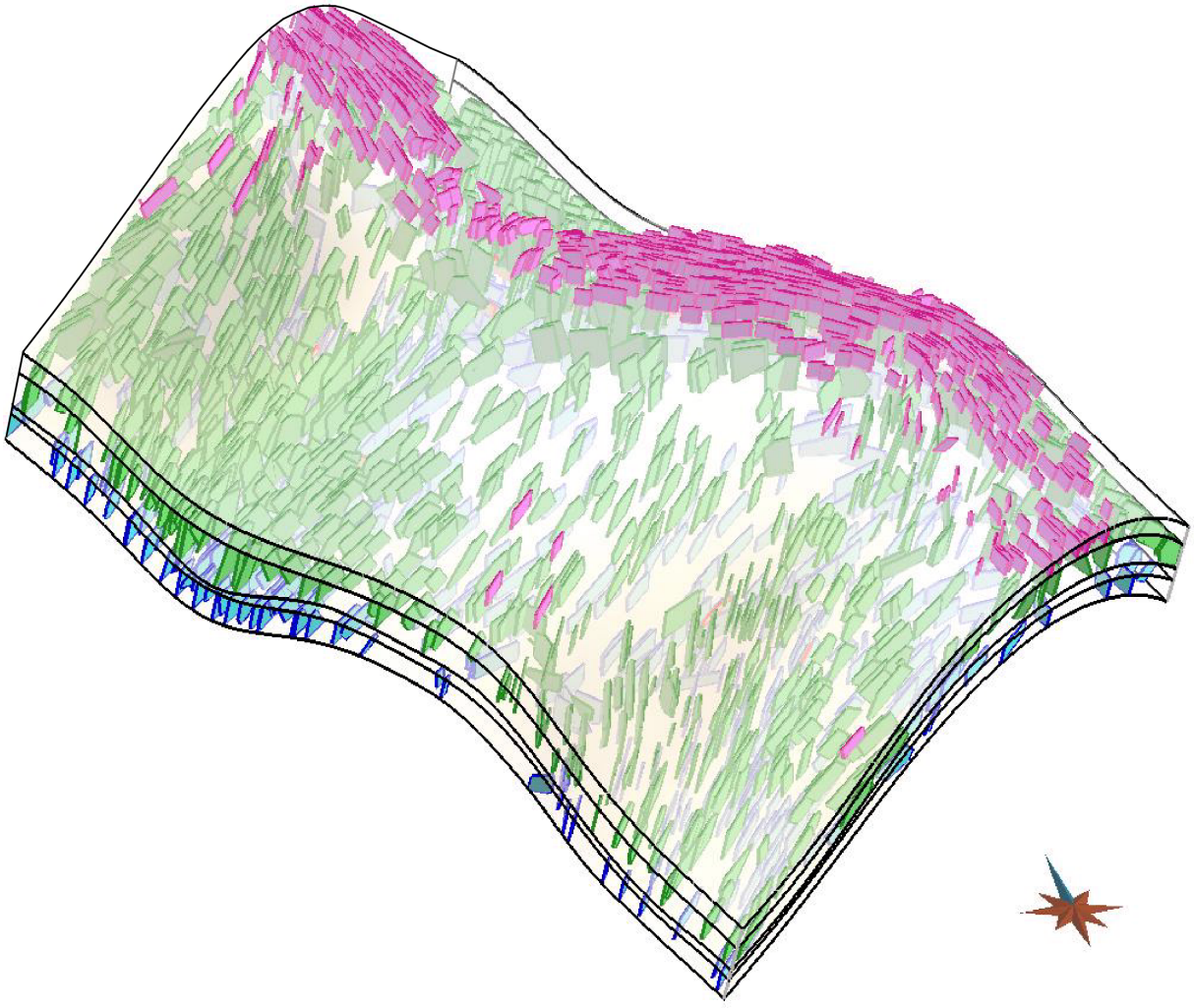
Je remercie Jean-Laurent Mallet, directeur de cette thèse, militant fanatique œuvrant pour l'insertion des mathématiques en Géosciences et notamment au sein de ces travaux. Je suis très reconnaissante à Jean Borgomano, professeur à l'Université de Provence, et à Isabelle Moretti, chercheur à l'Institut Français du Pétrole, de m'avoir fait l'honneur d'être les rapporteurs de ce mémoire. Merci également à Jef Caers, professeur à l'Université de Stanford, à Jean-Paul Chilès, professeur à l'École des Mines de Paris, ainsi qu'à Jean-Marc Daniel, de l'Institut Français du Pétrole, qui ont accepté d'être membres du jury.

Je remercie également l'ensemble des membres industriels et académiques du consortium Gocad pour avoir financé ce travail de recherche.

Je tiens à remercier particulièrement Laurent Souche (alias Souchy) pour l'impulsion qu'il a su donner à mon début de thèse mais également pour son soutien continuel durant ces années. Également, je présente un grand merci à mes relecteurs et/ou instigateurs de discussions passionnantes concernant bien entendu ces chères fractures : Sarah ma soeur de fracture et donc digne successeur à la place de fracture woman (que ton règne soit grand !), Christian pour ses mots scientifiques et d'humour toujours bien trouvés, ainsi que Bernardo consulting toujours serviable et avec qui j'ai eu grand plaisir à partager mon bureau durant ces années.

Bien évidemment, je remercie chaleureusement Mme Cugurno pour sa disponibilité, sa sympathie et son aide concernant l'environnement administratif. Merci aux thésards du labo qu'ils me succèdent Anlor, Luc notre langue de vipère, Laurent C., Marco, Pierre, ou qu'ils me précèdent Tobias le geek au romantisme allemand, Souchy, Pimu, Rémi, Emmanuel, Bruno, Guillaume, ainsi que tous les autres.

Enfin, je n'oublie pas non plus mes proches, sudistes et autres moins chanceux, pour avoir toujours su remplacer le soleil qui manque tant au pays lorrain : Tatoun, Fa, la Borsotto's family, les filles de Géoool et bien sûr toute ma petite famille.



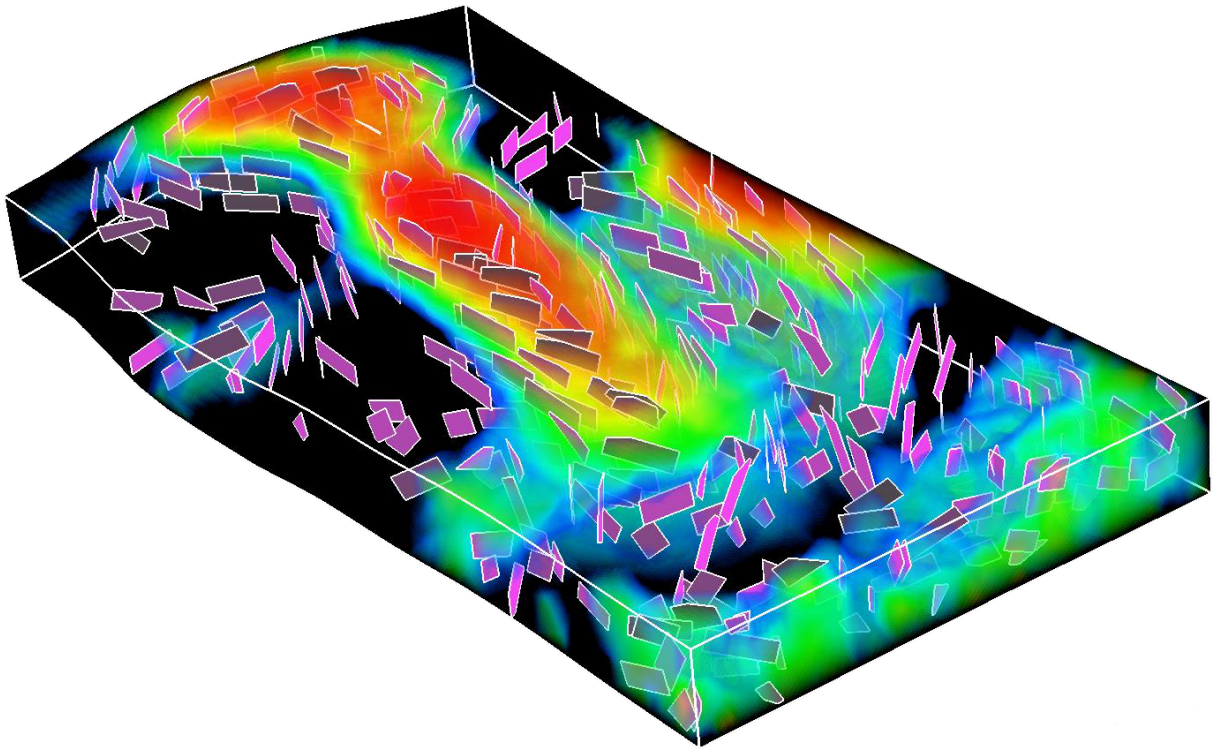


Table des matières

Introduction **1**

Chapitre I Géologie de la fracturation naturelle **5**

I.1 Définition et typologie des fractures naturelles 5

I.2 Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques 6

I.3 Connaissances théoriques de la fracturation 7

I.3.1 Description des fractures individuelles 7

I.3.2 Organisation hiérarchique structurée des fractures 13

I.4 Données statiques de fracturation 16

I.4.1 Données de puits de forage 16

I.4.2 Données de campagne sismique 18

I.4.3 Affleurements analogues 19

I.5 Conclusion 20

Chapitre II Les indicateurs structuraux de fracturation naturelle **21**

II.1 État de l'art 22

II.1.1 Approches géométriques 22

II.1.2 Approches mécaniques 24

II.1.3 Synthèse 33

II.2 Nouvelle méthode géomécanique de caractérisation des fractures tectoniques 33

II.2.1 Bases géomécaniques 34

II.2.2 Détermination d'un indicateur d'orientation des fractures 40

II.2.3 Détermination d'un indicateur d'intensité de fracturation 44

II.2.4 Application sur un modèle réel 54
II.3 Conclusion 61

Chapitre III Modélisation numérique d'un réseau de fractures géologiquement cohérent 67

III.1 État de l'art 68
III.1.1 Représentation d'un réseau de fractures 68
III.1.2 Génération d'un réseau de fractures discrètes 74
III.2 Description de la structure de réseau de fractures discrètes adoptée 76
III.2.1 Représentation d'une fracture discrète 76
III.2.2 Représentation d'un réseau de fractures 77
III.3 Simulation stochastique conditionnelle hiérarchique de réseaux de fractures discrètes 78
III.3.1 Aspect stochastique 80
III.3.2 Aspect conditionnel vis-à-vis des fractures observées 92
III.3.3 Aspect hiérarchique 93
III.4 Mise en cohérence géologique du réseau de fractures 93
III.4.1 Intersection efficace tridimensionnelle entre deux polygones 94
III.4.2 Respect des contraintes géologiques 98
III.5 Conclusion 104

Chapitre IV Analyse de la connectivité de réseaux de fractures discrètes 107

IV.1 État de l'art 108
IV.1.1 Approches analytiques, théorie de la percolation 108
IV.1.2 Approches numériques 109
IV.1.3 Synthèse 109
IV.2 Analyse numérique de la connectivité basée sur une structure de graphe . . 110
IV.2.1 Le graphe de connectivité, support de l'analyse de connectivité . . . 111
IV.2.2 Méthodes d'analyse de la connectivité 112
IV.2.3 Évaluation de paramètres influençant la connectivité de fractures . 122
IV.3 Conclusion 126

Conclusion **131**

Bibliographie **135**

Glossaire **151**

Table des figures

I.1 Orientation d'un plan de fracture dans l'espace 9
I.2 Direction de propagation des différents types de fractures relativement aux directions de contraintes principales 10
I.3 Propagation d'une fracture en couche confinée 11
I.4 Carte représentant trois systèmes de joints 12
I.5 Différents styles d'architecture typique impliquant deux systèmes de joints 15
I.6 Caractéristiques d'une fracture observée à partir d'un puits foré 17
I.7 Imagerie de puits fracturé 18
I.8 Attribut sismique géométrique de cohérence 19
I.9 Affleurement rocheux au sein d'un anticlinal fracturé 20

II.1 Les différents styles de déformation 27
II.2 Restauration séquentielle appliquée à un modèle faillé 28
II.3 Espace géologique et espace GeoChron 29
II.4 Paramétrisation GeoChron 30
II.5 Schématisation de la déformation d'une région entre deux configurations . 30
II.6 Diagramme des relations géomécaniques du modèle structural aux indicateurs de fracturation 34
II.7 Critère de rupture de *Mohr-Coulomb* 39
II.8 Association des critères de rupture de *Mohr-Coulomb* et de *Griffith* 40
II.9 Diagramme de prédiction géomécanique de l'orientation des fractures . . . 45
II.10 Incertitudes concernant les propriétés rhéologiques dans le cas du critère de *Mohr-Coulomb* 48
II.11 Modèle structural présentant des fractures observées aux puits 55
II.12 Orientation de fractures observées le long de sept puits 55
II.13 Directions de déformations principales issues d'une restauration structurale 57
II.14 Prédiction géomécanique de l'orientation des fractures 58
II.15 Déformations principales issues d'un champ de déformation hybride 62

II.16 Comparaison des probabilités de fracturation pour les cas gaussien et uniforme . . . 63
II.17 Probabilité de fracturation, indicateur structural d'intensité de fracturation 63
II.18 Probabilité de fracturation représentée sur un ensemble de sections 2D . . 64

III.1 Diversité des approches en modélisation numérique de réseau de fractures . 69
III.2 Modèle par continuum équivalent . . . 70
III.3 Représentation du modèle par réseau de chenaux . . . 72
III.4 Modèles de réseau de fractures discrètes en milieu stratifié tabulaire 75
III.5 Types de représentation d'une fracture discrète . . . 77
III.6 Modèle d'un réseau de fractures formé de deux sous-réseaux . . . 78
III.7 Représentations de réseaux de fractures discrètes de forme diverse 79
III.8 Résultats équiprobables de simulations stochastiques à densité constante, à graine variable . . . 84
III.9 Résultats de simulations stochastiques à loi de distribution d'orientation variable . . . 86
III.10 Simulation stochastique à loi de distribution d'orientation déterminée géomécaniquement . . . 87
III.11 Différentes zones d'ombre de réduction des contraintes autour d'une fracture discrète . . . 88
III.12 Impact des zones d'ombre de réduction des contraintes sur les résultats de simulations . . . 89
III.13 Simulations stochastiques intégrant le phénomène d'agrégation 90
III.14 Résultats de simulations stochastiques à densité constante, à coefficient d'agrégation croissant . . . 91
III.15 Modélisation des zones de failles endommagées par des fractures discrètes 92
III.16 Structure d'arbre octal . . . 94
III.17 Boite 3d d'une Fracture . . . 95
III.18 Condition nécessaire d'intersection des Boites 3d de deux Fractures 96
III.19 Intersections de Boites 3d de deux Fractures avec les plans de Fractures . 96
III.20 Fractures sans intersection mais satisfaisant les conditions C_1 97
III.21 Cas d'intersection de polygones de l'algorithme de Sutherland-Hodgman . 98
III.22 Auto-troncation des fractures appartenant à un même réseau. 100
III.23 Troncation entre deux réseaux de fractures relativement à leur chronologie 101
III.24 Modèle de réseau de fractures « stratabound » . . . 102
III.25 Réseaux de fractures simulés en fonction des contraintes variables dues aux limites de couches . . . 103

IV.1 Exemple de réseau de fractures illustrant différents régimes de percolation . 109

IV.2 Réseau de fractures discrètes et graphe de connectivité associé 112
IV.3 Modèle synthétique de fractures, support de présentation de sous-graphes de connection 113
IV.4 Longueur des segments d'intersection d'un graphe de connectivité 114
IV.5 Longueurs des fractures connectées d'un graphe de connectivité 114
IV.6 Coordinence des fractures d'un graphe de connectivité 115
IV.7 Ensemble des amas finis de fractures connectées entre elles 116
IV.8 Amas des fractures percolantes entre un puits injecteur et des puits producteurs 118
IV.9 Chemins optimaux de connection entre différents puits 120
IV.10 Incertitude sur la connectivité par analyse de réseaux équiprobables . . . 125
IV.11 Impact des contraintes géologiques sur la connectivité 128

1 Mise à l'échelle des transmissivités d'un graphe de connection 133
2 Évolution du front de saturation avec intégration de l'impact des fractures 134

Liste des tableaux

1 Diagramme de caractérisation et modélisation d'un réservoir naturellement fracturé 4

I.1 Géométrie des fractures au contact des limites de bancs 11

II.1 Correspondance des orientations de fractures observées et prédites, puits G1 59
II.2 Correspondance des orientations de fractures observées et prédites, puits K1 60

III.1 Méthodologie adoptée pour la simulation de réseau de fractures discrètes. . 80
III.2 Comparatif des temps d'exécution de simulations stochastiques à densité variable 85
III.3 Temps d'exécution de différents processus de troncation d'un réseau dense de fractures 104

Liste des algorithmes

III.1 Création du tableau de densité de fractures pour la simulation stochastique 82
III.2 Calcul d'intersection entre deux fractures polygonales 99
IV.1 Parcours en profondeur d'un graphe 117
IV.2 Parcours en largeur d'un graphe 117
IV.3 Chemin optimal entre deux vertex d'un graphe (Algorithme de Dijkstra) . 121

Introduction

En géologie, un réservoir est constitué d'une ou plusieurs couches sédimentaires dites productives séparées par des couches sédimentaires dites stériles. Les intérêts économiques ou environnementaux inhérents à l'exploitation de réservoirs naturels dépendent essentiellement de ses capacités (1) de stockage de matière (gaz, contaminants, etc.) et/ou (2) de production de matières premières (huile, gaz, minéraux, etc.). Aussi, afin d'estimer ces aptitudes, une caractérisation des terrains constituant ces réservoirs vise à évaluer leurs propriétés pétrophysiques (porosité ou perméabilité).

Cette caractérisation s'effectue couramment par l'intermédiaire d'une modélisation numérique constituée d'un ensemble de méthodes intégrant les connaissances et informations à disposition. Généralement, la chaîne de modélisation se décompose comme suit :

1. acquisition et traitement des *données brutes* ;
2. intégration des données traitées au sein d'un *modèle surfacique* composé de surfaces représentant les horizons et failles majeurs du volume d'étude ;
3. construction d'un *modèle volumique*, outil de discrétisation de l'espace précédemment défini en volumes élémentaires ;
4. calcul de propriétés physiques au sein du *modèle volumique*, nommé alors *modèle de propriété* ;
5. simulation de processus physiques (écoulement fluide, transfert de chaleur, etc.), évaluation de la déformation, calculs de compaction, etc. ;
6. estimation des capacités de stockage et/ou de production de matière, et mise en exploitation du réservoir.

Cependant, la majorité des réservoirs naturels présente une fracturation des roches plus ou moins dense, bien qu'elle soit ignorée dans de nombreuses études. Or, le phénomène de fracturation naturelle ainsi que ses fluctuations en nature et en intensité ont une influence considérable, positive ou négative, sur les propriétés pétrophysiques des roches. De ce fait, un réservoir naturellement fracturé présente une forte variation des conditions de production et de stockage de matière par rapport à un réservoir considéré comme non fracturé, la fracturation pouvant parfois menacer l'exploitation du réservoir. En outre, dans de nombreux domaines, la caractérisation de la fracturation naturelle est indispensable (Stearns et Friedman, 1972; National Research Council, 1996; Nelson, 2001), car :

– de nombreux réservoirs pétroliers, miniers, géothermiques et hydrogéologiques économiquement avantageux existent au sein de roches fracturées ;

- les fractures naturelles contrôlent fortement la dispersion et le stockage de contaminants ;
- la présence de fractures affecte la stabilité des structures et excavations minières et géotechniques.

Trois caractéristiques majeures expliquent ainsi l'intérêt croissant suscité par les réservoirs naturellement fracturés : l'intérêt économique, leur abondance et leur influence prépondérante sur les processus physiques.

Cet intérêt s'est alors traduit par un besoin croissant d'outils spécifiquement adaptés à l'étude de ces réservoirs problématiques. Cependant, l'état de fracturation s'avère délicat à prédire à partir des données brutes, ces informations étant soit (1) précises mais très locales (cas des données de puits et d'affleurements), soit (2) globales mais peu précises (cas des données sismiques). Aussi, de nombreuses approches, classées en deux types, proposent des solutions à cette problématique :

- des modèles numériques basés essentiellement sur des formulations mathématiques intégrant peu les connaissances géologiques disponibles. Ces modèles correspondent à des approches généralistes présentant cependant un faible réalisme géologique.
- des études de terrain basées essentiellement sur des observations très détaillées (uni- ou bidimensionnelles) dont la validité est souvent restreinte au réservoir spécifiquement étudié.

La nature complexe et tridimensionnelle du problème implique le développement de techniques de caractérisation et de modélisation numériques spécifiques afin d'appréhender et de prédire les phénomènes de fracturation dans leur ensemble. L'étude de réservoirs naturellement fracturés est alors plus complexe qu'une modélisation standard et se divise en différentes étapes (tableau 1). Plusieurs impératifs se dégagent pour répondre de façon valide à la problématique de la caractérisation de tels réservoirs :

- une représentation tridimensionnelle cohérente des fractures, objets géologiques complexes ;
- une intégration exhaustive des informations géologiques disponibles, notamment à partir des techniques d'acquisition classiques ;
- une prise en compte des incertitudes à chaque étape de la modélisation.

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre de l'étude des réservoirs naturellement fracturés avec pour objectif l'amélioration de la modélisation de la fracturation des roches et donc également de l'exploitation de ces réservoirs. Ce domaine d'étude étant excessivement vaste, nous avons concentré nos recherches sur les premières étapes de cette modélisation.

Le chapitre I, constitué d'une brève étude bibliographique, décrit la géologie des fractures naturelles, notamment au travers des connaissances théoriques et des données brutes disponibles lors de l'étude d'un réservoir naturellement fracturé. Les différentes étapes de modélisation développées au sein de nos travaux sont ensuite successivement abordées. Le chapitre II traite essentiellement de la caractérisation d'un point de vue structural, notamment par la détermination de nouveaux indicateurs de fracturation naturelle. Puis, le chapitre III décrit la modélisation synthétique de réseaux de fractures et propose une

approche discrète produisant des modèles géologiquement cohérents. Enfin, le chapitre IV constitue un premier pas vers l'évaluation des propriétés pétrophysiques en estimant la connectivité de fractures à travers différentes méthodes d'analyse.

Chacun de ces chapitres s'articulent tout d'abord autour d'une étude bibliographique spécifique, et s'oriente ensuite vers l'approche développée au sein de cette thèse. Le contexte de développement des méthodologies (algorithmes et structures de données) proposées est le logiciel de géomodélisation Gocad. Il constitue un outil d'intégration des différentes étapes de modélisation depuis le traitement des données brutes jusqu'à l'entrée des simulateurs d'écoulement.

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

Tab. 1: Diagramme général de caractérisation et modélisation d'un réservoir naturellement fracturé.

Chapitre I

Géologie de la fracturation naturelle

Sommaire

I.1 Définition et typologie des fractures naturelles 5
I.2 Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques 6
I.3 Connaissances théoriques de la fracturation 7
I.3.1 Description des fractures individuelles 7
I.3.2 Organisation hiérarchique structurée des fractures 13
I.4 Données statiques de fracturation 16
I.4.1 Données de puits de forage 16
I.4.2 Données de campagne sismique 18
I.4.3 Affleurements analogues 19
I.5 Conclusion 20

Ce chapitre décrit les principales caractéristiques géologiques et mécaniques des fractures naturelles, essentielles à la modélisation géologiquement cohérente d'un réseau fracturé complexe. Cette revue de géologie structurale présente les notions nécessaires à l'analyse d'un milieu fracturé :

1. tout d'abord la définition et la typologie des fractures naturelles,
2. puis l'impact de celles-ci sur les propriétés des roches,
3. ensuite les connaissances théoriques déterminées à partir des diverses observations de terrain et des modélisations analogiques,
4. enfin les données statiques de fracturation disponibles lors de l'étude d'un réservoir naturellement fracturé.

I.1 Définition et typologie des fractures naturelles

Les fractures sont des discontinuités mécaniques non-sédimentaires au sein d'une roche. Présentes de l'échelle microscopique à l'échelle continentale, elles possèdent un caractère ubiquiste. Trois types de fractures ont été décrits à partir de l'observation d'affleurements naturels :

- les failles : fractures de mode II (en cisaillement plan) ou III (en cisaillement transversal) accommodant le mouvement relatif cisaillant de deux compartiments. Les failles sont présentes à toutes les échelles et sont d'ouverture variable (National Research Council, 1996).
- les joints : fractures de mode I (en ouverture), typiquement organisées en famille, système puis réseau. Les joints ne présentent pas de mouvement tangentiel mesurable et leur ouverture est perpendiculaire aux parois (Price, 1966; Pollard et Aydin, 1988; National Research Council, 1996).
- les bandes de cisaillement : fractures de mode II ou III apparaissant en système anastomosé et résultant d'un mécanisme de cataclase (National Research Council, 1996).

La fracturation nécessite une approche spécifique en fonction de l'échelle d'étude. Lors de ces travaux, nous limiterons principalement notre étude à la fracturation d'échelle petite à intermédiaire (fractures ne dépassant pas quelques mètres) des roches cassantes. Notre approche inclut donc tous les types de fractures précédemment décrits tout en excluant la fracturation à grande échelle, de type faille essentiellement. Cependant, bien que d'échelle réduite, la fracturation étudiée occupe une place primordiale au sein des réservoirs naturellement fracturés.

I.2 Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques

Le phénomène de fracturation naturelle a une influence considérable, positive ou négative, sur les propriétés pétrophysiques des roches, notamment la porosité et la perméabilité (Stearns et Friedman, 1972; National Research Council, 1996; Nelson, 2001). Également, la variabilité de cette fracturation en nature (comportement conducteur ou barrière des fractures) et en intensité détermine fortement les capacités de stockage et de production de matière au sein d'un réservoir.

La porosité gouverne notamment l'aptitude et la capacité volumique de stockage d'un réservoir. Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fractures dite secondaire (Warren et Root, 1963). Cette dernière régit fortement les capacités de stockage des fractures, généralement significativement inférieures à celles de la matrice environnante.

La perméabilité détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fractures. Cette dernière est principalement fonction (Schön, 2004) :

- du degré de fracturation des roches,
- de l'état d'ouverture des fractures,
- de leur type de remplissage,
- de la connectivité du réseau de fractures,
- et de la porosité, bien que de moindre façon.

L'ouverture ou la fermeture des fractures modifient la continuité des propriétés pétrophysiques et affectent ainsi l'écoulement et le transport des fluides à travers la roche. En conséquence, la perméabilité de fractures s'avère être plus faible que celle de la matrice poreuse environnante dans le cas de fractures barrières, et plus forte dans le cas de fractures conductrices (Kessler et Hunt, 1994). Aussi, l'influence des fractures se traduit généralement par un contrôle des écoulements fluides au sein du réservoir.

L'évaluation pertinente des propriétés pétrophysiques reflétant l'impact de la fracturation est prépondérante dans le cadre de l'exploitation de réservoirs naturellement fracturés. Les différentes connaissances et données disponibles lors de l'étude de ces réservoirs constituent les premiers éléments de la chaîne de modélisation numérique menant à cette évaluation.

I.3 Connaissances théoriques de la fracturation à partir d'observations de terrain et de modèles analogiques

Les observations de terrain, pléthoriques concernant la fracturation (Pollard et Aydin, 1988; National Research Council, 1996; Nelson, 2001, et références incluses), ainsi que les simulations analogiques effectuées en laboratoire (Segall et Pollard, 1980; Withjack et Scheiner, 1982; Rives, 1992; Rives *et al.*, 1992; Renshaw et Pollard, 1995; Wu et Pollard, 1995) ont permis de mettre en évidence l'origine des fractures, leur organisation en réseau structuré ainsi que leurs caractéristiques.

Notamment, la description statique des fractures nécessite une hiérarchisation de concepts :

- du plus élémentaire, la fracture individuelle,
- à des intermédiaires, la famille puis le système de fractures,
- jusqu'à celui plus global de réseau.

I.3.1 Description des fractures individuelles

La genèse et les caractéristiques des fractures individuelles dépendent de (Hobbs, 1967; Narr et Suppe, 1991; National Research Council, 1996) :

- les propriétés mécaniques des roches : la lithologie environnante, la minéralogie, la porosité ainsi que le type de réseaux poreux sont déterminants dans l'initiation du processus de fracturation. Une roche compétente (grès, conglomérat, calcaire, dolomie, etc.) transmet les contraintes en les accommodant par déformation puis par rupture. Une roche ductile (schistes, argile, marne, etc.) présente peu de fractures car, elle s'étire, se gonfle mais ne se rompt pas (ou rarement).
- la présence avoisinante de fractures ou de toutes autres hétérogénéités : les discontinuités existant au sein d'une masse rocheuse altèrent significativement la distribution locale des contraintes.

– l'intensité des contraintes appliquées : la fracturation tectonique correspond à un comportement élastique-fragile des roches. Au-delà d'un certain seuil d'élasticité, le phénomène de fracturation s'initie.

La description des fractures individuelles se décompose en deux parties distinctes :

1. une description statique des paramètres de fractures issus de mesures quantitatives de terrain ;
2. une connaissance dynamique issue des observations qualitatives de terrain et de simulations analogiques.

I.3.1.1 Description statique d'une fracture individuelle

La description tridimensionnelle de chaque fracture individuelle repose sur la mesure de ses caractéristiques géométriques : sa position et son orientation dans l'espace, ses dimensions et son ouverture, ainsi que sa forme et son type de remplissage.

La position spatiale d'une fracture est définie par la position de son centre de gravité. Elle est souvent assimilée sur le terrain au centre de gravité de sa trace. La trace est l'intersection de la fracture avec une surface spécifique (une surface d'affleurement rocheux, une paroi de puits de forage, etc.).

L'orientation d'une fracture est définie par son pendage α et son azimut β (figure I.1). L'azimut correspond à l'angle formé par le Nord et la ligne d'intersection du plan de fracture avec un plan horizontal. Le pendage (ou inclination, plongement) correspond à l'angle aigu mesuré entre le plan de fracture et le plan horizontal. De nombreuses conventions existent pour exprimer la mesure de ces deux angles. La convention nord-américaine suivante est communément adoptée :

– les deux angles sont exprimés en degré ;
– la valeur de l'azimut est mesurée entre 0° et 360° dans le sens horaire à partir du Nord.
– la valeur du pendage est mesurée entre 0° et 90°.

Les dimensions d'une fracture peuvent être millimétriques (micro-fracture), décimétriques (fracture mineure), hectométriques voire kilométriques (fracture majeure).

L'ouverture d'une fracture, typiquement millimétrique, est variable sur l'ensemble de la fracture. Ces variations locales provoquent des modifications des écoulements généralement négligées lors de l'analyse hydrodynamique à l'échelle d'un massif fracturé. À l'affleurement, les fractures naturelles présentent des surfaces généralement régulières, planes et souvent couvertes d'une patine d'altération, tandis qu'en sub-surface les surfaces de fractures sont généralement irrégulières.

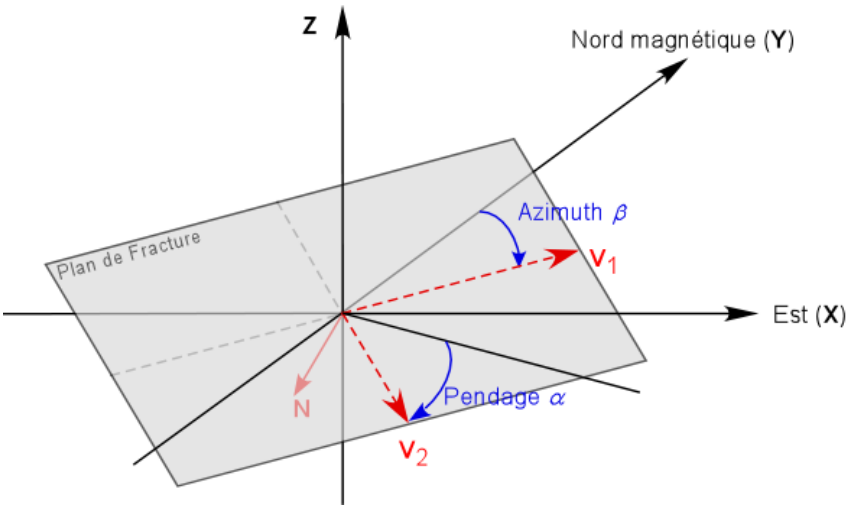


Fig. I.1: Orientation dans l'espace d'un plan de fracture défini soit par deux angles (pendage α et azimut β) soit par deux vecteurs $(V1, V2)$ formant, avec le vecteur normal au plan de fracture N, une base orthonormale $\mathcal{B} = (V1, V2, N)$.

Le type de remplissage inclut la description du remplissage entre les parois de la fracture. Lorsqu'une fracture est non-cimentée et ne contient aucune minéralisation, elle est définie comme « ouverte » et permet le passage des fluides entre ses parois. Une fracture cimentée par une minéralisation secondaire (telle que du quartz, de la calcite, etc.) est dite « fermée » ; elle constitue une barrière à tout écoulement hydraulique. Il existe également des fractures partiellement cimentées, dites « semi-ouvertes » au sein desquelles un écoulement de fluide peut se produire.

I.3.1.2 Description dynamique du processus de fracturation individuelle

Une description statique détaillée de facteurs géométriques reste insuffisante pour réaliser une caractérisation réaliste des fractures individuelles. En effet, les fractures sont également issues d'un processus dynamique décomposé en deux grandes phases :

1. une phase d'initiation et de propagation,
2. suivie d'une seconde phase d'interaction et de terminaison.

Les observations de terrain ainsi que les simulations analogiques précédemment citées ont permis de mettre en évidence ces étapes majeures.

Une approche complète du processus dynamique de fracturation est développée, notamment à travers de nombreuses études de terrain, par Cosgrove et Engelder (2004).

a- Initiation et propagation

Les fractures se forment au sein d'une roche ne résistant plus à la contrainte in situ. L'origine de cette contrainte peut être lithostatique (forces gravitaires), une forte pression de fluide, des forces tectoniques ou un chargement thermique (Ramsay, 1967; National Research Council, 1996). Les direction et longueur de propagation de la fracture initiée sont

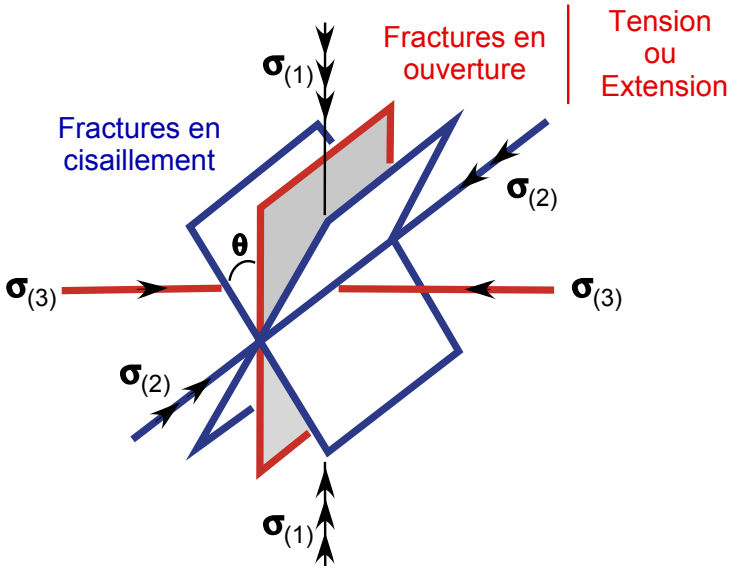


Fig. I.2: Direction de propagation des différents types de fractures relativement aux directions de contraintes principales $\sigma_{(1)}$, $\sigma_{(2)}$ et $\sigma_{(3)}$.

alors conditionnées par le champ de contraintes locales ainsi que par la résistance intrinsèque de la roche encaissante (Huang et Angelier, 1989; Ji et Saruwatari, 1998).

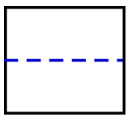
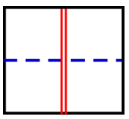
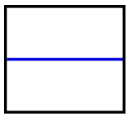
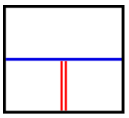
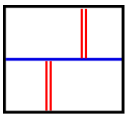
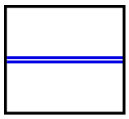
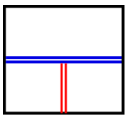
Dans le cas de fractures en ouverture, la propagation s'effectue perpendiculaire à la direction de contrainte compressive minimale (figure I.2), d'où le parallélisme approximatif des joints contemporains (Rives, 1992; Nelson, 2001). Concernant les fractures conjuguées (en cisaillement), elles forment un angle aigu θ avec la direction de contrainte compressive moyenne (Nelson, 2001) (figure I.2).

b- Interaction et terminaison

Le mode de propagation et de terminaison détermine la forme finale des fractures. Leur croissance se commence toujours de manière circulaire ou elliptique. Cependant, des interactions avec d'autres singularités géologiques, telles que des limites de couches sédimentaires ou d'autres fractures, peuvent avoir un impact sur leur forme définitive.

b-1 Interaction avec des limites de couches sédimentaires

Au sein de roches sédimentaires stratifiées, des fractures en ouverture ont été observées dans différentes configurations : au contact des bancs, elles peuvent soit être arrêtées, soit les traverser avec ou sans décalage (Hegelson et Aydin, 1991; Ruf *et al.*, 1998; Cooke et Underwood, 2001; Wilkins *et al.*, 2001; Cooke *et al.*, 2006) (tableau I.1). Lorsque le front de propagation atteint une limite de bancs, la fracture s'étend alors plus latéralement en suivant le plan de stratification et prend une forme quasi-rectangulaire (Wu et Pollard, 1995; National Research Council, 1996; Gringarten, 1997) (figure I.3). Ceci est dû à la diminution de l'énergie de propagation à l'approche d'une interface rocheuse plus résistante ou plus compressible (Pollard et Aydin, 1988). Les joints peuvent également traverser les contacts entre bancs sous réserve que les différentes couches aient des pro-

Résistance de la roche	Mode de propagation
Forte	 Aucune  Propagation
Modérée	 Glissement - Ouverture  Arrêt  Décalage
Faible	 Glissement - Ouverture  Arrêt

Tab. I.1: Géométrie des fractures au contact des limites de bancs en fonction de la résistance de la roche encaissante. Les limites de bancs et les fractures sont représentées en bleu et rouge respectivement. Modifié d'après Cooke et Underwood (2001).

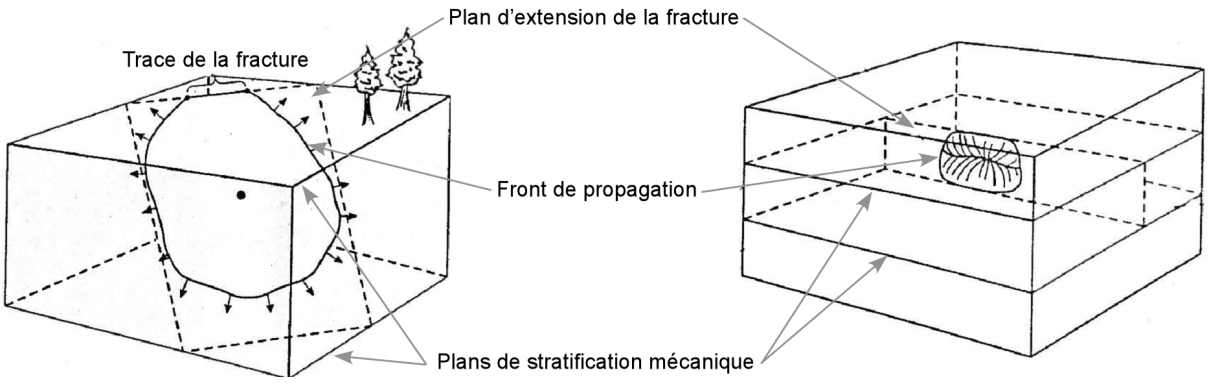


Fig. I.3: Propagation d'une fracture en couche confinée. Modifié d'après Twiss et Moores (1992).

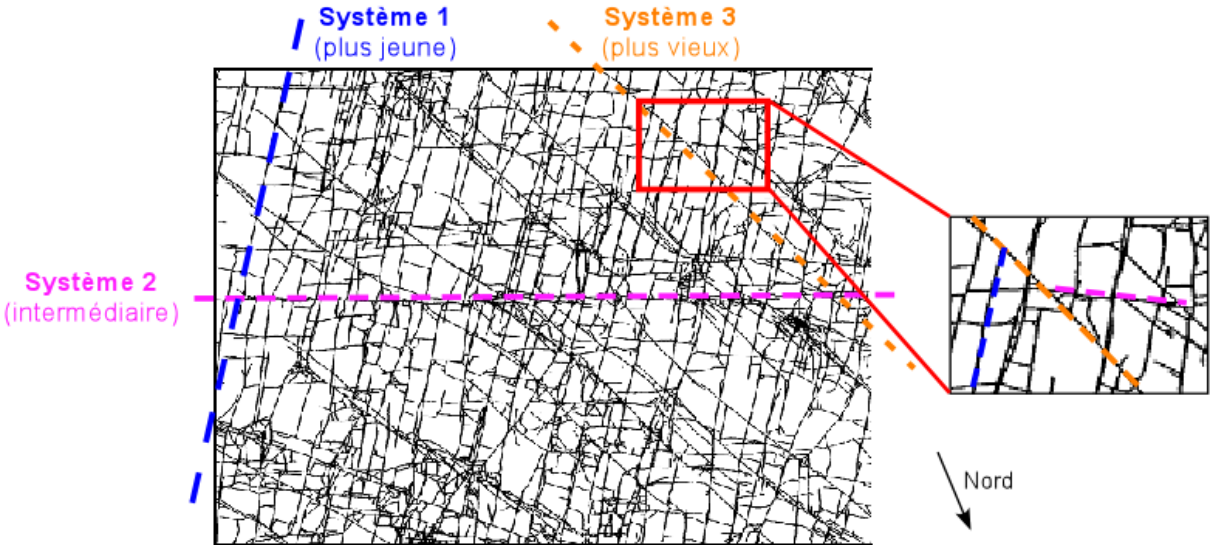


Fig. I.4: Carte représentant trois systèmes de joints, coupe au sein d'un banc de grès, Whinney Hill Quary. Modifié d'après Gillespie *et al.* (1993).

priétés mécaniques similaires et qu'elles soient en cohésion de façon à éviter un glissement le long de l'interface (Hegelson et Aydin, 1991; Cooke et Underwood, 2001). Certains auteurs préfèrent l'utilisation du concept de stratification mécanique à celui de stratification sédimentaire afin de décrire les diverses interactions avec les fractures (Narr, 1991; Gross *et al.*, 1997; Cooke *et al.*, 2006). Une couche mécanique est constituée de terrains présentant des propriétés mécaniques similaires. Elle est généralement, mais pas toujours, homogène en terme de lithologie : elle peut être composée d'une ou plusieurs couches sédimentaires.

b-2 Interaction avec d'autres fractures

Les fractures interagissent mécaniquement : une fracture peut s'arrêter soit au contact soit à une distance spécifique des autres fractures (Dershowitz, 1988; Narr, 1991) (figure I.4). Une simple terminaison par extinction peut également se produire à l'extrémité d'une fracture (Narr, 1991).

D'après les modèles analogiques de matériaux composites fragiles/ductiles, un joint préexistant crée une « zone d'ombre de réduction des contraintes »[1] à son alentour, causée par un relâchement des contraintes de tension (Price, 1966; Hobbs, 1967; Pollard et Aydin, 1988; Huang et Angelier, 1989; Ji et Saruwatari, 1998; Bai et Pollard, 2000; Bourne et Willemse, 2001; Sagy *et al.*, 2001). La notion d'anti-agrégation[2] est également employée pour décrire ce phénomène (Ackermann et Schlische, 1997). Un caractère fractal (autosimilarité à toute échelle) (Mandelbrot, 1983) se dégage du fait de cette interaction entre fractures : quelle que soit l'échelle d'observation, les fractures présentent des similitudes (Bonnet *et al.*, 2001, et références incluses). Le phénomène de fracturation, notamment l'évolution de la densité de fracturation à travers les échelles, est souvent étudié par une

[1] *stress reduction shadow zone*
[2] *anti-clustering*

approche fractale. La dimension fractale associée à la distribution spatiale des fractures est également mise en relation avec leur taille dans de nombreuses études (Allègre *et al.*, 1982; Marrett et Allmendinger, 1991; Gauthier et Lake, 1993; Castaing *et al.*, 1996; Odling, 1997; Bour et Davy, 1999; Bonnet *et al.*, 2001; Darcel *et al.*, 2003a). Notamment, Bour et Davy (1999) ainsi que Darcel *et al.* (2003a) établissent empiriquement une corrélation entre la taille d'une fracture et la distance moyenne de son centre à son plus proche voisin :

$$d(l) \quad \sim \quad l^{\,\beta}$$

où : l : longueur de la fracture
$d(l)$: distance moyenne entre le centre de la fracture et son plus proche voisin
β : exposant de corrélation, lié à la dimension fractale.
$0 < \beta < 1$, de valeur souvent proche de 0.3.

(I.1)

Après un examen approfondi de la littérature, Bonnet *et al.* (2001) montre que, d'après les observations de terrain, la dimension fractale associée à la densité de fractures peut prendre une large gamme de valeur principalement proche de 2.0, ceci indépendamment du type de fracturation observé. Cependant, certaines observations ont mis en doute la généralisation du caractère fractal des fractures (Wilson, 2001), une étude préalable à chacun des sites est donc préconisée afin de s'assurer de la validité de cette hypothèse (usuellement par la méthode du « comptage de boîtes »[3]).

En conclusion, dus aux hétérogénéités pétrophysiques des roches et aux mécanismes d'interaction entre fractures, trois principaux types de joints peuvent être distingués :
- les joints s'arrêtant aux limites de couches, de forme quasi-rectangulaire ;
- les joints stoppés par d'autres joints, de forme polygonale ou quasi-rectangulaire ;
- les joints simplement terminés, de forme circulaire ou elliptique.

I.3.2 Organisation hiérarchique structurée des fractures

I.3.2.1 Famille de fractures

Du fait de leur origine mécanique, les joints n'existent jamais seuls mais appartiennent toujours à une famille. Une famille de fractures est un ensemble structuré de fractures partageant nécessairement une origine génétique commune ainsi que des caractéristiques de fracturation similaires (telles que l'orientation, les dimensions, l'espacement, etc.). Ces dernières peuvent être décrites quantitativement par des lois de distribution dont le type dépend directement de la caractéristique (National Research Council, 1996). De nombreuses études ont ainsi été menées afin de déterminer le type de loi adéquat à chacune de ces caractéristiques, essentiellement à partir de mesures effectuées sur des affleurements analogues (Price, 1966; Hobbs, 1967; Ladeira et Price, 1981; Narr et Suppe, 1991; Gillespie *et al.*, 1993; Pickering *et al.*, 1995; National Research Council, 1996; Bonnet *et al.*, 2001). Ladeira et Price (1981) relient l'espacement des joints à l'épaisseur des bancs en système

[3] *box counting method*

stratifié ainsi qu'aux propriétés mécaniques des roches. Les caractéristiques d'une famille de fractures peuvent varier localement en fonction de la lithologie environnante et des propriétés pétrophysiques associées.

Les fractures au sein d'une même famille présentent essentiellement deux types d'organisation :

- les fractures de grandes dimensions, généralement de faible densité, sont essentiellement distribuées de façon hétérogène au sein du volume rocheux ;
- les joints de faibles dimensions forment souvent des amas[4] organisés autour des fractures majeures.

Sagy *et al.* (2001) décrivent les caractéristiques d'une famille de fractures organisées en amas :

- développement simultané de très nombreuses fractures en ouverture, étroitement espacées et présentant de nombreux branchements ;
- développement d'ensemble de joints pseudo-conjugués ;
- relation de conjugaison entre fractures fermées.

Cependant, la forte densité des joints en amas observée par Sagy *et al.* (2001) est en contradiction avec le concept de « zone d'ombre de réduction des contraintes ». D'autres mécanismes permettraient d'expliquer ces observations de haute densité de fracturation. Ainsi, Ladeira et Price (1981) proposent une fracturation hydraulique répétée pour interpréter ces faits ; tandis que Becker et Gross (1996) suggèrent plutôt une forte augmentation des contraintes locales. Néanmoins, une meilleure compréhension de ce processus géologique est à ce jour toujours nécessaire.

I.3.2.2 Système de fractures

Un système de fractures est constitué de l'ensemble des familles de fractures ayant une origine génétique commune (i.e. conséquentes d'un même épisode tectonique ou sédimentaire), mais ne partageant pas nécessairement des caractéristiques de fracturation similaires. Les fractures d'un même système sont la conséquence de l'application d'un champ de contrainte commun. Par ailleurs, les caractéristiques de fracturation peuvent être modifiées localement dans le cas de fractures tectoniques liées à :

- une faille majeure : le mouvement d'une faille majeure perturbe localement le champ de contrainte. Elle favorise ainsi la formation d'une intense fracturation secondaire de petite échelle présentant une orientation spécifique : souvent parallèle ou perpendiculaire à la faille majeure (Blès et Feuga, 1996; Du et Aydin, 1996; National Research Council, 1996; Ackermann et Schlische, 1997; Kattenhorn *et al.*, 2000; Nelson, 2001; Peacock, 2001).
- un pli : des systèmes de fractures sont reliés géométriquement et mécaniquement aux plis formés au sein de roches compétentes (Price, 1966; Ramsay, 1967; Blès et Feuga, 1996).

Ces perturbations locales, au sein d'un même système, se répercutent alors dans la définition des différentes familles de fractures.

[4] *cluster*

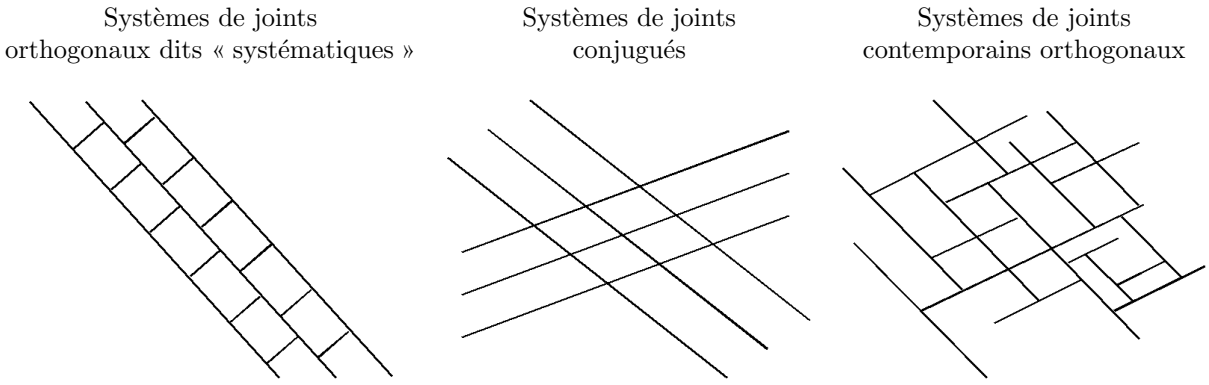


Fig. I.5: Différents styles d'architecture typique impliquant deux systèmes de joints.

Par ailleurs, l'étude de certains réservoirs naturellement fracturés a permis de mettre en évidence les interactions des fractures d'un même système avec les limites de couches sédimentaires, comme souligné précédemment. Odling *et al.* (1999) définissent ainsi deux types antagonistes de systèmes de fractures :

- un système confiné au sein de couches sédimentaires, dit système « *stratabound* » ;
- et un système recoupant les limites de couches sédimentaires, dit système « *non-stratabound* ».

Tout système de fractures peut alors être défini comme une combinaison de ces deux systèmes extrêmes (Odling *et al.*, 1999).

I.3.2.3 Réseau de fractures

La formation d'un système de fractures favorise et contrôle l'initiation de systèmes additionnels par le développement de zones de concentration des contraintes assimilables à des zones de barrières au cours des phases tectoniques ou sédimentaires suivantes. Ces systèmes de fractures s'entrecroisent alors pour former un réseau (figure I.4). Aussi, il existe une très large gamme de configurations possibles en ce qui concerne la structure géométrique relative à de multiples systèmes (Pollard et Aydin, 1988; Ruf *et al.*, 1998; Fabbri *et al.*, 2001; Eyal *et al.*, 2001) (figure I.5). Plusieurs caractères spécifiques permettent de déterminer la chronologie relative des différents systèmes : les relations d'arrêt et interactions entre fractures, ainsi que le développement de joints secondaires dus au déplacement cisaillant entre ceux préexistants (Twiss et Moores, 1992).

Un réseau de fractures peut être formé de différents systèmes (figure I.5) :

- systématiques, dont la chronologie relative est évidente : les joints arrêtés appartiennent à un épisode tardif ;
- et/ou conjugués, dont la chronologie relative est parfois plus délicate à déterminer, les systèmes conjugués pouvant être formés durant un ou plusieurs épisodes géologiques (Pollard et Aydin, 1988; Ruf *et al.*, 1998; Bourne et Willemse, 2001; Eyal *et al.*, 2001; Fabbri *et al.*, 2001) ;
- et/ou orthogonaux, les fractures de ces systèmes présentent une chronologie similaire.

Les interactions entre systèmes ont une influence déterminante sur l'espacement, le phénomène d'agrégation[5], les dimensions des joints et de ce fait sur leur connectivité (National Research Council, 1996).

L'ensemble de ces informations qualitatives disponibles à partir d'observations de terrain permet l'enrichissement des données quantitatives en assurant leur complémentarité.

I.4 Données statiques de fracturation

Deux types de données de fracturation peuvent être disponibles lors de l'étude d'un réservoir fracturé :

- d'une part, des données statiques décrivant les caractéristiques des fractures,
- d'autre part, des données dynamiques (obtenues notamment à partir de données de production, de tests de puits) décrivant les propriétés hydrodynamiques modifiées par la fracturation.

Intégrées lors des simulations numériques d'écoulement, et donc situées en aval du champ d'étude de nos travaux, les données dynamiques ne seront pas détaillées. Les méthodes d'acquisition des données statiques de fracturation sont diverses, elles sont obtenues à partir :

- de données de puits de forage,
- de campagnes sismiques,
- ou d'affleurements analogues.

Ces informations quantitatives et/ou qualitatives ont un degré de fiabilité très hétérogène.

I.4.1 Données de puits de forage

Les fractures peuvent être détectées à partir de données de puits par des méthodes :

- directes : par l'observation et l'analyse de carottes de forage, ou par l'utilisation de caméras à l'intérieur d'un trou de forage ;
- ou indirectes : par l'interprétation des imageries de puits.

Ce type de donnée est performant dans la mesure de la fracturation de petite échelle (sub-sismique), c'est-à-dire de fractures de type joint ou bandes de cisaillement.

I.4.1.1 Les carottes de forage

Seules les carottes de forage permettent d'obtenir des mesures effectives et précises de la fracturation sub-sismique. Cependant, leur récupération, puis leur analyse constituent des étapes particulièrement longues, coûteuses et délicates. En effet, des dommages induits par le forage, une érosion préexistante ou une fracturation trop intense peuvent altérer la cohésion de la roche et rendre ainsi les carottes inexploitables. Cependant, celles-ci fournissent précisément toutes les caractéristiques des fractures, hormis leurs dimensions (figure I.6). Elles permettent également d'obtenir une mesure directe des propriétés pé-

[5] *clustering*

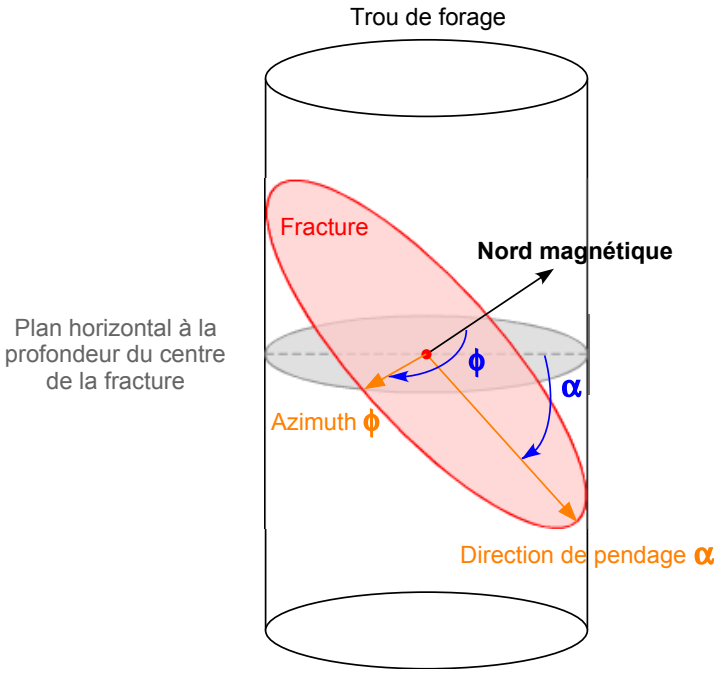


Fig. I.6: Caractéristiques d'une fracture observée à partir d'un puits foré : la position spatiale, l'orientation, le type de remplissage, l'ouverture.

trophysiques des roches et de calibrer les logs géophysiques, bien que ceci soit limité à l'échelle de la carotte.

I.4.1.2 L'imagerie de puits

Sensibles aux variations de lithologie, porosité et saturation de fluide, les logs de puits conventionnels ne permettent pas d'identifier la fracturation sub-sismique. Typiquement, ces outils de logging n'enregistrent que les effets indirects de l'existence de fractures ouvertes. Cependant, la combinaison des informations fournies par de nombreux logs (log sonic, caliper, de densité, de résistivité, etc.) permet la localisation de zones de fractures. Des techniques de logging plus récentes et sensibles (Formation MicroScanner FMS, ou Formation MicroImager FMI, ou Borehole Televiewer BHTV) fournissent des informations supplémentaires nécessaires à la caractérisation d'un réseau fracturé (Luthi et Souhaite, 1990; Finkbeiner *et al.*, 1997; Tamagawa *et al.*, 2002; Wu et Pollard, 2002; Tamagawa et Tezuka, 2004) (figure I.7).

L'échantillonnage fourni par les données de puits représente un volume limité et, de ce fait, aléatoire du massif rocheux fracturé ; il n'est qu'une représentation subjective de la fracturation sub-sismique. Les inconvénients de cette vision biaisée résident dans son unidimensionnalité et son unidirectionnalité dans l'espace. De nombreuses techniques ont été développées pour palier cet inconvénient concernant les caractéristiques de fractures suivantes :

– la densité (Pickering *et al.*, 1995; Mauldon *et al.*, 2001; Rohrbaugh *et al.*, 2002; Wu et Pollard, 2002; Fouché et Diebolt, 2004; Peacock, 2006),

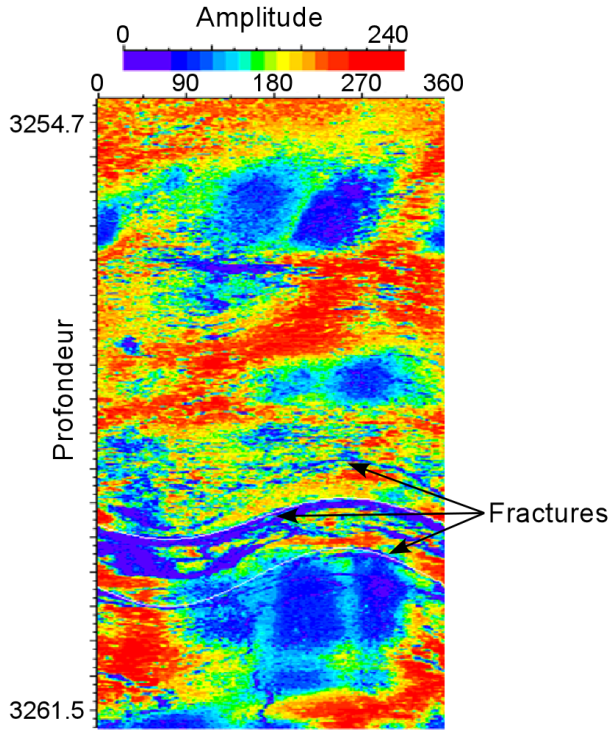


Fig. I.7: Imagerie de puits fracturé (type BHTV) mettant en évidence la présence et les caractéristiques de fractures.

- l'orientation (Terzaghi, 1965; Hudson et Priest, 1983; Silliman et Berkowitz, 2000; Van Dijk *et al.*, 2000; Peacock *et al.*, 2003; Fouché et Diebolt, 2004)
- les dimensions (Mauldon *et al.*, 2001; Rohrbaugh *et al.*, 2002; Özkaya, 2003; Özkaya et Mattner, 2003; Fouché et Diebolt, 2004).

De ce fait, l'étude de la pluridimensionnalité d'un réseau fracturé doit également inclure des informations complémentaires à la résolution élevée des données de puits trop ponctuelles.

I.4.2 Données de campagne sismique

La fracturation à grande échelle (sismique) est visible grâce aux techniques d'imagerie sismique bi- ou tridimensionnelle. Mesure indirecte et distante des propriétés pétrophysiques des roches, la réflexion sismique aide à la compréhension générale de l'organisation tridimensionnelle d'un réseau de fractures. Toutefois, sa faible résolution (précision plurimétrique pour des méthodes perfectionnées de traitement du signal) ne permet que la détection de fractures sismiques, c'est-à-dire de failles de grande échelle. Néanmoins, la fracturation sub-sismique peut causer une anisotropie dans la réponse sismique lorsqu'un système de fractures prédomine sur les autres, celui-ci étant également non-aligné avec tout autre caractéristique anisotrope (stratification sédimentaire ou autre). Après avoir déterminé les propriétés pétrophysiques de la matrice rocheuse et les propriétés hydrody-

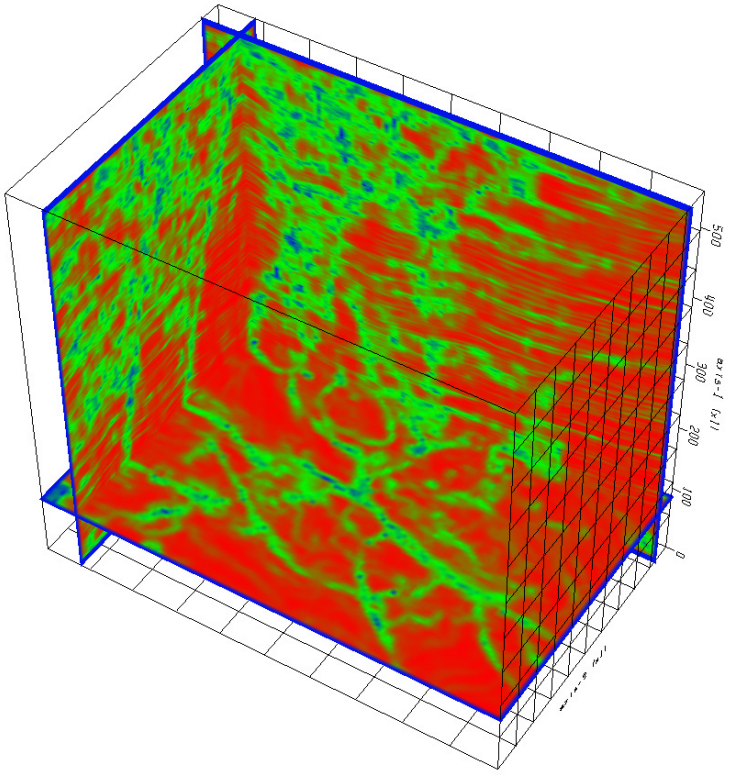


Fig. I.8: Attribut sismique géométrique de cohérence, utile à la caractérisation de la fracturation.

namiques des fluides en place, de nombreux attributs sismiques (instantanés : amplitude, phase, fréquence ; géométriques : pendage, courbure, similarité (vitesse, cohérence, semblance)) peuvent être calculés (Taner, 2001; Bloch *et al.*, 2003) (figure I.8), puis combinés pour être mis en relation avec les caractéristiques de la petite fracturation (Hudson, 1981; Pyrak-Nolte, 1996; Gray et Head, 2000; Parney et La Pointe, 2002; Li *et al.*, 2003; Shen et Li, 2004).

I.4.3 Affleurements analogues

La sélection d'un affleurement rocheux considéré comme analogue à la formation de sub-surface étudiée est délicate. Excepté pour une formation de sub-surface affleurante, les similarités géologiques et dépositionnelles entre les formations doivent nécessairement être démontrées. Information majeure bidimensionnelle, les affleurements analogues permettent l'identification des relations entre les systèmes de fractures ainsi que leur interaction avec les hétérogénéités lithologiques environnantes (Narr, 1991; Gillespie *et al.*, 1993; Antonellini et Mollema, 2000; Hennings *et al.*, 2000; Bergbauer et Pollard, 2004; Wennberg *et al.*, 2005). Au préalable, il est nécessaire de dissocier les fractures post-dépositionnelles de celles syn-dépositionnelles. Une fracture n'étant jamais visible entièrement, les affleurements rocheux ne permettent d'accéder qu'à une partie restreinte de sa surface et de sa trace (figure I.9). Du point de vue de la caractérisation, l'observation et l'interprétation de ces affleurements renseignent sur la variabilité spatiale de la densité de fractures, et éven-



Fig. I.9: Anticlinal fracturé d'un grès dévonien, Anti Atlas, Maroc. D'après GeoFracNet (2005).

tuellement sur leur extension et forme, ainsi que sur l'échelle de modélisation nécessaire à la simulation des caractéristiques des systèmes de fractures. L'utilisation d'affleurements analogues permet de détecter la fracturation d'échelle intermédiaire (telle que les failles sub-sismiques ou les couloirs fracturés), indétectable par la sismique et non caractérisable par l'investigation en puits. Ils permettent d'effectuer de nombreuses mesures de caractéristiques de fractures afin de determiner par la suite leurs lois de distribution relatives.

I.5 Conclusion

Les techniques d'acquisition des données de fracturation s'avèrent insuffisantes pour caractériser efficacement les réseaux de fractures naturelles au sein des réservoirs. En effet, les informations sismiques, bien que tridimensionnelles, demeurent incertaines de par leur faible résolution. D'autre part, les données de puits fournissent des renseignements précis mais ponctuels et unidimensionnels. Également, les affleurements analogues ne constituent qu'une représentation bidimensionnelle de l'état de fracturation à toutes les échelles.

Par ailleurs, les connaissances théoriques acquises d'après les observations de terrain et les modélisations numériques et analogiques ont permis de comprendre la hiérarchisation ainsi que la complexité de l'organisation des fractures. Tout ou partie de ces informations géologiques qualitatives est fréquemment disponible et doit être intégré sous la forme d'un modèle conceptuel lors de l'étude d'un réservoir.

La nature complexe et tridimensionnelle du problème nécessite le développement de techniques de caractérisation et de simulation numériques afin d'appréhender les phénomènes de fracturation dans leur ensemble. Par ailleurs, à chaque étape de l'étude, les approches stochastiques doivent être privilégiées du fait de l'incertitude des données éparses et hétérogènes.

Chapitre II

Les indicateurs structuraux de fracturation naturelle

Sommaire

II.1 État de l'art 22
II.1.1 Approches géométriques 22
II.1.2 Approches mécaniques 24
II.1.3 Synthèse 33
II.2 Nouvelle méthode géomécanique de caractérisation des fractures tectoniques 33
II.2.1 Bases géomécaniques 34
II.2.2 Détermination d'un indicateur d'orientation des fractures . . . 40
II.2.3 Détermination d'un indicateur d'intensité de fracturation . . . 44
II.2.4 Application sur un modèle réel 54
II.3 Conclusion 61

La caractérisation des fractures naturelles d'un réservoir consiste en la détermination de leurs caractéristiques. Elle se décompose en différentes étapes dont la première est l'identification des différentes familles de fractures ainsi que la détermination de leur chronologie relative. Cette étape, c'est-à-dire la séparation d'un ensemble hétérogène de fractures en familles présentant des caractéristiques homogènes, est généralement traitée de façon automatique et numérique.

La seconde étape consiste en la définition de divers indicateurs de fracturation, calculés pour chacune des familles de fractures spécifiée. Ces indicateurs peuvent être sismiques ou structuraux. Pris dans leur ensemble, ils permettent de caractériser les paramètres de fracturation des différentes familles.

Nous avons choisi de focaliser la suite de nos travaux sur la détermination de nouveaux indicateurs structuraux de fracturation, celle-ci s'appuyant sur une analyse structurale préalable. Aussi, dans un premier temps, une revue bibliographique détaillée décrira l'ensemble des indicateurs structuraux de fracturation existant ainsi que leurs avantages et limitations. Dans un second temps, l'approche géomécanique proposée au sein de nos travaux pour la définition de nouveaux indicateurs, notamment concernant l'orientation des

fractures et l'intensité de fracturation, sera développée. Elle se base sur une évaluation des déformations subies par le réservoir et prend également en compte les incertitudes liées aux propriétés pétrophysiques des roches.

II.1 État de l'art

Les différentes méthodologies visant à déterminer des indicateurs structuraux de fracturation se basent généralement sur l'utilisation d'un modèle structural, i.e. une représentation détaillée de la géométrie du sous-sol. En Géosciences, un modèle structural se compose des principales interfaces géologiques (horizons, failles, frontières du domaine d'étude) et des relations logiques existant entre ces différentes entités (Duvinage, 2000).

L'analyse de la structure générale du domaine observé permet la prédiction de tendances lors de la construction de modèles de fractures, structures d'échelle plus réduite. Elle produit ainsi une information primordiale à intégrer directement dans l'étude de la fracturation afin de déterminer ses caractéristiques.

Les différents indicateurs structuraux peuvent être regroupés suivant le type d'approche dont ils dérivent :

- soient des approches géométriques,
- soient des approches mécaniques.

II.1.1 Approches géométriques

Deux indicateurs structuraux peuvent être déterminés à partir d'analyses géométriques simples du modèle structural :

- les courbures structurales, essentiellement obtenues d'après l'analyse de la géométrie des horizons ;
- et la distance aux failles majeures, établie d'après la configuration des failles.

II.1.1.1 Courbures structurales

De nombreux travaux estiment le degré de fracturation des roches de sub-surface d'après l'intensité de la courbure structurale considérée comme représentative de la déformation. Tout d'abord étudiée qualitativement (Harris *et al.*, 1960; Murray, 1968; Narr, 1991; Bergbauer et Pollard, 2004), l'analyse des courbures calculées sur des surfaces permet d'évaluer quantitativement cette corrélation (Lisle, 1994; Fischer et Wilkerson, 2000; Hennings *et al.*, 2000; Özkaya, 2002a,b; Masaferro *et al.*, 2003; de Galard *et al.*, 2005; Mandujano *et al.*, 2005). Divers types de courbures peuvent être calculés (moyenne, gaussienne, normale, directionnelle) (Lisle et Robinson, 1995; Mallet, 2002) et combinés (Bergbauer *et al.*, 2003; Toublanc *et al.*, 2004) afin d'améliorer la prédiction de la fracturation.
Cette approche rapide et simple dans son application comporte cependant certains inconvénients :

- Les courbures surfaciques sont caractérisées par des tenseurs bidimensionnels. Des méthodes d'extrusion ou d'extrapolation volumique de ces tenseurs permettent de

traiter le phénomène tridimensionnel de fracturation, cependant ce procédé ne peut se substituer à une réelle approche tridimensionnelle.
- Dans le cas d'un pli isopaque, les horizons toit et mur du pli présentent des courbures similaires. Or, le toit est contraint en extension tandis que le mur est contraint en compression ce qui se traduit par une fracturation plus intense à l'extrados du pli. Dans cette situation, l'analyse des courbures surfaciques est inappropriée pour prédire l'état de fracturation.
- L'analyse des courbures structurales est indépendante des propriétés physiques des roches encaissantes. En conséquence, à valeur de courbure égale, le degré de fracturation sera prédit identiquement pour des roches ductiles ou compétentes. La diversité lithologique et les propriétés associées ne peuvent être prises en compte au sein de cette méthodologie.
- Les courbures calculées permettent d'analyser uniquement la géométrie actuelle statique. L'histoire géologique n'est pas prise en compte et de ce fait la déformation totale des terrains est sous-estimée.

II.1.1.2 Distance aux failles majeures

La distance aux failles majeures constitue un indicateur structural de la fracturation de petite échelle. En effet, le développement de cette fracturation est plus intense à proximité des failles (détaillé en section §I.3.1.2). Ce paramètre est donc souvent calculé et intégré dans la détermination des caractéristiques de fractures (Ouenes et Hartley, 2000; Gauthier *et al.*, 2002; El Ouahed *et al.*, 2005). Plusieurs méthodologies ont été développées afin de l'évaluer :

1. Des algorithmes bidimensionnels basés sur la méthode de « comptage de boites », c'est-à-dire intégrant le caractère fractal de la fracturation, ont été développés afin de déterminer la densité des fractures secondaires en relation avec les failles majeures (La Pointe, 1988).
2. Plus récemment, des algorithmes tridimensionnels efficaces ont été développés, inspirés par les méthodes de « transformée de distance »[6] (Rosenfeld et Pfaltz, 1966). Ces dernières permettent la création de cartes de distance. Une carte de distance D est une représentation de la distance entre un point quelconque p du volume considéré V et le point q le plus proche d'un ensemble d'objets O :

$$D(p) \;=\; \min\{dist(p,q),\; q \in O\} \tag{II.1}$$

où $dist(p,q)$ est la distance discrète entre $p \in V$ et $q \in O$, selon une métrique *Euclidienne*.
Une transformée de distance *Euclidienne* peut ainsi être utilisée pour le calcul des distances entre fractures majeures/mineures. Basés sur les algorithmes de Cuisenaire (1999), des algorithmes efficaces de calculs de cartes de distance ont été développés pour des grilles cartésiennes (Ledez, 2003) et des grilles non-structurées (Frank, 2005, 2006). Souche et Mallet (2002) ont adapté les algorithmes de Ledez (2003) afin

[6] *distance transform*

de modéliser la zone endommagée[7] aux alentours de la faille majeure. Manzocchi *et al.* (1999) ont mis en évidence une relation empirique entre l'épaisseur de la zone endommagée et le déplacement observé au niveau de la faille :

$$D_f \;=\; a \cdot D^{\,b}$$

où : D_f : épaisseur de la zone endommagée
D : déplacement sur la faille
a, b : constantes à déterminer (II.2)

Manzocchi *et al.* (1999) proposent entre autre le cas particulier $\{a = 1/66; b = 1.\}$ pour cette relation dans le cas des failles majeures.
L'avantage de cette méthodologie consiste en la définition d'une propriété volumique de distance aux failles majeures, celle-ci pouvant être considérée comme un indicateur de la fracturation à petite échelle (Hesthammer *et al.*, 2000; Harris *et al.*, 2003).

Cependant, cet indicateur présente certaines limitations :

- il n'existe que pour un réservoir faillé ;
- le volume d'influence des failles est limité dans l'espace. Au-delà d'une distance aux failles de $\sim$ 100m, l'impact des failles majeures sur la petite fracturation est négligeable et l'information fournie par cet indicateur n'est plus valide (Harris *et al.*, 2003).
- il n'est valide que pour les fractures ayant subi l'influence de la présence de la faille majeure dans le temps et l'espace.

II.1.2 Approches mécaniques

Les approches mécaniques considèrent les structures géologiques comme des milieux continus. Cette hypothèse permet l'établissement et la résolution des équations aux dérivées partielles inhérentes à la mécanique des milieux continus. Les grands principes de cette approche sont abondamment décrits dans la littérature, notamment par Muron (2005) pour le domaine des Géosciences. Les approches mécaniques tentent de prédire la déformation subie par le sous-sol.

II.1.2.1 Évaluation de la déformation

Les approches mécaniques se divisent en deux catégories selon qu'elles évaluent la déformation génétique ou la déformation inverse. La description suivante complète les travaux de Souche (2005) et Muron (2005).

a- Évaluation de la déformation génétique

La modélisation génétique[8] décrit l'évolution d'une structure géologique sous l'effet de contraintes externes. Cette méthode prend en compte divers paramètres d'entrée tels que

[7] *damage zone*
[8] *forward modelling*

la géométrie, les forces ou déplacements appliqués aux frontières du domaine d'étude. Elle permet l'étude de la formation de macrostructures (Quiblier *et al.*, 1980; Sassi et Faure, 1997) :

- en compression : plis par propagation de faille (Cornu *et al.*, 2000; Cardozo *et al.*, 2003, 2005), failles à rejet horizontal (Bourne *et al.*, 2000; Bourne et Willemse, 2001; Nemcok *et al.*, 2002; Healy *et al.*, 2004) ;
- en extension (Maerten, 2000; Maerten *et al.*, 2002; Willsey *et al.*, 2002; Schwarz et Henk, 2005; Henk, 2006).

Ce type de modélisation tente de reconstituer l'histoire des déformations de la structure par la caractérisation puis l'application des forces (ou paléocontraintes) ayant agit au sein du réservoir (Thomas, 1993). Les failles sont considérées comme des discontinuités glissantes au sein d'un milieu déformable : le déplacement relatif de deux blocs est alors déduit à partir de simulations des déplacements d'un domaine soumis à des contraintes régionales. Du point de vue numérique, deux méthodologies standard de discrétisation ont été explorées :

1. La méthode des éléments frontières[9] (Crouch et Starfield, 1983) apporte une solution au problème de dislocation angulaire élastique[10] (Rongved et Frasier, 1958). Cette formulation indirecte de la méthode des éléments frontières est également appelée méthode de discontinuité des déplacements[11]. Cette approche se limite à des matériaux élastiques homogènes et ne peut donc prendre en compte l'hétérogénéité pétrophysique d'un réservoir.
2. La méthode des éléments finis[12] permet, quant à elle, de traiter des matériaux hétérogènes de rhéologie non linéaire (Jing, 2003).

Moins utilisée dans la littérature que la méthode des éléments frontières dans ce domaine d'application de par la difficulté de sa mise en application (Bourne *et al.*, 2000; Maerten, 2000; Bourne et Willemse, 2001; Maerten *et al.*, 2002; Willsey *et al.*, 2002; Healy *et al.*, 2004), la méthode des éléments finis est pourtant plus avantageuse et mieux adaptée à la problématique étudiée. En effet, elle permet de distinguer les différentes propriétés mécaniques des éléments d'un réservoir (Nemcok *et al.*, 2002; Cardozo *et al.*, 2003; Schwarz et Henk, 2005; Henk, 2006). Par ailleurs, ces méthodes prédisent la distribution des rejets sur les surfaces de failles à partir des conditions aux limites appliquées (Willemse *et al.*, 1996; Maerten, 2000; Nemcok *et al.*, 2002; Healy *et al.*, 2004). Cependant, l'estimation quantitative du champ des paléocontraintes en tout point du modèle à partir des conditions imposées s'avère très délicate au vu des techniques actuelles. De plus, la complexité topologique des réseaux de failles traités est limitée. Comme souligné par Healy *et al.* (2004) ainsi que par Souche (2005), la modélisation génétique se compose d'étapes itératives au cours desquelles le modèle structural est modifié (topologie et géométrie) afin d'honorer les données d'observation. Par ailleurs, seule la fracturation secondaire due à la présence de failles majeures peut être prédite. De ce fait, la fracturation au sein d'un réservoir non faillé ne peut être étudiée par l'intermédiaire de cette méthode. Essentiellement qualita-

[9] *boundary element method (BEM)*
[10] *elastic dislocation method (EDM)*
[11] *displacement discontinuity method (DDM)*
[12] *finite element method (FEM)*

tive, cette approche se révèle également considérablement limitée dans son domaine de validité et d'application.

b- Évaluation de la déformation inverse ou rétro-déformation

La modélisation inverse[13] se base sur les caractéristiques actuelles de la structure géologique, c'est-à-dire sur sa géométrie ainsi que sur la présence de failles, et tente de reconstituer les paramètres passés (Rouby, 1994; Massot, 2002; Muron, 2005). Après avoir détaillé les différents modèles de la littérature permettant l'évaluation de la déformation inverse, nous présenterons l'étape de détermination de cette déformation.

b-1 Modèles d'évaluation de la déformation inverse

Deux types de modèles permettent d'évaluer la rétro-déformation :

1. la restauration structurale,
2. le modèle GeoChron, modèle mathématique développé par Mallet (2004) et dérivé des principes de chronostratigraphie de Wheeler (1958).

La restauration structurale

La restauration structurale permet de caractériser un champ vectoriel de déplacement $\mathbf{v}$ entre deux configurations. Soient $\mathcal{V}$ un volume de couches sédimentaires, $\mathcal{C}^{[0]}$ sa configuration géométrique initiale, i.e. passée non déformée, (à l'instant t_0) et $\mathcal{C}$ sa configuration géométrique finale, i.e. actuelle déformée, (à l'instant t). La fonction $\mathbf{x}^{[t]}$ définit la position de chaque particule $\alpha \in \mathcal{V}$ pour tout $t_i \in [t_0, t]$. Pour chaque particule α, le champ vectoriel de déplacement $\mathbf{v}$ et le champ vectoriel de restauration opposé $\mathbf{r}$ sont définis à partir de $\mathbf{x}^{[t_i]}$:

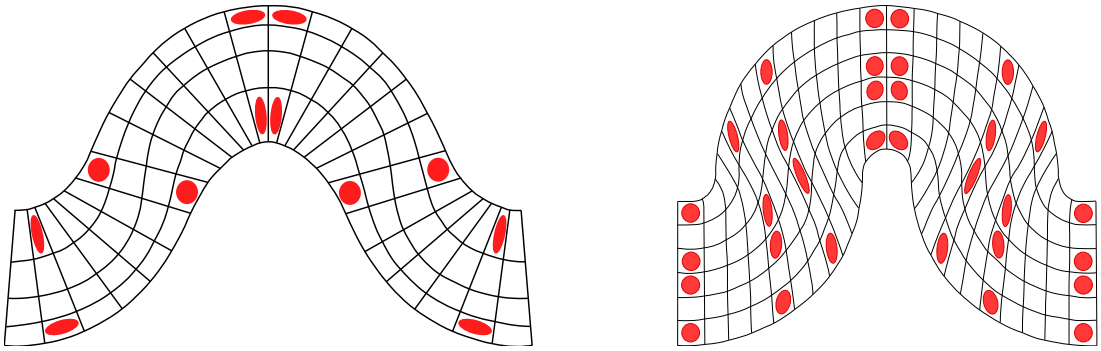
$$\forall\ \alpha \in \mathcal{V}\ , \quad \left| \begin{array}{lcl} \mathbf{v}^{[t_i]}(\alpha) & = & \mathbf{x}^{[t_i]}(\alpha) \ - \ \mathbf{x}^{[0]}(\alpha) \\ \\ \mathbf{r}^{[t_i]}(\alpha) & = & - \ \mathbf{v}^{[t_i]}(\alpha) \end{array} \right. \tag{II.3}$$

Le calcul du champ tensoriel de déformation associé à ce champ vectoriel de déplacement impose la mise en place d'une restauration en volume (Moretti *et al.*, 2005; Muron, 2005). Une approche tridimensionnelle cohérente exclut donc une restauration en cartes (bidimensionnelle) comme celle développée notamment par Sanders *et al.* (2002, 2004). La rétro-déformation est alors considérée comme quantifiant la déformation géologique finie subie par les roches du réservoir (Muron, 2005).

La géométrie actuelle d'un réservoir est l'expression de deux processus de déformation distincts : les discontinuités géologiques reflètent des processus discontinus tandis que la structure générale est essentiellement l'expression de processus continus. Les méthodologies de restauration reposent également sur cette distinction et traitent ces processus séparément et différemment du point de vue conceptuel et algorithmique (Muron, 2005).

La déformation continue est traitée selon deux approches dans la littérature :

[13] *backward modelling*



(1) Flexion-écoulement (2) Flexion-glissement

Fig. II.1: Les différents styles de déformation par flexion : (1) flexion-écoulement, (2) flexion-glissement.

1. La méthode cinématique repose sur des concepts géométriques ainsi que sur la spécification d'un style de déformation géologique (flexion-écoulement, flexion-glissement ou glissement-aplatissement) (figure II.1). Elle assure la conservation du volume de la structure et est parfois associée à une minimisation de la déformation. Muron et Mallet (2003) et Muron (2005) ont développés cette méthodologie en trois dimensions dans le cadre de résolution numérique de l'interpolation lisse discrète (DSI) (Mallet, 1989). Cependant, cette approche n'est valide que dans le cas de déformations infinitésimales.
2. La méthode mécanique repose sur des concepts mécaniques. Une méthode de résolution numérique adéquate peut être celle des éléments finis (Moretti *et al.*, 2005; Muron, 2005). En effet, cette approche est particulièrement adaptée au traitement des grandes déformations mais ne permet pas actuellement la spécification directe du mode de déformation géologique.

La déformation discontinue est traitée de façon à assurer la conformité et la cohérence du réseau de failles dans la configuration restaurée. La résolution numérique de ce type de déformation se base sur des algorithmes récents de mécanique du contact ainsi que sur la méthode des éléments finis (Moretti *et al.*, 2005; Muron, 2005).

Par ailleurs, Muron (2005) a également développé une approche de restauration séquentielle en trois dimensions : procédure itérative rétablissant la structure à des intervalles de temps correspondant aux horizons interprétés. Lorsque la structure présente plusieurs épisodes de déformation syn-sédimentaire, sa géométrie constitue un enregistrement cinématique de ces déformations au cours du temps. La structure est alors progressivement restaurée en retirant itérativement le dernier incrément de déformation associé à la couche stratigraphique supérieure (figure II.2). Chaque étape de restauration séquentielle est considérée comme représentative de la géométrie de la structure à l'âge de l'horizon supérieur déplié. La restauration séquentielle fournit ainsi des informations temporelles quantitatives sur la structure géologique : le tenseur de déformation est disponible à chaque itération.

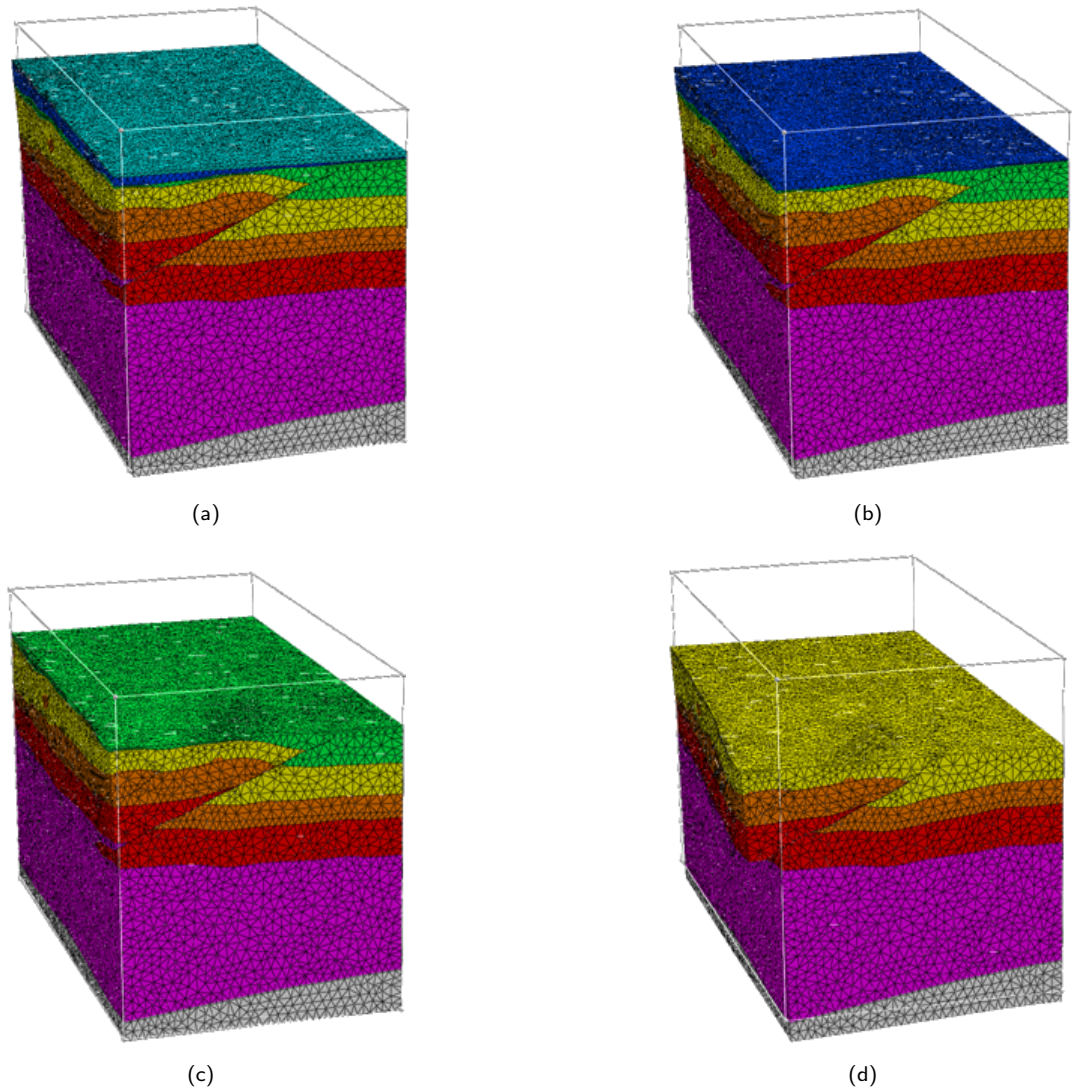


Fig. II.2: Différentes étapes de la restauration séquentielle appliquée à un modèle faillé (modèle Harvard-Chevron). D'après Muron (2005).

Le modèle GeoChron

Mallet (2004) propose une méthode de paramétrisation de l'espace géologique se rapprochant des principes de chronostratigraphie présentés par Wheeler : le modèle GeoChron. Il introduit un système de coordonnées curvilinéaires (u, v, t) relatif à des structures géologiques pliées et faillées où les composantes géographiques (u, v) sont parallèles aux horizons et la composante chronologique t est orthogonale aux couches. Nous présentons ici une description succincte tirée de Mallet (2004) (figure II.3).

Tout point $\mathbf{x}$ de G de l'espace géologique *Euclidien* peut s'exprimer dans un système de coordonnées de base orthonormale $(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \mathbf{Z})$:

$$\mathbf{x} = x \cdot \mathbf{X} + y \cdot \mathbf{Y} + z \cdot \mathbf{Z} \tag{II.4}$$

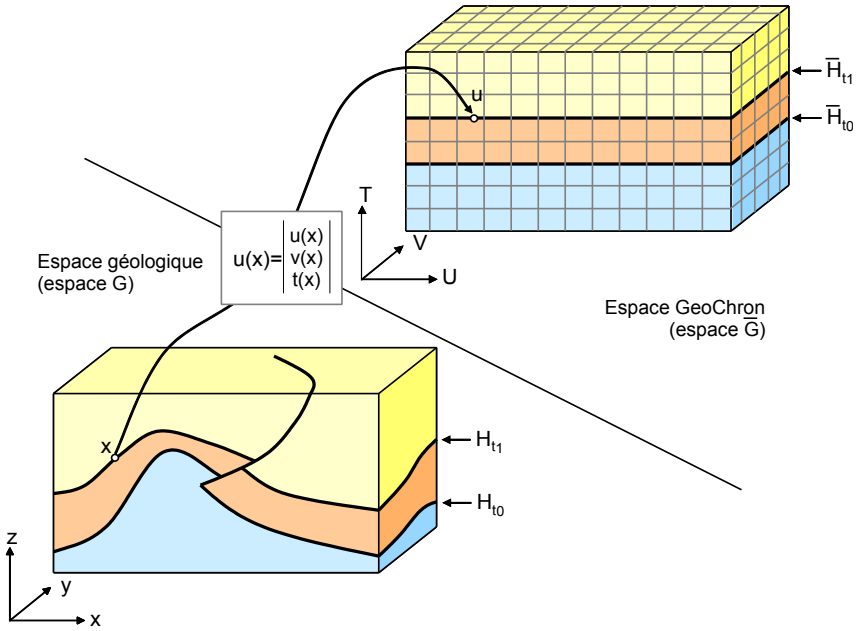


Fig. II.3: Représentation de l'espace géologique (espace G) et de l'espace GeoChron (espace $\overline{G}$).
Les horizons H_t de l'espace G sont des plans $\overline{H}_t$ de l'espace $\overline{G}$. La faille a disparu dans l'espace $\overline{G}$. La relation entre un point $\mathbf{x}$ de l'espace G et sa position correspondante $\mathbf{u}$ dans l'espace $\overline{G}$ se fait par l'intermédiaire de la fonction vectorielle $\mathbf{u}(\mathbf{x})$. $\mathbf{u}(\mathbf{x})$ est également appelée paramétrisation GeoChron de l'espace géologique. D'après Mallet (2004).

Tout point $\mathbf{u}$ de l'espace GeoChron $\overline{G}$, espace de dépôt au temps géologique t, peut être localisé par ses coordonnées paléogéographiques (u, v) dans un système de coordonnées de base orthonormale $(\mathbf{U}, \mathbf{V}, \mathbf{T})$:

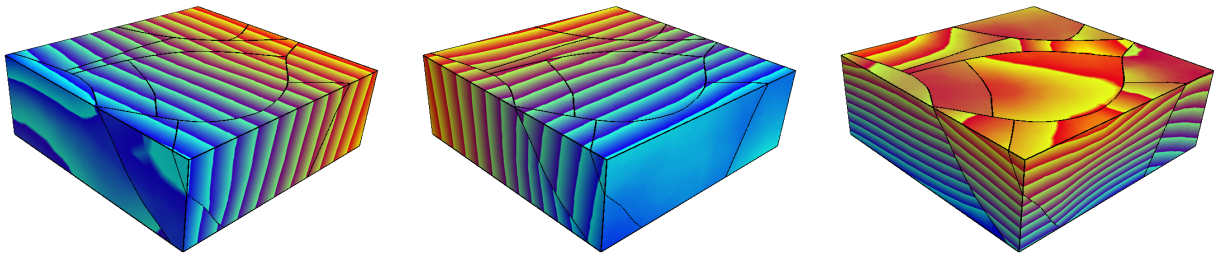
$$\mathbf{u} = u \cdot \mathbf{U} + v \cdot \mathbf{V} + t \cdot \mathbf{T} \tag{II.5}$$

Pour projeter chaque point $\mathbf{x}$ de l'espace G à une localisation $(u(\mathbf{x}), v(\mathbf{x}), t(\mathbf{x}))$ de l'espace $\overline{G}$, GeoChron définit trois fonctions $u(\mathbf{x})$, $v(\mathbf{x})$ et $t(\mathbf{x})$. Ces fonctions peuvent être représentées par une forme vectorielle $\mathbf{u}(\mathbf{x})$ appelée paramétrisation GeoChron de l'espace géologique (figure II.4) :

$$\forall\ \mathbf{x} = \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} \in G \xrightarrow{u} \mathbf{u}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} u(\mathbf{x}) \\ v(\mathbf{x}) \\ t(\mathbf{x}) \end{bmatrix} \in \overline{G} \tag{II.6}$$

Une implantation efficace du modèle GeoChron est détaillée par Moyen (2005), celui-ci gère différents types de déformation ainsi que les calculs de rejet des failles.

Initialement développé pour la modélisation de propriétés pétrophysiques, le modèle GeoChron peut également être utilisé pour approcher le tenseur de déformation totale des terrains de la zone d'étude. En effet, l'espace paramétrique peut être considéré, dans certains cas simples, comme une image des couches avant leur déformation et leur rupture éventuelle. Cependant, cette méthode d'évaluation de la déformation est essentiellement géométrique : la transformation mathématique permettant de passer d'un état initial non



(a) U (b) V (c) T

Fig. II.4: Les trois composantes U, V, T de la paramétrisation GeoChron d'un modèle dans l'espace géologique (modèle Total). Les limites des blocs de failles sont représentées par les lignes épaisses noires. D'après Frank (2006).

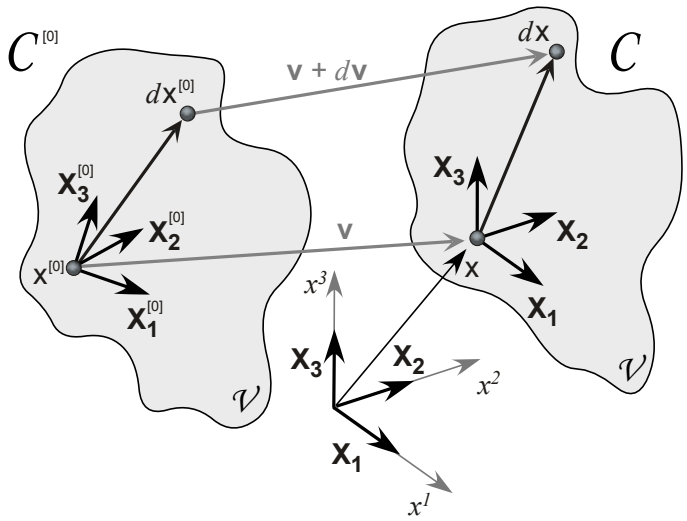


Fig. II.5: Déformation d'une région de configuration initiale $\mathcal{C}^{[0]}$ à la configuration finale $\mathcal{C}$, au voisinage d'un point $\mathbf{x}$. D'après Mallet (2002).

plissé non faillé à l'état actuel plissé faillé ne prend pas directement en compte les paramètres géomécaniques des roches (contrairement à la méthode de restauration structurale). Elle ne permet pas non plus d'effectuer une évaluation séquentielle de la déformation. Cependant, cette méthodologie est très rapide à mettre en oeuvre et détermine ainsi une première évaluation satisfaisante de la rétro-déformation.

b-2 Détermination de la déformation dans le cas des modèles inverses

Contrairement à la modélisation génétique où les valeurs des contraintes imposées sont connues a priori, il est nécessaire de déterminer la déformation subie par les roches de sub-surface lors du processus de modélisation inverse. Cette déformation est quantifiée par le tenseur de déformation, celui-ci est défini de différentes manières suivant les auteurs (Sédov, 1973; Mallet, 2002).

Le tenseur de déformation caractérise les déformations d'un solide passant d'une configuration initiale $\mathcal{C}^{[0]}$ à l'instant t_0 à une configuration finale $\mathcal{C}$ à l'instant t (figure II.5).

Deux modèles de mesure équivalents se différencient selon le repère par rapport auquel les dérivées spatiales se rapportent :

1. dérivation par rapport au repère global (fixe) : tenseur d'*Euler-Almansi* en configuration *eulérienne*, noté A. La déformation est calculée dans la configuration $\mathcal{C}^{[0]}$ non déformée au moment du dépôt ;
2. dérivation par rapport au repère lié au matériau (en mouvement) : tenseur de *Green-Lagrange* en configuration *lagrangienne*, noté $\mathcal{E}$. La déformation est calculée dans la configuration $\mathcal{C}$ déformée actuelle.

Soient :
- une particule α appartenant au volume de couches sédimentaires $\mathcal{V}$ ayant subi une déformation de la configuration initiale $\mathcal{C}^{[0]}$ à la configuration finale $\mathcal{C}$;
- $\mathbf{u} = [u, v, w]$, la position de α dans la configuration initiale $\mathcal{C}^{[0]}$;
- $\mathbf{x} = [x, y, z]$, la position de α dans la configuration finale $\mathcal{C}$.

Classiquement en mécanique des milieux continus, au voisinage d'un point $\mathbf{x}$ de $\mathcal{C}$, les tenseurs de déformation A et $\mathcal{E}$ s'expriment tels que :

$$\text{Tenseur } \textit{eulérien} \quad : \quad A(\mathbf{x}) \;=\; \frac{1}{2} \cdot \left\{ \;\mathcal{I} \;-\; (\mathcal{F}\mathcal{F}^t)^{-1} \;\right\} \tag{II.7}$$

$$\text{Tenseur } \textit{lagrangien} \quad : \quad \mathcal{E}(\mathbf{x}) \;=\; \frac{1}{2} \cdot \left\{ \;\mathcal{F}^t\mathcal{F} \;-\; \mathcal{I} \;\right\} \tag{II.8}$$

avec $\mathcal{I}$: matrice identité
$\mathcal{F}$: matrice *Jacobienne* des déplacements
$\mathcal{F}^t$: matrice *Jacobienne* transposée

La matrice *Jacobienne* est le tenseur gradient de la déformation de $\mathcal{C}^{[0]} \rightarrow \mathcal{C}$:

$$\mathcal{F} \;=\; \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial \mathbf{u}} \;=\; \begin{bmatrix} \frac{\partial x}{\partial u} & \frac{\partial x}{\partial v} & \frac{\partial x}{\partial w} \\ \frac{\partial y}{\partial u} & \frac{\partial y}{\partial v} & \frac{\partial y}{\partial w} \\ \frac{\partial z}{\partial u} & \frac{\partial z}{\partial v} & \frac{\partial z}{\partial w} \end{bmatrix} \tag{II.9}$$

Les tenseurs de déformation $A(\mathbf{x})$ et $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ sont liés par la relation suivante :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) \;=\; \mathcal{F}^t \; A(\mathbf{x}) \; \mathcal{F} \tag{II.10}$$

Le tenseur de *Green-Lagrange* s'exprime également à partir du vecteur déplacement $\mathbf{v}$ (équation II.3) :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) \;=\; \frac{1}{2} \cdot \left\{ \; grad\mathbf{v} \;+\; grad^t\mathbf{v} \;+\; grad^t\mathbf{v} \; grad\mathbf{v} \right\} \qquad \text{où} \quad \mathbf{v} = \mathbf{x} - \mathbf{u} \tag{II.11}$$

Par ailleurs, de nombreuses méthodologies d'évaluation de la déformation se basent sur l'hypothèse des déformations infinitésimales : lors de la transformation, la correction de

longueur apportée à un segment matériel est petite devant sa longueur initiale. En conséquence, les termes quadratiques du tenseur sont négligeables et son expression devient linéaire par rapport aux déplacements. Il est appelé tenseur linéarisé de *Green-Lagrange* :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) \;=\; \frac{1}{2} \cdot \left\{ \; grad\mathbf{v} \;+\; grad^t\mathbf{v} \; \right\} \tag{II.12}$$

Dans le cas de la restauration structurale, le tenseur calculé correspond au tenseur de déformation de *Green-Lagrange* $\mathcal{E}(\mathbf{x})$.

Le modèle GeoChron de Mallet (2004) introduit une définition équivalente du tenseur $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ à partir des tenseurs métriques $G^{[0]}_{(u,v,t)}(\mathbf{x})$ et $G_{(u,v,t)}(\mathbf{x})$ des espaces GeoChron (configuration $\mathcal{C}^{[0]}$) et géologique (configuration $\mathcal{C}$), respectivement :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) \;=\; \frac{1}{2} \cdot \left\{ \; G_{(u,v,t)}(\mathbf{x}) \;-\; G^{[0]}_{(u,v,t)}(\mathbf{x}) \; \right\} \qquad \text{où} \quad G_{(u,v,t)}(\mathbf{x}) \;=\; \mathcal{F}^t\mathcal{F} \tag{II.13}$$

L'indice (u, v, t) indique que les composants des tenseurs sont calculés relativement à l'espace GeoChron.

II.1.2.2 Détermination d'indicateurs structuraux géomécaniques : État de l'art

De nombreux auteurs ont utilisés les contraintes déterminées à partir de modèles évaluant la déformation génétique afin de calculer des indicateurs structuraux de fracturation (Borgomano *et al.*, 2000; Bourne *et al.*, 2000; Kattenhorn *et al.*, 2000; Bourne et Willemse, 2001; Maerten *et al.*, 2002; Daly et Mueller, 2004; Ackermann *et al.*, 2005; Manceda *et al.*, 2005; Suzuki *et al.*, 2005a,b), tandis qu'aucune approche n'intègre des données de déformation issues de modélisation inverse. Ces différentes méthodes adoptent soit une approche déterministe soit une approche stochastique lors de la détermination de ces indicateurs.

Les approches déterministes se basent sur différents critères simples pour prédire un index de fracturation :

- l'utilisation directe des contraintes principales (Kattenhorn *et al.*, 2000; Ackermann *et al.*, 2005) ;
- un calcul de distance à des critères de rupture dans le cas de fractures en tension et en extension (Bourne *et al.*, 2000; Bourne et Willemse, 2001; Daly et Mueller, 2004) ;
- la détermination de la contrainte maximale cisaillante de *Coulomb*, définie par Jaeger (1969), (Maerten *et al.*, 2002; Manceda *et al.*, 2005).

Cependant, ces méthodologies purement déterministes n'intègrent pas l'incertitude concernant la variabilité des propriétés pétrophysiques du réservoir.

Deux approches stochastiques décrivent des méthodologies plus élaborées afin d'assurer une meilleure intégration des incertitudes sur les données : différents scénarios sont modélisés à partir de perturbations exercées sur les paléocontraintes, la géométrie des failles et/ou le type de fractures (Borgomano *et al.*, 2000; Suzuki *et al.*, 2005a,b). Borgomano *et al.* (2000) décrivent leur approche comme semi-déterministe, tandis que Suzuki

et al. (2005a,b) se basent sur la méthode géostatistique de perturbation probabiliste proposée par Caers (2003). La validité des différentes modélisations est ensuite déterminée à l'aide de méthodes de calage historique de production[14] aux données dynamiques de puits.

Cependant, l'ensemble de ces approches intègre des données de déformation issues de modélisation génétique par éléments frontières. Comme souligné précédemment, son inconvénient majeur est l'influence prépondérante des failles lors de la détermination des contraintes au sein du réservoir, la géométrie des horizons étant alors peu déterminante.

Également, la validation et l'optimisation de ces méthodes passent essentiellement par des méthodes de calage historique aux données dynamiques, les données statiques étant peu intégrées lors des modélisations.

II.1.3 Synthèse

Les approches géométriques présentent l'avantage d'être des méthodes rapides et faciles à mettre en oeuvre pour le calcul d'indicateurs structuraux de fracturation. Cependant, leur capacité à remplir leur rôle d'indicateur reste limitée, notamment pour les courbures structurales du fait de leur relation empirique présumée avec le phénomène de fracturation. Quant à l'indicateur de distance aux failles, son utilisation est satisfaisante mais uniquement en deçà d'une distance seuil.

D'autre part, les approches mécaniques se basent sur l'origine tectonique des fractures afin de déterminer des indicateurs valides de fracturation. Cependant, le principal défaut de ces méthodes est leur déterminisme pour nombre d'entre elles. Concernant les approches stochastiques, elles intègrent essentiellement les données dynamiques lors du processus d'optimisation des résultats.

Nous proposons une méthodologie basée géomécanique permettant la prise en compte (1) des données statiques de fracturation ainsi que (2) de l'incertitude liée aux propriétés physiques des roches, ceci dans le but de déterminer de nouveaux indicateurs structuraux.

II.2 Nouvelle méthode de caractérisation des fractures tectoniques par une approche géomécanique

Étant donné l'origine mécanique des fractures tectoniques, l'outil le plus efficace pour l'estimation du phénomène de fracturation au sein d'un réservoir naturellement fracturé est représenté par le tenseur des déformations. Cependant, sa détermination numérique reste entachée d'incertitudes du fait de la connaissance insuffisante des propriétés pétrophysiques du réservoir (Mohammad *et al.*, 1997).

Dans la littérature, peu de méthodologies intègrent de façon satisfaisante les données de déformation calculées à partir d'approches mécaniques. Dans le but de prendre en compte des données de déformation valides et d'inclure l'aspect stochastique relatif aux

[14] *history matching*

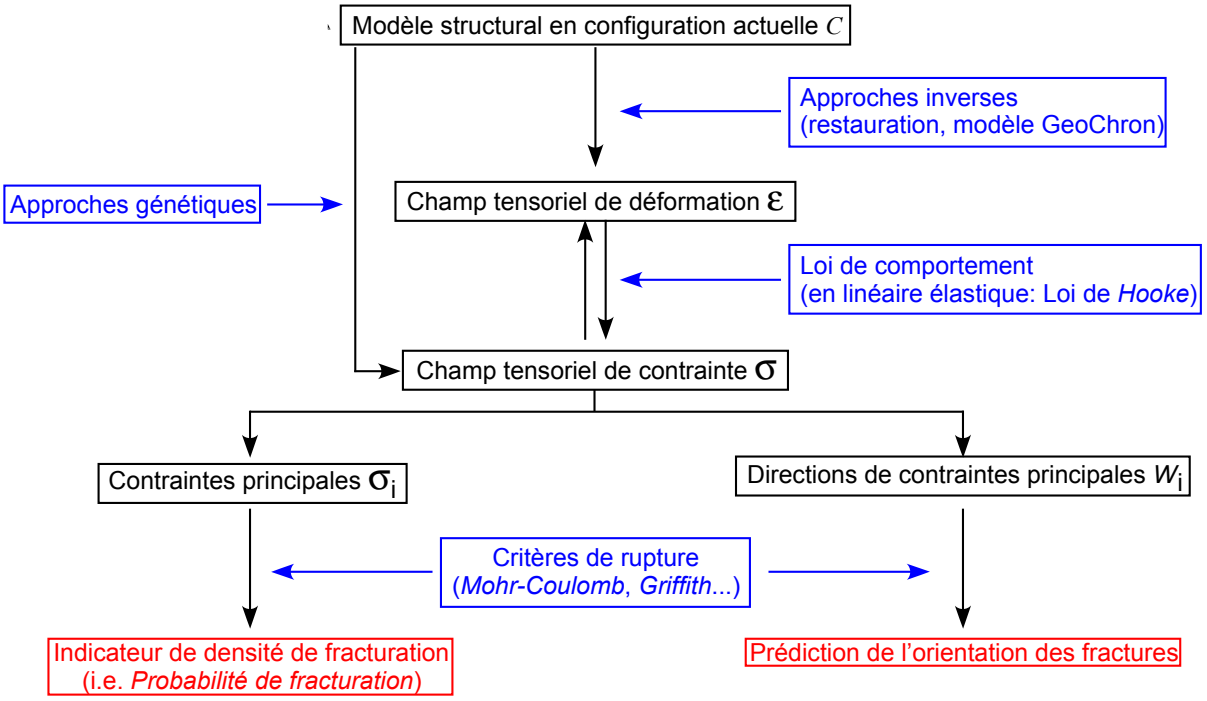


Fig. II.6: Relations géomécaniques mises en jeu au sein de notre méthodologie : du modèle structural aux indicateurs de fracturation.
Les données primaires et calculées sont représentées en noir. Les lois et méthodologies théoriques et/ou empiriques sont représentées en bleu. Les indicateurs de fracturation sont représentés en rouge.

données brutes du réservoir, nous avons développé une méthodologie générique couplant des approches géomécaniques et probabilistes. À partir de champs de déformation ou de contrainte déterminés par une des approches mécaniques décrites précédemment (par modélisation génétique ou inverse), nous proposons d'utiliser des lois et critères théoriques et/ou empiriques afin de déterminer de nouveaux indicateurs structuraux de fracturation. Également, les données statiques de fracturation sont prises en compte afin d'améliorer la validité des résultats.

Après avoir posé les bases théoriques adoptées au sein de notre approche, nous étudierons plus particulièrement les méthodes développées pour la détermination de deux indicateurs caractéristiques :

1. d'une part, un indicateur destiné à la prédiction de l'orientation des fractures,
2. d'autre part, un indicateur d'intensité de fracturation.

II.2.1 Bases géomécaniques adoptées au sein de l'approche proposée

L'approche adoptée au cours de ces travaux privilégie l'aspect géomécanique de la fracturation en intégrant notamment les données de déformation. La figure II.6 présente l'articulation logique entre :

– les données d'entrée : le modèle structural,

- les méthodologies disponibles : approches génétiques ou inverses,
- les lois et critères : loi de comportement et critères de rupture,
- les paramètres intermédiaires : champs tensoriels de déformation et contrainte, contraintes et directions de contraintes principales,
- les résultats : un indicateur d'intensité de fracturation et une prédiction de l'orientation des fractures.

Aussi, dans un premier temps, nous détaillerons les différentes bases théoriques de géomécanique intégrées au sein de notre modèle :

1. tout d'abord, la définition des contraintes,
2. puis, les lois de comportement entre déformation et contrainte,
3. enfin, les critères de rupture élastique.

II.2.1.1 Description des efforts intérieurs ou contraintes

Les contraintes sont caractérisées à partir des efforts intérieurs à travers un élément de surface relatif à une configuration donnée. Suivant le choix de la configuration pour la mesure de l'effort et de la surface, on pourra avoir une description *eulérienne* ou *lagrangienne* des contraintes.

a- Description eulérienne

Le tenseur des contraintes le plus communément utilisé en Géosciences est le tenseur *eulérien* appelé tenseur de *Cauchy*, noté $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$ et défini par :

$$\mathbf{t}(\mathbf{x}) \quad = \quad \frac{df(\mathbf{x})}{d\mathcal{A}} \quad = \quad \boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{n}(\mathbf{x}) \qquad , \forall \mathbf{x} \in \mathcal{C} \tag{II.14}$$

où, dans la configuration finale, $\mathbf{t}(\mathbf{x})$ est l'effort, mesuré par unité de surface, s'appliquant sur un élément de surface de normale extérieure $\mathbf{n}(\mathbf{x})$ et d'aire $d\mathcal{A}$. df représente la force agissant sur le volume $\mathcal{V}$ dans sa configuration finale.
Le tenseur des contraintes de *Cauchy* est celui classiquement utilisé pour les représentations géologiques, notamment lors de l'application de critères de rupture.
Ce tenseur des contraintes $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$ symétrique est représenté dans une matrice 3×3 :

$$\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x}) \; = \; \begin{bmatrix} \sigma_{x^1x^1} & \sigma_{x^1x^2} & \sigma_{x^1x^3} \\ \sigma_{x^2x^1} & \sigma_{x^2x^2} & \sigma_{x^2x^3} \\ \sigma_{x^3x^1} & \sigma_{x^3x^2} & \sigma_{x^3x^3} \end{bmatrix} \quad \text{avec :} \quad \sigma_{x^kx^l} \; = \; \sigma_{x^lx^k} \quad \forall \, k,l \; \in \; \{1,2,3\} \tag{II.15}$$

b- Description lagrangienne

La définition du tenseur des contraintes en fonction des variables *lagrangiennes* s'obtient par transport de la force df agissant sur le volume $\mathcal{V}$ dans la configuration finale vers la configuration initiale non déformée, le résultat étant la force $df^{[0]}$. Le tenseur *lagrangien* des contraintes, appelé tenseur de *Piola-Kirchhoff* de second ordre, est noté $S(\mathbf{x})$, et défini de la manière suivante :

$$df^{[0]}(\mathbf{x}) \; = \; S(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{n}^{[0]}(\mathbf{x}) \cdot d\mathcal{A}^{[0]} \qquad , \forall \mathbf{x} \in \mathcal{C}^{[0]} \tag{II.16}$$

où $\mathbf{n}^{[0]}(\mathbf{x})$ est la normale à l'élément d'aire $d\mathcal{A}^{[0]}$ considéré dans la configuration initiale. Le tenseur $S(\mathbf{x})$, symétrique et purement *lagrangien*, n'a cependant aucune signification physique. Le tenseur de *Cauchy* et le tenseur de *Piola-Kirchhoff* de second ordre sont liés par la relation suivante :

$$\mathcal{J} \cdot \mathcal{O} = \mathcal{F} \cdot S \cdot \mathcal{F}^t \qquad (\mathcal{J} = \det \mathcal{F}) \tag{II.17}$$

où $\mathcal{J}$ est le déterminant de la matrice *Jacobienne*, il est également appelé *Jacobien* de la déformation.
Cette transformation mathématique permet ainsi la détermination du tenseur de *Cauchy*, seul utilisé pour les applications géologiques, en description *lagrangienne*.

c- Contraintes principales et directions de contraintes principales

Les tenseurs de déformation $A(\mathbf{x})$ et $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ ainsi que les tenseurs de contrainte $S(\mathbf{x})$ et $\mathcal{O}(\mathbf{x})$ sont tous symétriques. Or, tout tenseur *Euclidien* réel du second ordre symétrique possède des valeurs propres réelles et ses directions propres sont orthogonales. Les valeurs propres des tenseurs de déformation et de contrainte sont appelées déformations principales et contraintes principales, respectivement. Les vecteurs propres des tenseurs de déformation et de contrainte sont appelés directions de déformations principales et directions de contraintes principales, respectivement.

Pour tout point $\mathbf{x}$ de $\mathcal{V}$, les valeurs propres $\{\varepsilon_1(\mathbf{x}), \varepsilon_2(\mathbf{x}), \varepsilon_3(\mathbf{x})\}$ de $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ sont classées par ordre de magnitude croissante : $\varepsilon_1(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_2(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_3(\mathbf{x})$ et leurs vecteurs propres associés $\{\mathbf{W}_1^{\varepsilon}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_2^{\varepsilon}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_3^{\varepsilon}(\mathbf{x})\}$ satisfont l'équation suivante :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i^{\varepsilon}(\mathbf{x}) = \varepsilon_i(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i^{\varepsilon}(\mathbf{x}) \qquad \forall\, i \in \{1,2,3\} \tag{II.18}$$

Dans la base orthonormale propre $(\mathbf{W}_1^{\varepsilon}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_2^{\varepsilon}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_3^{\varepsilon}(\mathbf{x}))$, le tenseur $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ est la matrice diagonale :

$$\mathcal{E}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_2 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_3 \end{bmatrix} \tag{II.19}$$

Pour tout point $\mathbf{x}$ de $\mathcal{V}$, les valeurs propres $\{\sigma_1(\mathbf{x}), \sigma_2(\mathbf{x}), \sigma_3(\mathbf{x})\}$ de $\mathcal{O}(\mathbf{x})$ sont classées par ordre de magnitude croissante : $\sigma_1(\mathbf{x}) \geq \sigma_2(\mathbf{x}) \geq \sigma_3(\mathbf{x})$ et leurs vecteurs propres associés $\{\mathbf{W}_1^{\sigma}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_2^{\sigma}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_3^{\sigma}(\mathbf{x})\}$ satisfont l'équation suivante :

$$\mathcal{O}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i^{\sigma}(\mathbf{x}) = \sigma_i(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i^{\sigma}(\mathbf{x}) \qquad \forall\, i \in \{1,2,3\} \tag{II.20}$$

Dans la base orthonormale propre $(\mathbf{W}_1^{\sigma}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_2^{\sigma}(\mathbf{x}), \mathbf{W}_3^{\sigma}(\mathbf{x}))$, le tenseur $\mathcal{O}(\mathbf{x})$ est la matrice diagonale :

$$\mathcal{O}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \tag{II.21}$$

II.2.1.2 Loi de comportement : déformation ⇔ contrainte

De nombreuses lois de comportement permettent d'exprimer mathématiquement la relation entre le tenseur des contraintes et celui des déformations en tout point du volume et quel que soit l'instant considéré. Ces relations empiriques dépendent fortement de la nature physique du milieu considéré ainsi que du phénomène mécanique à l'origine de la déformation. La détermination de telles lois se fait par l'intermédiaire d'essais expérimentaux sur le matériel. Cependant, l'étude des phénomènes géologiques au sein des réservoirs de sub-surface se distingue de l'étude classique de la mécanique des milieux continus par :

1. la complexité des phénomènes mécaniques en jeu ;
2. la difficulté de déterminer (par l'expérience) des lois de comportement propres aux matériaux géologiques ainsi que leurs paramètres spécifiques.

De ce fait, nous nous limiterons au cas de relations élastiques et plus particulièrement aux relations élastiques parfaitement réversibles, c'est-à-dire hyperélastiques, bien qu'un tel type de loi n'engendre pas de rupture des matériaux. Cependant, tous les critères de rupture se basent sur des limites élastiques des matériaux, leur application justifie ainsi ce choix. La loi de *Hooke* est utilisée sous les hypothèses des petites déformations et d'un matériel homogène élastique isotrope. Le cas des grandes déformations se traite avec l'utilisation de la loi *Néo-Hookéenne*, extension de la loi de *Hooke* (Muron (2005) détaille plus amplement cet aspect). Ces deux lois intègrent des paramètres physiques connus empiriquement : les paramètres de *Lamé* λ et μ, ou également le module de *Young* E et le coefficient de *Poisson* ν. Les tenseurs de *Cauchy* $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$ et de *Piola-Kirchhoff* de second ordre $S(\mathbf{x})$ s'expriment tels que :

$$\text{Loi de } \textit{Hooke} \quad : \quad \boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x}) \;=\; \lambda \cdot tr(\;\mathcal{E}(\mathbf{x})\;) \cdot \mathcal{I} \;+\; 2\mu \cdot \mathcal{E}(\mathbf{x}) \tag{II.22}$$

$$\text{Loi } \textit{Néo-Hookéenne} \quad : \quad S(\mathbf{x}) \;=\; \lambda \cdot \ln(\;\mathcal{J}(\mathbf{x})\;) \cdot (2\mathcal{E}(\mathbf{x}) + \mathcal{I})^{-1} \;+\; 2\mu \cdot (\mathcal{E}(\mathbf{x}))^{-1} \tag{II.23}$$

où : tr : trace de la matrice
$\mathcal{I}$: matrice identité
$\mathcal{J}$: déterminant de la matrice *Jacobienne*($\mathcal{J} \;=\; \det\; \mathcal{F}$).

Les équations II.17 et II.23 permettent d'établir, en description *lagrangienne*, une relation entre le tenseur de déformation de *Green-Lagrange* $\mathcal{E}(\mathbf{x})$ et le tenseur de *Cauchy* $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$ dans le cas des grandes déformations.

Par ailleurs, les contraintes et déformations principales étant de même signe (équation II.22), lors de l'application de la loi de *Hooke*, il est considéré que :

- des contraintes/déformations principales positives caractérisent un processus de compression ou contraction du matériel ;
- des contraintes/déformations principales négatives caractérisent un processus d'extension ou élongation du matériel.

Également, les tenseurs de déformation représentent une mesure des variations de longueur de tout vecteur infiniment petit $d\mathbf{x}$ du point $\mathbf{x}$:

- les élongations induisent des déformations principales positives avec une description *eulérienne* et négatives avec une description *lagrangienne* ;
- les contractions induisent des déformations principales négatives avec une description *eulérienne* et positives avec une description *lagrangienne*.

La loi de *Hooke* s'établit dans un contexte lagrangien.

Contraintes principales dans le cas des déformations infinitésimales

Dans le cas des déformations infinitésimales, d'après l'équation II.22 de la loi de *Hooke*, les déformations principales *lagrangiennes* $\{\varepsilon_i(\mathbf{x})\}$ et les contraintes principales *eulériennes* $\{\sigma_i(\mathbf{x})\}$ sont liées par l'équation :

$$\sigma_i(\mathbf{x}) \;=\; \lambda \cdot \big(\varepsilon_1(\mathbf{x}) + \varepsilon_2(\mathbf{x}) + \varepsilon_3(\mathbf{x})\big) \;+\; 2\mu \cdot \varepsilon_i(\mathbf{x}) \qquad \forall\, i \in \{1,2,3\} \tag{II.24}$$

La loi de *Hooke* implique également que $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$ et $\boldsymbol{\mathcal{E}}(\mathbf{x})$ aient des vecteurs propres identiques. Les directions de contraintes principales de $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x})$, désormais notées $\mathbf{W}_i(\mathbf{x})$, sont donc caractérisées par l'équation suivante où $\mathbf{W}_i(\mathbf{x})$ est également le i^{eme} vecteur propre de $\boldsymbol{\mathcal{E}}(\mathbf{x})$:

$$\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i(\mathbf{x}) \quad = \quad \sigma_i(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W}_i(\mathbf{x}) \qquad \forall\, i \in \{1,2,3\} \tag{II.25}$$

II.2.1.3 Critères de rupture

Les critères de rupture ont pour objectif de déterminer les conditions globales de résistance pour lesquelles un matériau soumis à des contraintes atteint sa limite d'élasticité. La mécanique de la rupture a été très largement étudiée dans la littérature et de nombreux critères ont ainsi été établis (Coulomb, 1773; Mohr, 1900, 1914; Griffith, 1924; Jaeger, 1969). Le comportement à la rupture dépendant fortement du type de roche, les critères de rupture prennent donc en compte des paramètres rhéologiques. Les critères peuvent être basés sur les valeurs :

- de déformations : premiers apparus historiquement, ils ne sont plus utilisés aujourd'hui et ne seront pas détaillés ici ;
- des énergies : limitation des énergies de déformation, leur expression fait intervenir les contraintes principales (critères de *Griffith*, *Von Mises*) ;
- de contraintes (critères de type courbe intrinsèque : *Tresca*, *Mohr-Coulomb*, *Hoek-Brown*).

La limite de rupture d'un matériau est supposée dépendante des valeurs des contraintes normales principales pour les critères basés « contraintes » et « énergies ». Aussi, ces types de critère se présentent sous la forme : $R = f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$ où R est la résistance de la roche à la rupture.

Deux principaux critères sont couramment utilisés en mécanique des roches et sont appropriés à la modélisation de réservoir (Blès et Feuga, 1996) :

- le critère de *Mohr-Coulomb* est adaptée à la modélisation d'une rupture en cisaillement ;
- tandis que le critère de *Griffith* convient plus particulièrement dans le cas d'une rupture en tension.

Ces deux théories supposent que, pour des contraintes principales telles que ($\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$), la contrainte principale intermédiaire σ_2 n'intervient pas lors du processus de rupture.

a- Critère de Mohr-Coulomb

La théorie de *Mohr-Coulomb* est basée sur l'hypothèse que, entre les plans subissant une contrainte normale identique, le plan le plus faible est celui subissant la plus forte

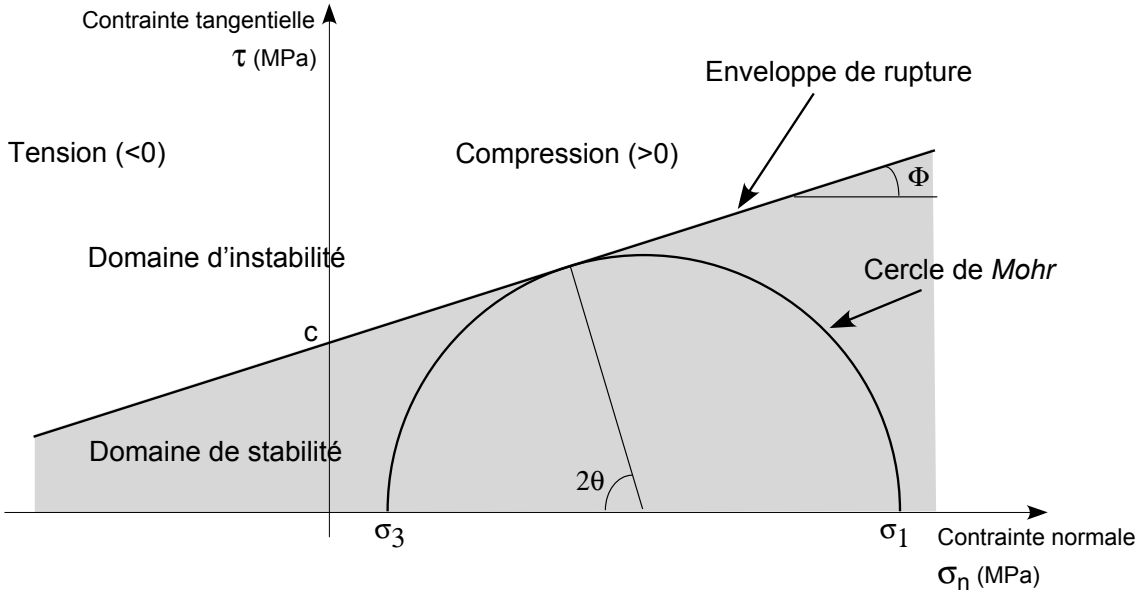


Fig. II.7: Critère de rupture de *Mohr-Coulomb*. La rupture se produit lorsque le cercle de *Mohr* coupe l'enveloppe de rupture.

contrainte tangentielle (Mohr, 1900, 1914). Sa représentation est basée sur un diagramme dans le plan de *Mohr* (σ_n, τ) où σ_n représente la contrainte normale et τ la contrainte tangentielle.

L'équation du cercle de *Mohr* est fonction de la contrainte principale majeure σ_1 et de la contrainte principale mineure σ_3 (figure II.7). L'enveloppe de rupture est déterminée expérimentalement, pour un type de roche donné, à partir des résistances aux tests uniaxiaux en tension et en compression.

La théorie de *Mohr-Coulomb* établit que la rupture se produit lorsque le cercle de *Mohr* en un point de la sub-surface coupe l'enveloppe de rupture.

Soient c la cohésion interne (en Pa) et φ l'angle de friction interne de la roche, la rupture se produit lorsque la distance entre le centre du cercle de *Mohr* et l'enveloppe de rupture est inférieure au rayon du cercle de *Mohr-Coulomb*. L'expression mathématique de la rupture s'exprime alors sous la forme suivante :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \geq \left| \frac{tg\varphi \ \cdot \ (\frac{\sigma_1+\sigma_3}{2}) \ + \ c}{\sqrt{tg^2\varphi + 1}} \right| \quad \Leftrightarrow \quad \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \geq \left| \left[tg\varphi \ \cdot \ \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) \ + \ c \right] \ \cdot \ cos\varphi \right| \tag{II.26}$$

b- Critère de Griffith

Le critère de *Griffith* repose sur un bilan d'énergie, reliant l'énergie dissipée au cours de la propagation du front à l'aire de surface nouvellement créée. Griffith (1924) stipule que la variation d'énergie élastique au cours d'un mouvement virtuel de la fracture représente l'énergie nécessaire pour fracturer le matériau dans le même mouvement. Si cette variation compense, voire excède l'énergie dissipée, alors le front de fracture progresse. Au contraire, si cette restitution d'énergie élastique n'est pas suffisante, le chargement imposé n'est pas

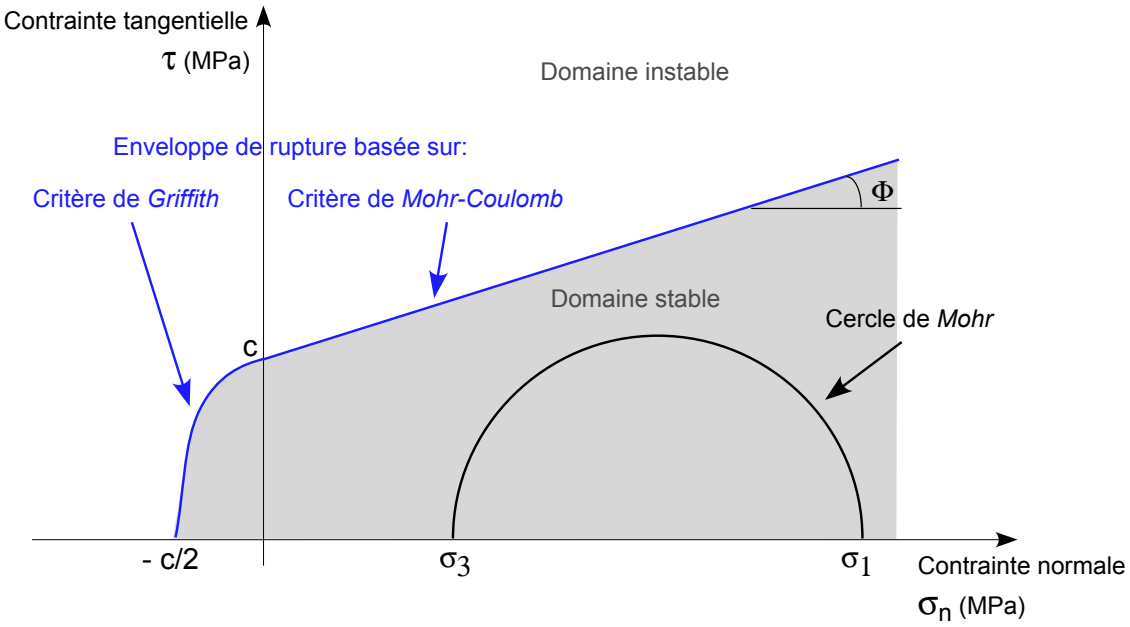


Fig. II.8: Association des critères de rupture de *Mohr-Coulomb* et de *Griffith*. La rupture se produit lorsque le cercle de *Mohr* coupe l'enveloppe de rupture des deux critères associés.

suffisant et la fracture ne progresse pas. Ce critère parabolique s'exprime dans le plan de *Mohr* (figure II.8) :

$$\tau^2 \;=\; 2c \cdot \sigma_n \;+\; c^2 \tag{II.27}$$

De façon similaire au critère de *Mohr-Coulomb*, la rupture s'exprime mathématiquement de la façon suivante pour le critère de *Griffith* :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \geq \left| \frac{2c \cdot \dfrac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \;+\; c^2}{2c} \right| \quad \Leftrightarrow \quad \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \geq \left| \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \;+\; \frac{c}{2} \right| \tag{II.28}$$

Il est également possible de prendre en compte d'autres critères (*e.g. Tresca, Hoek-Brown*) selon leur expression mathématique dans la suite de notre modélisation stochastique bien que cela n'ait pas été détaillé ici.

II.2.2 Détermination d'un indicateur géomécanique d'orientation des fractures

Les bases théoriques développées précédemment représentent le fondement de notre approche géomécanique. Dans un premier temps, celle-ci est constituée de la détermination d'un indicateur d'orientation des fractures. Une première étape est la prédiction simple de l'orientation à partir du tenseur de déformation. Nous présenterons ensuite une approche permettant la prise en compte des observations de puits.

II.2.2.1 Prédiction géomécanique simple

Comme détaillé en section §I.3.1, notamment par la figure I.2, l'orientation des fractures tectoniques de sub-surface dépend des contraintes in situ et de leur mode de fracturation. Le plan de fracturation forme un angle prévisible $\theta(\mathbf{x})$ avec les directions de contraintes principales $\mathbf{W}_i(\mathbf{x}), \forall\ i = 1, 2, 3$. L'angle θ dépend du mode de fracturation ainsi que des directions et magnitudes des contraintes principales. Soit $N(x)$ le vecteur normal au plan de fracture de centre $\mathbf{x}$:

- Les fractures en cisaillement se créent lorsque les trois contraintes principales sont en compression (i.e. positives). $N(x)$ est orthogonal à $\mathbf{W}_2(\mathbf{x})$ et forme un angle $\theta(\mathbf{x})$, dit « conjugué », avec $\mathbf{W}_1(\mathbf{x})$ et $\mathbf{W}_3(\mathbf{x})$. Le critère de rupture de *Mohr-Coulomb* permet de déterminer la valeur de cet angle $\theta(\mathbf{x})$ (figure II.7) :

$$\theta(\mathbf{x}) \quad = \quad \pm\ \frac{1}{2} \cdot \cos^{-1}(\sin\varphi(\mathbf{x})) \tag{II.29}$$

  Deux fractures peuvent potentiellement se créer au point $\mathbf{x}$. En conséquence, lors de la création d'une fracture unique, le signe « $\pm$ » est déterminé aléatoirement. En effet, l'hétérogénéité locale microscopique du matériel est à l'origine de la détermination du plan de fracture se développant.
- Les fractures en extension se créent également lorsque les trois contraintes principales sont en compression. $N(x)$ est orthogonal à $\mathbf{W}_1(\mathbf{x})$ et $\mathbf{W}_2(\mathbf{x})$, et colinéaire à $\mathbf{W}_3(\mathbf{x})$. L'angle $\theta(\mathbf{x})$ est alors nul.
- Les fractures en tension se créent lorsque au moins l'une des trois contraintes principales (i.e. au moins $\sigma_3(\mathbf{x})$) est en tension (i.e. négative). $N(x)$ est orthogonal à $\mathbf{W}_1(\mathbf{x})$ et $\mathbf{W}_2(\mathbf{x})$, et colinéaire à $\mathbf{W}_3(\mathbf{x})$. L'angle $\theta(\mathbf{x})$ est alors nul.

II.2.2.2 Prise en compte des observations de puits dans la prédiction géomécanique

Les données statiques d'orientation de fractures sont acquises de façon discrète à partir d'observations aux puits (détaillées aux §I.3.1 et §I.4). Cependant, ces observations ne sont pas directement prises en compte lors de la prédiction géomécanique de l'orientation mais uniquement utilisées comme contrôle de la qualité de la prédiction. Idéalement, les orientations de fractures aux puits devraient concorder avec les orientations géomécaniques prédites ce qui n'est généralement pas le cas. Plusieurs champs de déformation peuvent être obtenus à partir des différentes approches mécaniques décrites au §II.1.2, ou également à partir de divers styles de déformation (figure II.1). Afin d'intégrer ces données précises à notre modélisation géomécanique, nous combinons différents champs de déformation obtenus à partir de différents styles de déformation (Macé et Mallet, 2005; Macé *et al.*, 2005). Tout en améliorant la caractérisation de l'orientation des fractures, la combinaison des différents champs de déformation, chacun ayant un style défini, a un sens géologique : la déformation complexe actuelle est considérée comme la superposition de déformations simples. Par ailleurs, les styles de déformation simple sont considérés comme des cas extrêmes de déformation tandis que les réservoirs de sub-surface résultent plutôt de processus de déformation hybride plus complexe (i.e. combinant plusieurs styles

simples). L'étude complète de l'histoire des processus de déformation d'un réservoir spécifique est de ce fait nécessaire afin d'acquérir les connaissances qualitatives concernant le style de déformation approprié. L'absence de cette connaissance implique la mise en place de nombreux tests des différentes configurations de styles de déformation possibles.

Sous l'hypothèse de déformations infinitésimales, les déformations successives à l'origine de la déformation finale actuelle peuvent être considérées comme commutatives, du fait de la linéarisation du problème de déformations infinitésimales (équation II.12).

Une série de champs de déformation $\{\mathcal{E}_k,\ k = 1...n,\ n \in I\!N\}$ compatibles avec les événements tectoniques ayant affectés le domaine d'étude au cours des temps géologiques, est déterminée par application de différents styles de déformation. Le style à l'origine de la déformation finale actuelle étant inconnu et combinant généralement plusieurs styles élémentaires, aucun des champs de déformation calculés ne reflète correctement la déformation actuelle. Cependant, chacun de ces champs peut capturer une composante de la déformation réelle. La problématique est alors de déterminer le champ de déformation compatible avec les orientations de fractures observées aujourd'hui aux puits. D'après l'équation II.12, à chaque champ de déformation $\mathcal{E}_k$ correspond un champ vectoriel de déplacement $\mathbf{v}_k$ tel que :

$$\mathcal{E}_k(\mathbf{x}) \ = \ \frac{1}{2} \ \cdot \ \left\{ \ grad\mathbf{v}_k \ + \ grad^t\mathbf{v}_k \ \right\} \tag{II.30}$$

Soit a une série arbitraire de coefficients réels positifs a_k telle que :

$$a \ = \ \sum_{k=1}^{n} \ a_k \ = \ 1 \tag{II.31}$$

La combinaison linéaire des différents champs vectoriels de déplacement $\mathbf{v}_k$ génère le champ vectoriel de déplacement combiné $\mathbf{v}_{|a}$ tel que :

$$\mathbf{v}_{|a} \ = \ \sum_{k=1}^{n} \ a_k \cdot \mathbf{v}_k \tag{II.32}$$

Le champ de déformation combiné $\mathcal{E}_{|a}$ est obtenu à partir des équations II.30 et II.32 :

$$\mathcal{E}_{|a} \ = \ \sum_{k=1}^{n} \ a_k \cdot \mathcal{E}_k \tag{II.33}$$

Cependant, il est nécessaire de valider d'une telle combinaison. Pour assurer la validité de tout champ de déformation $\mathcal{E}_{|a}$ (combinaison linéaire arbitraire de champs de déformation valides $\mathcal{E}_k$), plusieurs conditions nécessaires et suffisantes de compatibilité doivent être vérifiées. À chaque champ de déformation $\mathcal{E}_k$ correspond un champ vectoriel de déplacement $\mathbf{v}_k$ défini tel que :

$$\mathbf{v}_k \quad = \quad \mathbf{x} \ - \ \mathbf{u}_k \tag{II.34}$$

où $\mathbf{x}$ est la position connue d'une particule du volume sédimentaire $\mathcal{V}$ dans la configuration déformée actuelle $\mathcal{C}$ et $\mathbf{u}_k$ est la position de cette même particule dans la configuration non

déformée initiale $\mathcal{C}_k^{[0]}$ déterminée à partir de la méthode mécanique de style de déformation $\mathcal{S}_k$.

La configuration non déformée $\mathcal{C}_{|a}^{[0]}$ est définie comme la configuration correspondant à la combinaison linéaire des champs de déformation $\mathcal{E}_k$ valides. Pour chaque élément du volume non déformé dans la configuration $\mathcal{C}_{|a}^{[0]}$, la validité du champ de déformation $\mathcal{E}_{|a}$ est assurée par la validation des conditions nécessaires et suffisantes suivantes :

1. *Le* Jacobien $\mathcal{J}_{|a}$ *de la déformation de* $\mathcal{C}_{|a}^{[0]}$ *à* $\mathcal{C}$ *est strictement positif.*

   ⇒ **Preuve pour la combinaison :**
   Le principe de conservation de la masse est satisfait au cours de la déformation combinée $\mathcal{E}_{|a}$. Les champs de déformation simple $\mathcal{E}_k$ étant valides, les *Jacobien* $\mathcal{J}_k$ correspondant sont strictement positifs. Sous l'hypothèse de déformations infinitésimales, le *Jacobien* $\mathcal{J}_{|a}$ est toujours défini strictement positif :

$$\mathcal{J}_k \approx 1 + div(\mathbf{v}_k) \geq 0 \Rightarrow \sum_{k=1}^{n} a_k \cdot div(\mathbf{v}_k) > -1$$

$$\text{d'où} \tag{II.35}$$

$$\mathcal{J}_{|a} \approx 1 + div(\mathbf{v}_{|a}) = 1 + \sum_{k=1}^{n} a_k \cdot div(\mathbf{v}_k) > 0$$

2. *La fonction* $\{\mathbf{v}_{|a} : \mathcal{C}_{|a}^{[0]} \rightarrow \mathcal{C}\}$ *est bijective.*

   ⇒ **Preuve pour la combinaison :**
   En tout point où le *Jacobien* $\mathcal{J}_{|a}$ est non nul, la fonction $\mathbf{v}_{|a}$ définit localement une bijection. Lorsque le *Jacobien* $\mathcal{J}_{|a}$ est nul (aucune déformation), les configurations initiale $\mathcal{C}_{|a}^{[0]}$ et finale $\mathcal{C}$ sont des domaines localement identiques.

3. *Les conditions aux limites sont respectées : l'horizon de référence du volume sédimentaire* $\mathcal{V}$ *(généralement le toit de* $\mathcal{V}$*) doit être déplié dans la configuration initiale* $\mathcal{C}_{|a}^{[0]}$.

   ⇒ **Preuve pour la combinaison :**
   Selon le principe de superposition, le déplacement $\mathbf{v}_{|a}$ et/ou la déformation $\mathcal{E}_{|a}$ résultants en tout point de $\mathcal{V}$ peuvent être déterminés à partir des déplacements $\mathbf{v}_k$ et/ou déformations $\mathcal{E}_k$ simples causés par chaque chargement élémentaire appliqué à la structure étudiée, leurs contributions respectives étant ensuite ajoutées.

Plusieurs remarques additionnelles peuvent être faites concernant cette combinaison de déformations élémentaires :

- Le principe de conservation de la masse est toujours satisfait.
- Le principe du minimum d'énergie de déformation n'est plus honoré. Cependant, chacun des champs vectoriels de déplacement $\mathbf{v}_k$ satisfait ce principe, de ce fait

l'énergie de déformation correspondant à la combinaison de déformation est supposée faible.
- La configuration initiale réelle $\mathcal{C}^{[0]}$ du volume sédimentaire $\mathcal{V}$ est inconnue, il existe donc une infinité de possibilités concernant la configuration initiale non déformée $\mathcal{C}^{[0]}_{|a}$ correspondant à la configuration finale actuelle $\mathcal{C}$ de $\mathcal{V}$.

Comme mentionné précédemment, cette combinaison est établie sous l'hypothèse selon laquelle le champ combiné de déformation $\mathcal{E}_{|a}$ honore les orientations des fractures observées aux puits. Les coefficients a_k sont donc choisis tels qu'ils minimisent l'écart entre les orientations observées et celles prédites.

En pratique, le long de la trajectoire du puits et à la même position spatiale que celle de la fracture naturelle observée, des plans de fractures théoriques sont déterminés en accord avec la combinaison linéaire a spécifiée. Ensuite, les fractures prédites sont mises en adéquation manuellement par modification de la valeur des coefficients a_k. Du fait de la complexité intrinsèque de la donnée d'orientation (dépendance vis-à-vis du style de déformation, variabilité locale due à des hétérogénéités), la mise en adéquation entre les observations et les prédictions d'orientation se fait à partir de techniques basiques de visualisation de plan orienté tridimensionnel : les diagrammes stéréographiques. L'expertise géologique est alors requise pour la détermination des types de fractures observées aux puits (en cisaillement ou en ouverture), étape préalable nécessaire à l'interprétation de l'orientation des fractures. Un outil de mesure et de minimisation automatique de l'écart entre les prédictions et les observations pourrait être aisément intégré au sein de cette méthodologie afin de fournir une première solution devant ensuite être validée par expertise.

La figure II.9 décrit le processus complet de prédiction géomécanique globale de l'orientation des fractures que nous proposons. La prédiction de l'orientation est ainsi contrainte localement et de manière indirecte par les données statiques de puits, mais il est primordial de remarquer que la modification induite par la combinaison linéaire se propage également globalement au sein de tout le domaine d'étude.

II.2.3 Détermination d'un indicateur géomécanique et stochastique d'intensité de fracturation

Afin de déterminer un nouvel indicateur géomécanique et stochastique d'intensité de fracturation, nous proposons un modèle stochastique de fracturation dans le cas des déformations infinitésimales. Celui-ci intègre :
- les déformations principales issues de modélisations géomécaniques tridimensionnelles,
- et également, les incertitudes relatives aux propriétés pétrophysiques des roches.

Le résultat obtenu est une propriété, nommée *probabilité de fracturation*, calculée au sein d'une grille et reflétant l'intensité du phénomène de fracturation naturelle. Basés sur les critères de *Mohr-Coulomb* et *Griffith*, deux modèles stochastiques peuvent ainsi être établis :
- d'une part, un modèle de rupture en cisaillement,
- d'autre part, un modèle de rupture en tension.

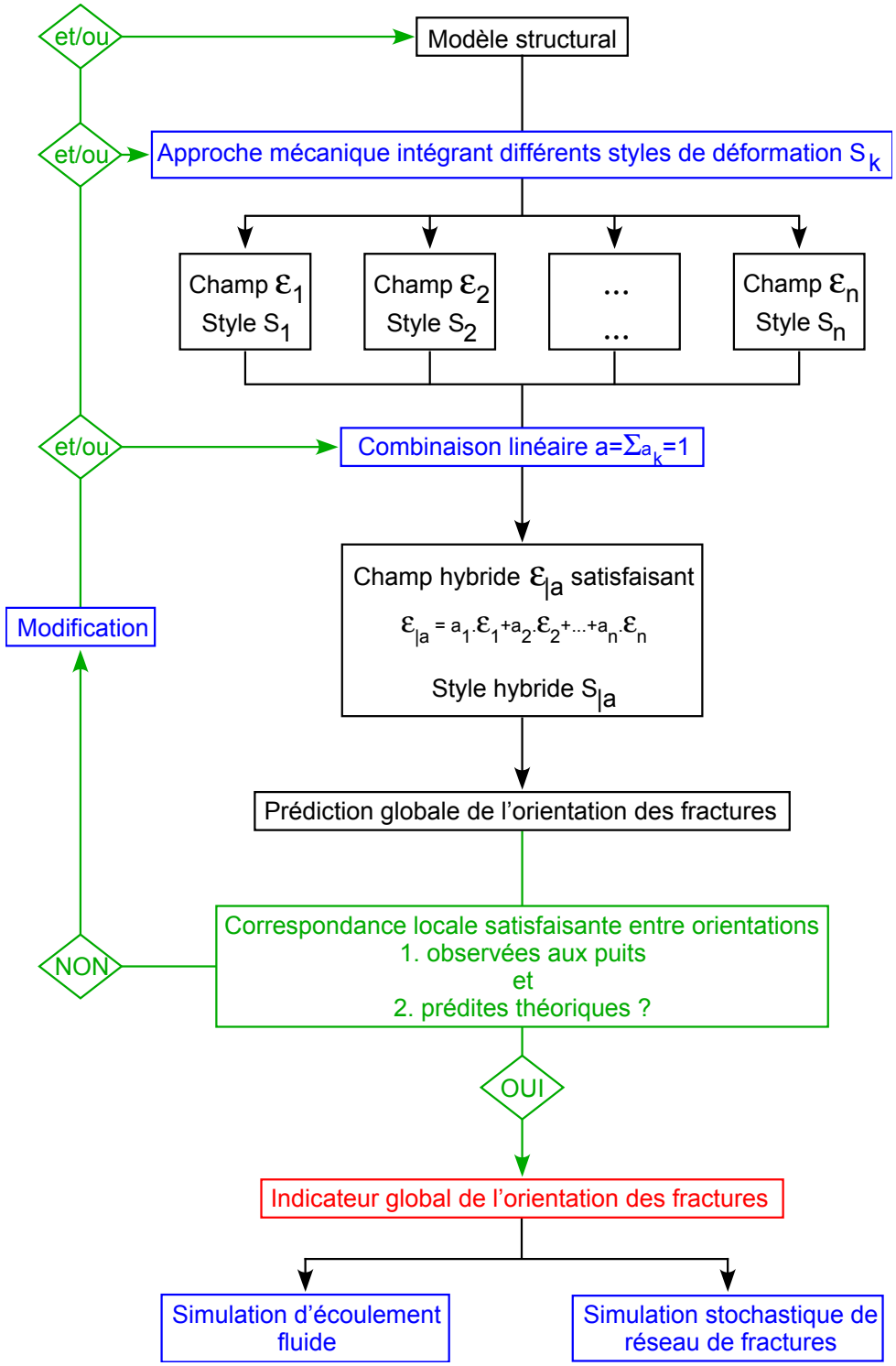


Fig. II.9: Diagramme de prédiction géomécanique de l'orientation des fractures proposé au sein de cette thèse. Les données primaires et calculées sont représentées en noir. Les actions clés de la méthodologie sont représentées en bleu. Les prises de décision sont représentées en vert. L'indicateur de fracturation est représenté en rouge.

Ces travaux ont été effectués en étroite collaboration avec Jean-Laurent Mallet, une première version se trouve dans Macé *et al.* (2004a,b).

II.2.3.1 Notations et définitions probabilistes

Le modèle développé ci-après est décrit pour tout point $\mathbf{x}$ de la configuration actuelle du réservoir étudié. Aussi, à présent, la variable $\mathbf{x}$ de toute fonction f sera omise et la fonction $f(\mathbf{x})$ sera simplement notée f.

Nous introduisons succinctement quelques notations probabilistes, notamment définies par Mallet (2002), qui seront utilisées par la suite dans notre modèle.
Soit l'espace probabilisé $(\mho, \mathcal{A}, I\!P)$ où :

1. $\mho$ est l'ensemble de tous les événements statistiques élémentaires ω définis dans le cadre du problème considéré.
2. $\mathcal{A}$ est une tribu, ou famille de sous-ensembles mesurables, de $\mho$ stable pour l'union et l'intersection :

$$\left| \begin{array}{rcl} \bigcup\limits_{A_i \in \mathcal{A}} A_i & = & \mho \\ \left\{ \begin{array}{c} A_i \\ A_j \end{array} \right\} \in \mathcal{A} & \Longrightarrow & \left\{ \begin{array}{lcl} (A_i \cup A_j) & \in & \mathcal{A} \\ (A_i \cap A_j) & \in & \mathcal{A} \end{array} \right. \\ A \in \mathcal{A} & \Longrightarrow & (\mho - A) \in \mathcal{A} \end{array} \right. \tag{II.36}$$

   Tout sous-ensemble A appartenant à $\mathcal{A}$ est appelé un événement.

3. Les deux notations suivantes sont traditionnellement utilisées pour définir la probabilité $I\!P$ d'un événement $A \in \mathcal{A}$:

$$I\!P(A) \quad = \quad I\!P\Big(\ \omega \in \mho \ : \ \omega \in A \ \Big)$$

4. $I\!P$ est une probabilité définie sur $\mathcal{A}$, application de $\mathcal{A}$ dans $[0,1]$ telle que :

$$\left| \begin{array}{rcl} I\!P(\mho) & = & 1 \\ I\!P(\emptyset) & = & 0 \\ \left\{ \begin{array}{c} A_i \in \mathcal{A} \\ A_j \in \mathcal{A} \\ A_i \cap A_j = \emptyset \end{array} \right\} & \Longleftrightarrow & I\!P(A_i \cup A_j) = I\!P(A_i) + I\!P(A_j) \end{array} \right. \tag{II.37}$$

5. La probabilité conditionnelle d'un événement A, sachant qu'un autre événement B de probabilité non nulle s'est réalisé est le nombre noté $I\!P(A|B)$ défini par :

$$I\!P(A|B) \quad = \quad \frac{I\!P(A \cap B)}{I\!P(B)} \tag{II.38}$$

   Soient A et B deux événements de probabilité non nulle, A et B sont indépendants si :

$$I\!P(B) \ = \ I\!P(B|A) \qquad \text{et} \qquad I\!P(A) \ = \ I\!P(A|B)$$

Dans ce cas, la définition de la probabilité conditionnelle $I\!P(A|B)$ induit :

$$I\!P(A \cap B) \quad = \quad I\!P(A) \cdot I\!P(B) \tag{II.39}$$

Toute fonction $X(\omega)$ définie sur $\mho$ est décrite comme une « variable aléatoire ». La fonction de distribution cumulée (*cdf*), également appelée « loi » de toute variable aléatoire scalaire $X(\omega)$ est notée $F_X(x)$ et est définie sur $I\!R$ telle que :

$$F_X(x) \quad = \quad I\!P\big(\ \omega \in \mho \ : \ X(\omega) \ \leq \ x\ \big) \tag{II.40}$$

La fonction de distribution de probabilité (*pdf*) de X, notée $f_X(x)$, est définie comme la dérivée de $F_X(x)$:

$$f_X(x) \quad = \quad \frac{dF_X(x)}{dx} \tag{II.41}$$

d'où :

$$F_X(x) \quad = \quad \int_{-\infty}^{x} f_X(t)\ dt \tag{II.42}$$

Par ailleurs, la dérivation de la fonction de distribution cumulée par rapport à x permet d'obtenir :

$$dF_X(x) \quad = \quad f_X(x) \cdot dx \quad = \quad I\!P\big(\ \omega \in \mho \ : \ x \ < \ X(\omega) \ \leq \ x + dx\ \big) \tag{II.43}$$

II.2.3.2 Modèle stochastique de fracturation en cisaillement

Comme précisé en section §II.1.2, les modélisations géomécaniques actuelles permettent la quantification tridimensionnelle des tenseurs de déformation. Nous supposons donc comme connu en tout point du modèle volumique le tenseur de déformation *lagrangien* $\mathcal{E}$.

Par contre, les paramètres tels que les coefficients de *Lamé* λ et μ, la cohésion interne c et l'angle de friction interne φ ne peuvent être connus avec exactitude en tout point du réservoir. Aussi, nous proposons de décrire ces paramètres λ, μ, c et φ à l'aide des variables aléatoires $L(\omega)$, $M(\omega)$, $C(\omega)$ et $\phi(\omega)$, respectivement, et de les intégrer au sein d'un modèle stochastique de fracturation en cisaillement dans le cas des déformations infinitésimales, basé sur le critère de *Mohr-Coulomb*. Cette modélisation géomécanique reflète ainsi l'incertitude inhérente aux propriétés rhéologiques dans l'évaluation d'un nouvel indicateur structural de fracturation, la *probabilité de fracturation*.

a- Exemple préliminaire

L'exemple de la figure II.10 illustre le cas de variables aléatoires uniformes prises en compte dans l'évaluation du critère de *Mohr-Coulomb*. Des lois stochastiques de type uniforme décrivant les propriétés rhéologiques sont définies :

$$\begin{array}{lcl} L(\omega) & \hookrightarrow & \mathcal{U}\ [\lambda^-, \lambda^+] \\ M(\omega) & \hookrightarrow & \mathcal{U}\ [\mu^-, \mu^+] \\ C(\omega) & \hookrightarrow & \mathcal{U}\ [c^-, c^+] \\ \phi(\omega) & \hookrightarrow & \mathcal{U}\ [\varphi^-, \varphi^+] \end{array}$$

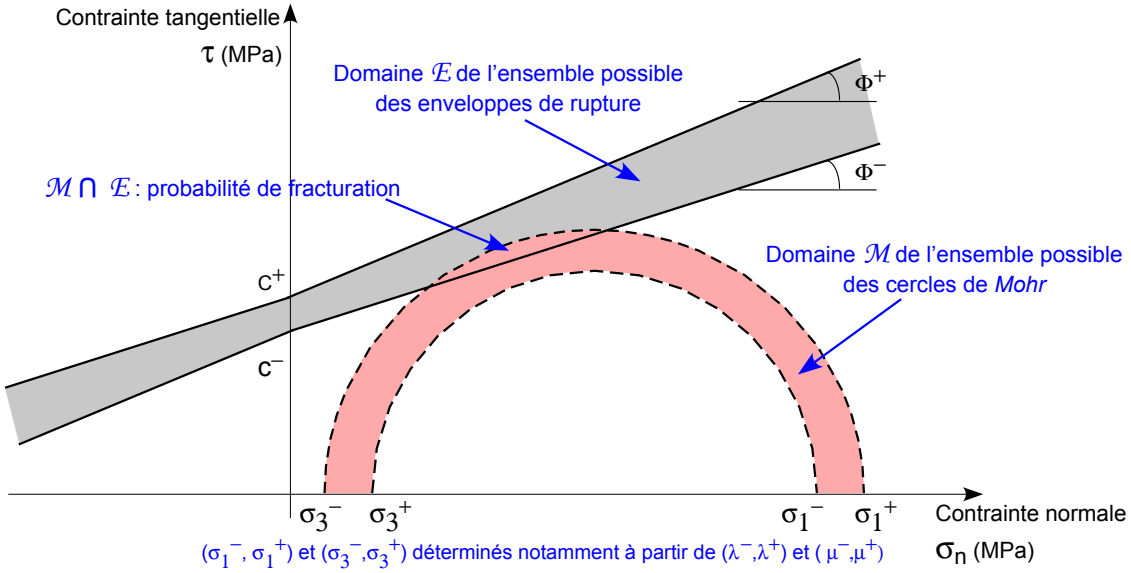


Fig. II.10: Incertitudes concernant les propriétés rhéologiques prises en compte dans le cas du critère de *Mohr-Coulomb*. Les paramètres rhéologiques (coefficients de *Lamé* λ et μ, la cohésion interne c et l'angle de friction interne φ) sont considérés comme des variables aléatoires suivant des lois uniformes.

Elles permettent la détermination en un point donné $\mathbf{x}$, non plus d'une unique enveloppe de rupture et d'un unique cercle de *Mohr*, mais d'un domaine E définissant l'ensemble possible des enveloppes de rupture ainsi qu'un domaine $\mathcal{M}$ définissant l'ensemble possible des cercles de *Mohr*. Les incertitudes liées aux propriétés sont ainsi intégrées dans l'évaluation du critère de *Mohr-Coulomb* et l'intersection des domaines E et $\mathcal{M}$ détermine ainsi une probabilité de fracturation.

b- Description du modèle

Dans le cas du critère de *Mohr-Coulomb*, une translation vers la droite est sans effet sur l'expression du critère et permet la simplification suivante de l'équation II.26 :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \geq \left[tg\varphi \cdot \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) + c \right] \cdot cos\varphi \tag{II.44}$$

En conséquence, si l'on considère l'événement $\{Fracturation\}$, défini comme le fait qu'une rupture se produit au sein de la roche, l'équation II.44 s'exprime comme suit :

$$\{Fracturation\} \iff c \leq \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cdot \frac{1}{cos\varphi} - \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \cdot tg\varphi \tag{II.45}$$

Les contraintes principales σ_1 et σ_3 sont déduites des déformations principales ε_1, ε_2 et ε_3 du tenseur $\mathcal{E}$ comme définies d'après l'équation II.24 :

$$\begin{cases} \sigma_1 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda + 2 \cdot \varepsilon_1 \cdot \mu \\ \sigma_3 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda + 2 \cdot \varepsilon_3 \cdot \mu \end{cases} \tag{II.46}$$

$$\Longrightarrow \quad \begin{cases} (\sigma_1 - \sigma_3)/2 = (\varepsilon_1 - \varepsilon_3) \cdot \mu \\ (\sigma_1 + \sigma_3)/2 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_3) \cdot \mu + (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda \end{cases}$$

Nous définissons maintenant la fonction $h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E})$ telle que :

$$h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;=\; (\varepsilon_1 - \varepsilon_3) \cdot \mu \cdot \frac{1}{cos\varphi} - (\varepsilon_1 + \varepsilon_3) \cdot \mu \cdot tg\varphi - (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda \cdot tg\varphi \qquad \text{(II.47)}$$

D'après les équations II.45, II.46 et II.47, la fracturation est caractérisée par :

$$\{Fracturation\} \iff c \;\leq\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \qquad \text{(II.48)}$$

À présent, considérons non plus les paramètres λ, μ, c, φ du matériel mais leurs variables aléatoires correspondantes $L(\omega)$, $M(\omega)$, $C(\omega)$ et $\phi(\omega)$, reflets de l'incertitude de ces paramètres. Par ailleurs, en tout point du modèle, les déformations principales sont parfaitement connues. De ce fait, d'après l'équation II.48, la fracturation peut être considérée comme un événement $\mho^F$ tel que :

$$\mho^F \;=\; \left\{ \; \omega \;\in\; \mho \;:\; C(\omega) \;\leq\; h(\; L(\omega), M(\omega), \phi(\omega) \mid \mathcal{E} \;) \; \right\}$$

Nous définissons ainsi la *probabilité de fracturation*, notée $I\!P(\mho^F)$, que l'événement $\mho^F$ se produise, sachant que $\mathcal{E}$ est connu et que $L(\omega)$, $M(\omega)$, $C(\omega)$ et $\phi(\omega)$ sont données.

Soient les événements E_λ, E_μ et E_φ définis tels que :

$$\begin{array}{rcl} E_\lambda & = & \{\; \omega \in \mho \;:\; \lambda \;<\; L(\omega) \;\leq\; \lambda + d\lambda \;\} \\ E_\mu & = & \{\; \omega \in \mho \;:\; \mu \;<\; M(\omega) \;\leq\; \mu + d\mu \;\} \\ E_\varphi & = & \{\; \omega \in \mho \;:\; \varphi \;<\; \phi(\omega) \;\leq\; \varphi + d\varphi \;\} \end{array} \qquad \text{(II.49)}$$

D'après les définitions II.38 et II.40, la fonction de distribution cumulée F_C de la variable aléatoire $C(\omega)$ est :

$$\begin{array}{rcl} F_C\big(\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;\big) & = & I\!P\,(\; \omega \;\in \mho \;:\; C(\omega) \;\leq\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;) \\ & = & I\!P\,\big(\; \mho^F \mid E_\lambda \;\cap\; E_\mu \;\cap\; E_\varphi \;\big) \\ & = & \dfrac{I\!P\,\big(\; \mho^F \;\cap\; E_\lambda \;\cap\; E_\mu \;\cap\; E_\varphi \;\big)}{I\!P\,(\; E_\lambda \;\cap\; E_\mu \;\cap\; E_\varphi \;)} \end{array} \qquad \text{(II.50)}$$

d'où : $\quad I\!P\,\big(\mho^F \cap E_\lambda \cap E_\mu \cap E_\varphi\big) \;=\; F_C\big(\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;\big) \cdot I\!P\,(\; E_\lambda \;\cap\; E_\mu \;\cap\; E_\varphi \;)$

Nous supposerons les variables aléatoires $L(\omega)$, $M(\omega)$ et $\phi(\omega)$ indépendantes. De ce fait, d'après les équations II.39, II.41 et II.43, l'équation II.50 s'écrit également :

$$\begin{array}{rcl} I\!P\,\big(\mho^F \cap E_\lambda \cap E_\mu \cap E_\varphi\big) & = & F_C\big(\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;\big) \cdot I\!P\,(\; E_\lambda) \cdot I\!P\,(\; E_\mu) \cdot I\!P\,(\; E_\varphi) \\ & = & F_C\big(\; h(\lambda, \mu, \varphi|\mathcal{E}) \;\big) \cdot \{f_L(\lambda) \cdot d\lambda\} \cdot \{f_M(\mu) \cdot d\mu\} \cdot \{f_\phi(\varphi) \cdot d\varphi\} \end{array} \qquad \text{(II.51)}$$

Pour tout incrément $d\lambda$ donné (respectivement $d\mu$ et $d\varphi$), les événements E_λ (respectivement E_μ et E_φ) définissent une partition $\mathcal{A}_L$ (respectivement $\mathcal{A}_\mu$ et $\mathcal{A}_\varphi$) de $\mho$. La *probabilité de fracturation* $I\!P(\mho^F)$ peut donc être déterminée en sommant toutes ses parties :

$$I\!P(\mho^F) \;=\; \int_{I\!R^3} F_C\big(\; h(\lambda,\mu,\varphi|\mathcal{E})\;\big) \;\cdot\; f_L(\lambda)\cdot f_M(\mu)\cdot f_\phi(\varphi) \;\cdot\; d\lambda\; d\mu\; d\varphi \qquad \text{(II.52)}$$

Cependant, la détermination analytique de cette intégrale est complexe et fait intervenir de très nombreux cas particuliers. Aussi, nous utilisons des techniques de quadrature numérique afin d'évaluer la *probabilité de fracturation* $I\!P(\mho^F)$. Nous introduisons pour cela les intégrales suivantes :

$$\left|\begin{array}{lcl} I(\mu,\varphi) & = & \displaystyle\int_{-\infty}^{+\infty} F_C\big(\; h(\lambda,\mu,\varphi|\mathcal{E})\;\big) \;\cdot\; f_L(\lambda)\cdot d\lambda \\ J(\varphi) & = & \displaystyle\int_{-\infty}^{+\infty} I(\mu,\varphi) \;\cdot\; f_M(\mu)\cdot d\mu \\ K & = & \displaystyle\int_{-\infty}^{+\infty} J(\varphi) \;\cdot\; f_\phi(\varphi)\cdot d\varphi \quad = \quad I\!P(\mho^F) \end{array}\right. \qquad \text{(II.53)}$$

Nous étudions en détail l'application de ce modèle au cas de variables aléatoires gaussiennes puis uniformes, chacune des intégrales correspondantes sera calculée numériquement à partir d'une technique appropriée de quadrature numérique (Press *et al.*, 1992).

b-1 Cas de variables aléatoires gaussiennes

Soit une variable aléatoire gaussienne $X(\omega)$, m_X et σ_X représentant la moyenne et la variance de X respectivement, la *pdf* de $X(\omega)$ est définie par :

$$f_X(x) \;=\; \frac{1}{\sigma_X\cdot\sqrt{2\pi}}\cdot exp\left(-\frac{(x-m_X)^2}{2\cdot\sigma_X^2}\right) \qquad \text{(II.54)}$$

L'approximation de Fermi pour $F_X(x)$ peut être utilisée :

$$F_X(x) \;\simeq\; \frac{1}{1+exp\left(-4\cdot\dfrac{x-m_X}{\sigma_X\cdot\sqrt{2\pi}}\right)} \qquad \forall\; x \qquad \text{(II.55)}$$

Les variables aléatoires $L(\omega)$, $M(\omega)$ et $\phi(\omega)$ sont considérées comme gaussiennes et indépendantes. La variable aléatoire $C(\omega)$ est également considérée comme gaussienne (aucune hypothèse d'indépendance n'est faite). Chacune des intégrales définies par les équations II.53 prend alors la forme suivante :

$$S \;=\; \int_{-\infty}^{+\infty} F(x)\cdot e^{-x^2}\cdot dx \qquad \text{(II.56)}$$

La technique de quadrature numérique de *Gauss-Hermite* est appropriée pour la résolution de cette intégrale (Press *et al.*, 1992). Elle est basée sur les polynômes normalisés de

Hermite $\tilde{H}_j(x)$ définis tels que :

$$\left| \begin{array}{lcl} \tilde{H}_{-1}(x) & = & 0 \\ \tilde{H}_0(x) & = & \pi^{-1/4} \\ \tilde{H}_{j+1}(x) & = & x \cdot \sqrt{\frac{2}{j+1}} \cdot \tilde{H}_j(x) \; - \; \sqrt{\frac{j}{j+1}} \cdot \tilde{H}_{j-1}(x) \end{array} \right. \tag{II.57}$$

Soient $\{x_1, \cdots, x_N\}$ les racines du polynôme $\tilde{H}_N(x)$, selon la technique de *Gauss-Hermite*, une approximation de l'intégrale II.56 est :

$$\left| \begin{array}{l} S \; = \; \displaystyle\int_{-\infty}^{+\infty} F(x) \cdot e^{-x^2} \cdot dx \; \simeq \; \sum_{j=1}^{N} w_j \cdot F(x_j) \\ \\ \qquad \text{où :} \quad w_j = \dfrac{1}{N \cdot \{\tilde{H}_{N-1}(x_j)\}^2} \end{array} \right. \tag{II.58}$$

Dans le cas où $F(x)$ est un polynôme de degré $n \leq 2N+1$, la technique de quadrature de *Gauss-Hermite* est exacte (Press *et al.*, 1992).

Soient $\{x_1, \cdots, x_{N_L}\}$, $\{y_1, \cdots, y_{N_M}\}$ et $\{z_1, \cdots, z_{N_\phi}\}$ les racines des polynômes $\tilde{H}_{N_L}(x)$, $\tilde{H}_{N_L}(y)$ et $\tilde{H}_{N_L}(z)$, respectivement, et soient $\{\lambda_i\}$, $\{\mu_j\}$ et $\{\varphi_k\}$ les points d'échantillonnage tels que :

$$\left| \begin{array}{lcllcl} \lambda_i & = & \sqrt{2} \cdot \sigma_L \cdot x_i \; + \; m_L & , \quad \forall \; i \; \in & [\![1, N_L]\!] \\ \mu_j & = & \sqrt{2} \cdot \sigma_M \cdot y_j \; + \; m_M & , \quad \forall \; j \; \in & [\![1, N_M]\!] \\ \varphi_k & = & \sqrt{2} \cdot \sigma_\phi \cdot z_k \; + \; m_\phi & , \quad \forall \; k \; \in & [\![1, N_\phi]\!] \end{array} \right. \tag{II.59}$$

Soient N_L, N_M et N_ϕ des entiers constants contrôlant la qualité de l'approximation, et soit F_C définie d'après l'approximation de Fermi, équation II.55. D'après l'équation II.58, l'intégrale de l'équation II.52 est évaluée numériquement :

$$\left| \begin{array}{l} I\!P(\mho^F) \; \simeq \; \displaystyle\sum_{i=1}^{N_L} \sum_{j=1}^{N_M} \sum_{k=1}^{N_\phi} w_i^L \cdot w_j^M \cdot w_k^\phi \cdot F_C\big(\; h(\lambda_i, \mu_j, \varphi_k | \mathcal{E}) \; \big) \\ \\ \qquad \text{où :} \left\{ \begin{array}{lcl} w_i^L & = & \dfrac{1}{\sqrt{\pi} \cdot N_L \; \cdot \{\tilde{H}_{N_L-1}(x_i)\}^2} \\ \\ w_j^M & = & \dfrac{1}{\sqrt{\pi} \cdot N_M \cdot \{\tilde{H}_{N_M-1}(y_j)\}^2} \\ \\ w_k^\phi & = & \dfrac{1}{\sqrt{\pi} \cdot N_\phi \; \cdot \{\tilde{H}_{N_\phi-1}(z_k)\}^2} \end{array} \right. \end{array} \right. \tag{II.60}$$

b-2 Cas de variables aléatoires uniformes

Soit une variable aléatoire uniforme $X(\omega)$ définie sur l'intervalle $[x^-, x^+]$, les *pdf* et *cdf* de $X(\omega)$ sont définies par :

$$f_X(x) = \begin{cases} 0 & \text{si} \quad x < x^- \\ \dfrac{1}{x^+ - x^-} & \text{si} \quad x^- \leq x \leq x^+ \\ 0 & \text{si} \quad x > x^+ \end{cases} \quad ; \quad F_X(x) = \begin{cases} 0 & \text{si} \quad x < x^- \\ \dfrac{x - x^-}{x^+ - x^-} & \text{si} \quad x^- \leq x \leq x^+ \\ 1 & \text{si} \quad x > x^+ \end{cases} \tag{II.61}$$

Les variables aléatoires $L(\omega)$, $M(\omega)$ et $\phi(\omega)$ sont considérées comme uniformes et indépendantes. La variable aléatoire $C(\omega)$ est également considérée comme uniforme (aucune hypothèse d'indépendance n'est faite). Ces variables aléatoires sont définies positives bornées telles que :

$$\left| \begin{array}{lcl} \lambda^- \leq L(\omega) \leq \lambda^+ \\ \mu^- \leq M(\omega) \leq \mu^+ \\ \varphi^- \leq \phi(\omega) \leq \varphi^+ \\ c^- \leq C(\omega) \leq c^+ \end{array} \right. \tag{II.62}$$

Chacune des intégrales définies par les équations II.53 prend alors la forme suivante :

$$S = \frac{1}{b-a} \int_a^b F(x) \cdot dx \tag{II.63}$$

La technique de quadrature numérique de *Gauss-Legendre* est appropriée pour la résolution de cette intégrale (Press *et al.*, 1992). Elle est basée sur les polynômes normalisés de *Legendre* $P_j(x)$ définis tels que :

$$\left| \begin{array}{lcl} P_{-1}(x) = 0 \\ P_0(x) = 1 \\ P_{j+1}(x) = x \cdot \frac{2j+1}{j+1} \cdot P_j(x) - \frac{j}{j+1} \cdot P_{j-1}(x) \end{array} \right. \tag{II.64}$$

Soient $\{x_1, \cdots, x_N\}$ les racines du polynôme $P_N(x)$, selon la technique de *Gauss-Legendre*, une approximation de l'intégrale II.63 est :

$$\left| \begin{array}{l} S = \dfrac{1}{b-a} \displaystyle\int_a^b F(x) \cdot dx \simeq \dfrac{1}{b-a} \sum_{j=1}^{N} w_j \cdot F(x_j) \\ \\ \text{où :} \quad w_j = \dfrac{2 \cdot N^2}{(1 - x_j^2) \cdot \{(2N-1) \cdot P_{N-1}(x_j)\}^2} \end{array} \right. \tag{II.65}$$

Soient $\{x_1, \cdots, x_{N_L}\}$, $\{y_1, \cdots, y_{N_M}\}$ et $\{z_1, \cdots, z_{N_\phi}\}$ les racines des polynômes $P_{N_L}(x)$, $P_{N_M}(y)$ et $P_{N_\phi}(z)$, respectivement, et soient N_L, N_M et N_ϕ des entiers constants contrôlant la qualité de l'approximation. D'après l'équation II.65, l'intégrale de l'équation II.52 est

évaluée numériquement :

$$\left| \begin{array}{l} I\!P(\mho^F) \simeq \frac{1}{\lambda^+-\lambda^-} \cdot \frac{1}{\mu^+-\mu^-} \cdot \frac{1}{\varphi^+-\varphi^-} \cdot \sum_{i=1}^{N_L} \sum_{j=1}^{N_M} \sum_{k=1}^{N_\phi} w_i^L \cdot w_j^M \cdot w_k^\phi \cdot F_C\big(h(\lambda_i, \mu_j, \varphi_k|\mathcal{E}) \big) \\ \\ \text{où :} \quad \left\{ \begin{array}{rcl} w_i^L & = & \dfrac{2 \cdot N_L^2}{(1-x_i^2) \cdot \{(2N_L-1) \cdot P_{N_L-1}(x_i)\}^2} \\ \\ w_j^M & = & \dfrac{2 \cdot N_M^2}{(1-x_j^2) \cdot \{(2N_M-1) \cdot P_{N_M-1}(x_j)\}^2} \\ \\ w_k^\phi & = & \dfrac{2 \cdot N_\phi^2}{(1-x_k^2) \cdot \{(2N_\phi-1) \cdot P_{N_\phi-1}(x_k)\}^2} \end{array} \right. \end{array} \right. \tag{II.66}$$

c- Prise en compte des pressions lithostatique et fluide

La pression lithostatique ou une pression de fluide induit une modification de la magnitude des contraintes principales au sein du volume d'étude, notamment une diminution de la contrainte normale effective. Afin d'obtenir des valeurs de contraintes réalistes, il est nécessaire d'intégrer cet effet lors du calcul des contraintes principales. Les résultats fournis par les modélisations inverses sont déjà sous la forme de champ de contrainte et prennent en compte cette influence. Cependant, les modèles inverses produisent des champs de déformation où l'effet de la pression lithostatique n'est souvent pas représenté.

Au niveau de la représentation des contraintes sur le cercle de *Mohr*, cet effet se traduit typiquement par une translation des valeurs de contraintes principales vers la gauche :

$$\left\{ \begin{array}{rcl} \sigma_1 & \longrightarrow & \sigma_1 - p \\ \sigma_3 & \longrightarrow & \sigma_3 - p \end{array} \right. \tag{II.67}$$

De ce fait, la fonction h, définie équation II.47, intègre cette nouvelle variable p telle que :

$$h(\lambda, \mu, \varphi, p|\mathcal{E}) = (\varepsilon_1 - \varepsilon_3) \cdot \mu \cdot \frac{1}{cos\varphi} - (\varepsilon_1 + \varepsilon_3) \cdot \mu \cdot tg\varphi - (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda \cdot tg\varphi + p \cdot tg\varphi \tag{II.68}$$

La pression p pourrait également être considérée comme une variable aléatoire dans le modèle stochastique défini précédemment.

II.2.3.3 Modèle stochastique de fracturation en tension

Un modèle stochastique de fracturation en tension est proposé dans le cas des déformations infinitésimales, basé sur le critère de *Griffith*. Les démonstrations mathématiques relatives à ce modèle sont très similaires au précédent avec pour majeures distinctions les expressions mathématiques de :

1. l'événement $\{Fracturation\}$:

$$\{Fracturation\} \iff c \leq -\sigma_1 - 3\sigma_3 \tag{II.69}$$

2. la fonction $h(\lambda, \mu|\mathcal{E})$:

$$h(\lambda, \mu|\mathcal{E}) \;=\; -4(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \cdot \lambda - (2\varepsilon_1 + 6\varepsilon_3) \cdot \mu \tag{II.70}$$

II.2.3.4 Association des deux modèles stochastiques de fracturation

Deux *probabilités de fracturation* peuvent ainsi être calculées :

1. une *probabilité de fracturation* en cisaillement, notée $I\!P(\mho^{F_c})$, établie à partir du critère de rupture de *Mohr-Coulomb* ;
2. une *probabilité de fracturation* en tension, notée $I\!P(\mho^{F_t})$, établie à partir du critère de rupture de *Griffith*.

La *probabilité de fracturation* ayant la valeur la plus élevée détermine alors le mode de fracturation de la roche au point $\mathbf{x}$ ainsi que la *probabilité de fracturation* $I\!P(\mho^{F})$. Le produit de cette méthodologie basée géomécanique, i.e. la *probabilité de fracturation*, constitue un nouvel indicateur d'intensité de fracturation géomécanique intégrant les incertitudes liées aux matériaux ainsi que le mode fracturation.

II.2.4 Application de l'approche géomécanique proposée sur un modèle réel

Une étude succincte d'un réservoir clastique naturellement fracturé présente le champ d'applicabilité de l'approche géomécanique proposée. Après avoir décrit le modèle ainsi que les premières étapes de la chaîne de modélisation préalable à la mise en place de notre approche, nous détaillerons les résultats obtenus concernant les indicateurs géomécaniques de fracturation calculés.

II.2.4.1 Description du modèle Chevron

a- Description des données brutes

Localisé en Amérique du Nord, le réservoir est un anticlinal non faillé composé de cinq horizons caractéristiques (modèle Chevron, figure II.11). Les différents types de roches constituant les couches sédimentaires sont :

- Couche supérieure (couche 1) : calcaire arénitique ;
- Première couche intermédiaire (couche 2) : argile arénitique, très indurée et friable ;
- Seconde couche intermédiaire (couche 3) : calcaire à silex, argileux ;
- Troisième couche intermédiaire (couche 4) : argile ;
- Couche inférieure (couche 5) : calcaire.

Les roches sont d'âge paléozoïque et présentent une forte induration.

Sept puits sont fournis avec des données statiques de fracturation de type imagerie de puits (logs FMI et/ou UBI). Ces données correspondent uniquement à l'orientation et à la position spatiale des fractures le long des puits. Leur analyse, basée sur l'orientation des fractures, permet de distinguer deux familles de fractures (figure II.12) :

- l'une d'orientation moyenne $N30E$,

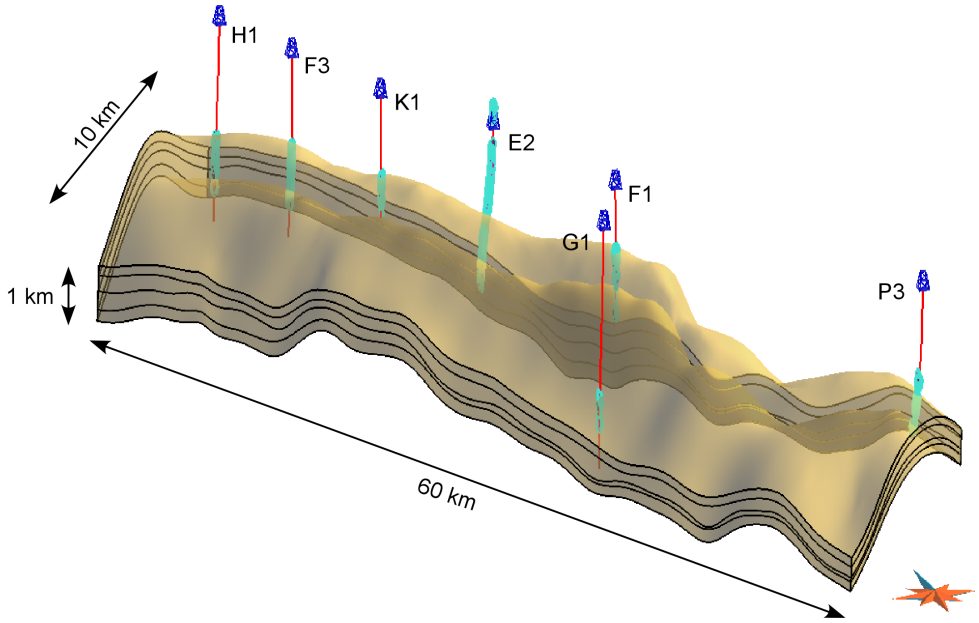


Fig. II.11: Modèle structural (modèle Chevron) composé de cinq horizons et sept puits présentant des fractures observées en bleu (exagération verticale de 3).

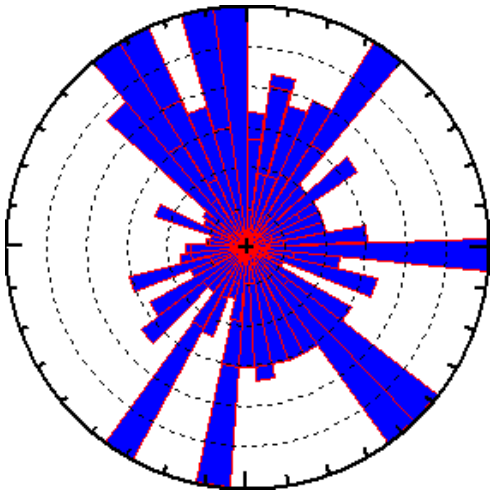


Fig. II.12: Orientation des fractures observées le long des sept puits du modèle.
Deux familles peuvent être distinguées : l'une d'orientation moyenne $N30E$, l'autre $N30W$.

– tandis que l'autre a une orientation moyenne de $N30W$.

D'autre part, aucune information n'indique le mode de fracturation (en tension ou en extension). Aussi, au cours de cette étude, nous considérons toutes les fractures comme extensives étant donné que leur modélisation nécessite la connaissance de moins de données que pour les autres types de fractures.

Également, étant donné le peu d'information disponible concernant les données de fracturation et l'histoire géologique du réservoir, seuls deux puits sont étudiés. Leur choix est motivé par le nombre de fractures observées : une fracturation de densité moyenne (en comparaison avec les autres puits) est préférée afin d'avoir une interaction suffisante avec les données.

b- Préalable à la détermination des indicateurs

La modélisation suivante est effectuée pour le réservoir fracturé étudié :

1. construction du modèle structural intégrant les cinq horizons et donc formé de quatre couches sédimentaires ;
2. construction d'une grille non structurée (solide tétraédrique composé de 250000 tétraèdres) à partir du modèle structural, elle respecte la géométrie des horizons ;
3. calcul de champs tensoriels de déformation issus de restaurations structurales tridimensionnelles dont les implantations ont été effectuées par Muron (2005). Deux restaurations distinctes sont effectuées avec des styles de déformation imposés différents : l'un est un cisaillement simple, tandis que l'autre est un style en flexion-glissement.

Notre modélisation géomécanique est ensuite effectuée afin de calculer les indicateurs d'orientation de fractures et d'intensité de fracturation.

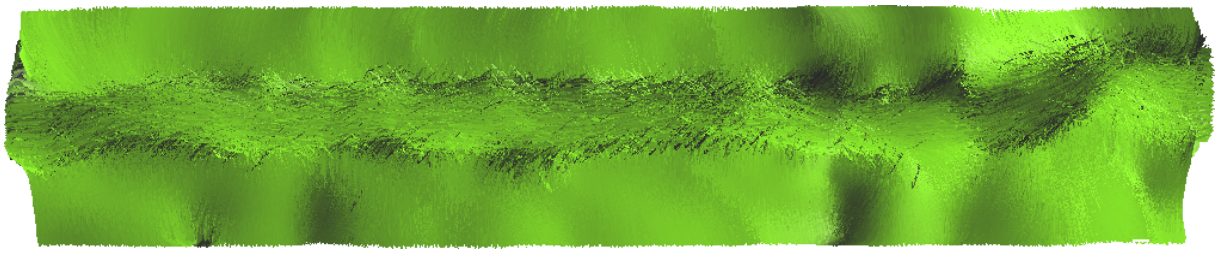
II.2.4.2 Détermination des indicateurs géomécaniques

a- Prédiction de l'orientation des fractures

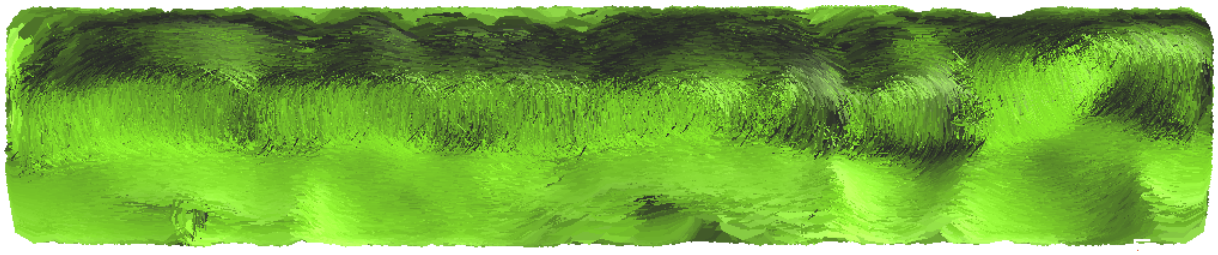
Dans un premier temps, les directions de déformations principales sont extraites sur tout le domaine à partir de chacun des champs tensoriels de déformation élastique obtenus précédemment (cas du cisaillement simple illustré par la figure II.13).

Elles sont ensuite confrontées aux données réelles d'orientation. Cependant, les directions de déformations principales sont déterminées au sein de chaque tétraèdre du modèle. Aussi, les orientations des fractures observées, dont la position spatiale se trouve dans un même tétraèdre, sont comparées à la même orientation prédite par l'approche géomécanique. Ainsi, du fait de la résolution trop grossière du maillage de la grille, beaucoup moins d'orientations sont prédites en comparaison avec celles qui sont observées.

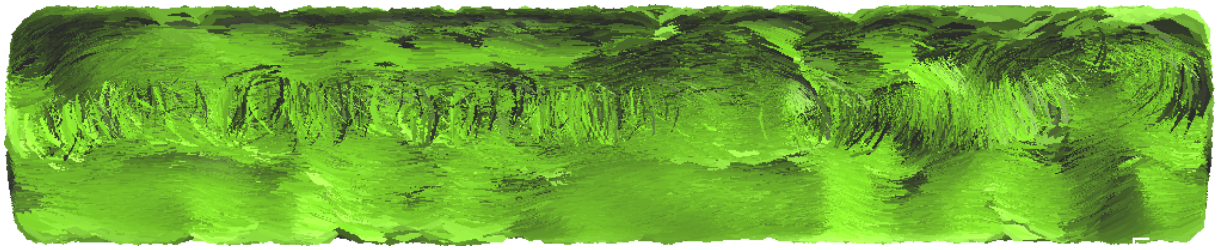
Tout d'abord, chacun des champs de directions de déformations principales issus des deux restaurations est comparé séparément aux données observées (tableaux II.1 et II.2). Ensuite, un outil interactif permet de combiner linéairement ces champs de direction selon la méthode proposée précédemment afin d'optimiser la prédiction géomécanique de l'orientation des fractures.



(a) $\mathbf{W}_1$

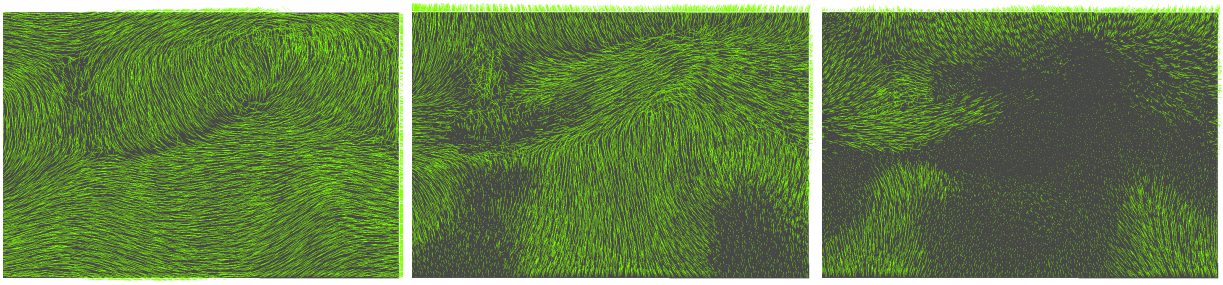


(b) $\mathbf{W}_2$



(c) $\mathbf{W}_3$

Détail de la partie droite des figures (a), (b), (c) :



(d) $\mathbf{W}_1$ (e) $\mathbf{W}_2$ (f) $\mathbf{W}_3$

Fig. II.13: Directions de déformations principales issues d'une restauration structurale ayant un style de déformation en cisaillement simple. Les directions de déformations principales maximales, moyennes et minimales, représentées par les traits verts, sont observées en vue de dessus, puis à l'aide d'un zoom.

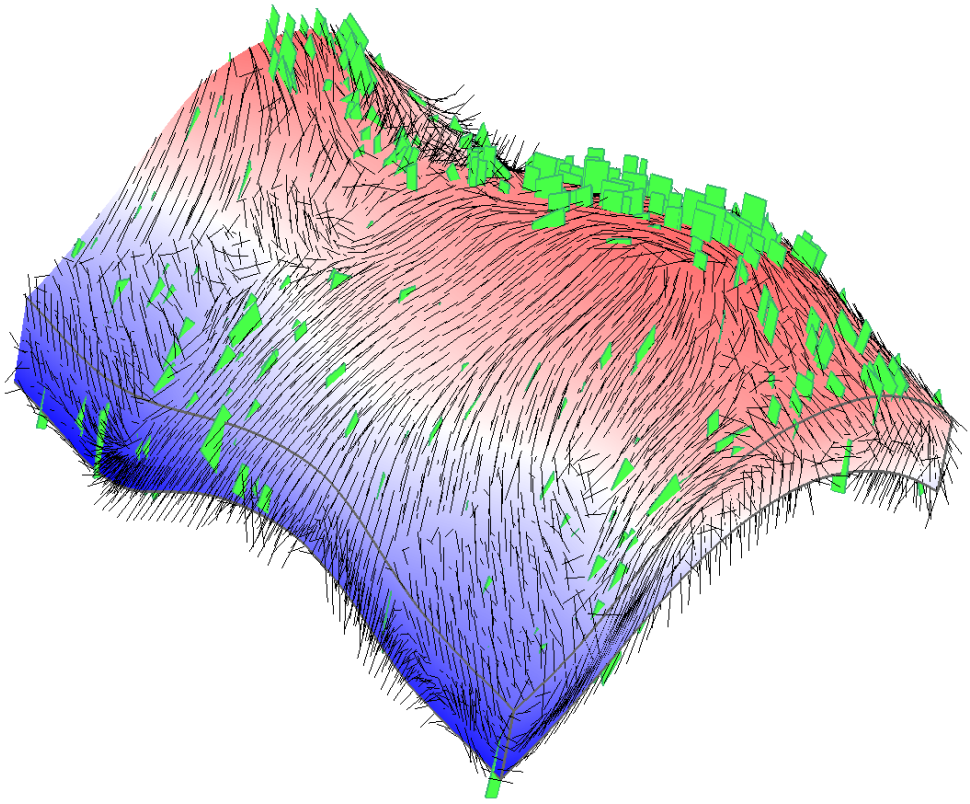


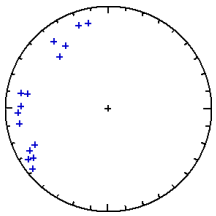
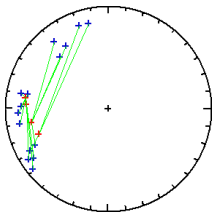
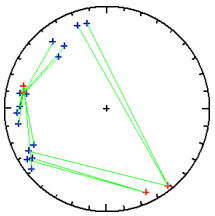
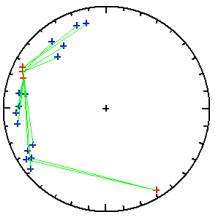
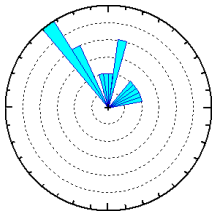
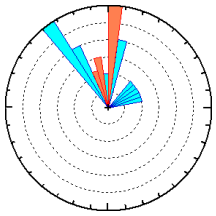
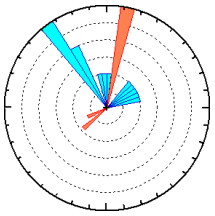
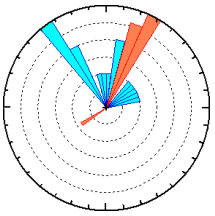
Fig. II.14: Prédiction géomécanique de l'orientation des fractures à partir d'une combinaison linéaire de deux champs de déformation présentant des styles différents.
La propriété peinte correspond à l'altitude du modèle. Les lignes noirs sont les directions principales moyennes issues du champ de déformation hybride. Les surfaces vert clair correspondent à des fractures prédites en accord avec ces directions.

L'ensemble des fractures des deux familles déterminées au préalable est intégré durant l'étape d'optimisation. Aussi une modélisation plus satisfaisante pourrait être obtenue en prenant en compte distinctement les différentes familles de fractures : une combinaison linéaire spécifique à chacune des familles et optimisant la corrélation entre les observations et les prédictions pourrait ainsi être déterminée. Cependant, toute famille de fractures chronologiquement antérieure aux épisodes tectoniques pris en compte ne peut être étudiée à l'aide de l'approche que nous proposons.

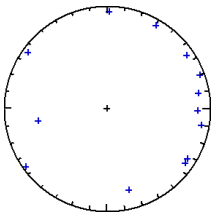
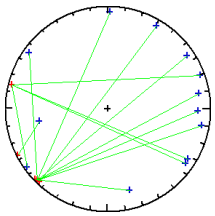
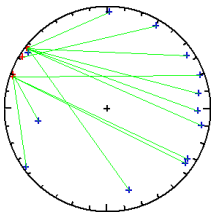
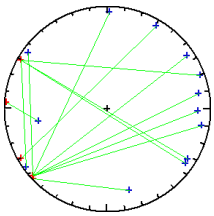
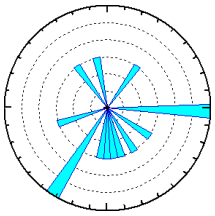
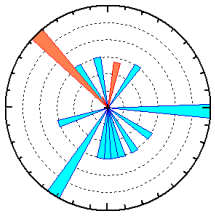
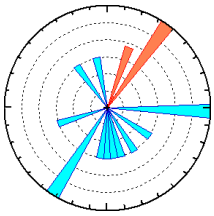
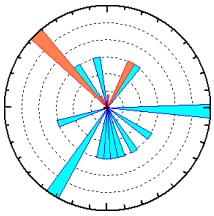
La figure II.14 présente les résultats de prédiction de l'orientation des fractures à partir du champ de déformation hybride.

b- Indicateur d'intensité de fracturation

Préalablement au calcul de la probabilité de fracturation, il est nécessaire de peupler les cellules de la grille avec les propriétés mécaniques du faciès correspondant. Ces propriétés ne nous ayant pas été fournies, elles sont estimées pour chaque faciès à partir de tables de la littérature (Jaeger, 1969; Goodman, 1989). Cependant, les valeurs des propriétés pétrophysiques mesurées dépendent fortement de la taille de l'échantillon de laboratoire, ce qui se traduit par un effet d'échelle important. Pour palier ce problème d'échelle entre les

Fractures observées au puits G1				
	Observées	Prédites à partir des styles :		
		Cisaillement simple	Flexion glissement	Hybride
Vue 3-D	gris	jaune	vert	rouge
Diagramme des pôles				
Diagramme de rose				

Tab. II.1: Mise en correspondance des orientations de fractures observées et prédites au puits G1 (15 fractures).
Coefficients du modèle hybride : cisaillement simple $a_1 = 0.8$; flexion glissement $a_2 = 0.2$.

Fractures observées au puits K1				
	Observées	Prédites à partir des styles :		
		Cisaillement simple	Flexion glissement	Hybride
Vue 3-D	gris	jaune	vert	rouge
Diagramme des pôles				
Diagramme de rose				

Tab. II.2: Mise en correspondance des orientations de fractures observées et prédites au puits K1 (29 fractures).
Coefficients du modèle hybride : cisaillement simple $a_1 = 0.9$; flexion glissement $a_2 = 0.1$.

propriétés in situ des réservoirs et celles mesurées en laboratoire, Mohammad *et al.* (1997) proposent l'utilisation d'un facteur de réduction afin d'assurer la validité de l'utilisation des propriétés mécaniques au sein de toute modélisation numérique.

Des lois de distribution, gaussiennes et uniformes, sont déterminées pour chacune des propriétés mécaniques puis intégrées sous forme de propriétés au sein de la grille.

Les déformations principales correspondant au champ de déformation hybride déterminé précédemment sont ensuite calculées (figure II.15).

Le calcul de probabilité de fracturation est effectué pour les deux cas, gaussien et uniforme (figure II.16). L'observation des figures II.17 et II.18 montre l'influence de deux paramètres déterminant lors du calcul de la probabilité de fracturation, notamment au niveau des sections en deux dimensions :

- celle des propriétés des roches : les valeurs fortes de probabilité se concentrent au niveau des couches sédimentaires présentant un comportement cassant tandis que les valeurs plus faibles sont liées à des couches sédimentaires ayant un comportement à la rupture plus élastique ;
- celle de la géométrie de la structure reflétée par les déformations : les valeurs fortes de probabilité sont associées à l'extrados de l'anticlinal tandis que les valeurs plus faibles se retrouvent au niveau des flancs, au sein d'une couche sédimentaire présentant des propriétés mécaniques homogènes.

II.2.4.3 Conclusion sur le modèle réel

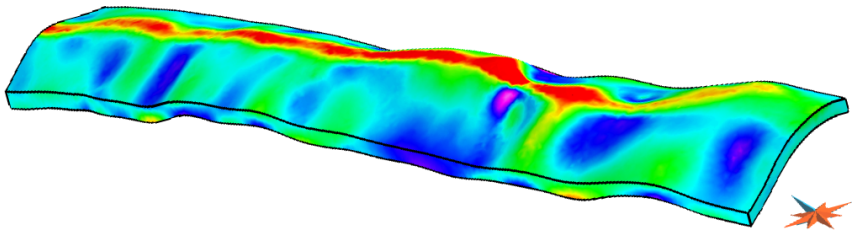
Malgré le manque de données et de connaissances géologiques relatives au réservoir naturellement fracturé étudié, l'approche géomécanique décrite précédemment présente des résultats satisfaisants concernant les indicateurs de fracturation calculés. Notamment, le coefficient de corrélation linéaire entre la probabilité de fracturation calculée et la densité observée aux puits (calculée à l'aide d'une fenêtre glissante) est d'environ 40%. Également, les différentes familles de fractures n'ont pas été distinguées lors de cette application du fait du temps nécessaire à une étude complète famille par famille de fractures. Or, la méthodologie que nous proposons doit être effectuée indépendamment pour chaque famille de fractures. Cependant, notre objectif lors de cette étude succincte était essentiellement de démontrer les possibilités offertes par notre approche.

II.3 Conclusion

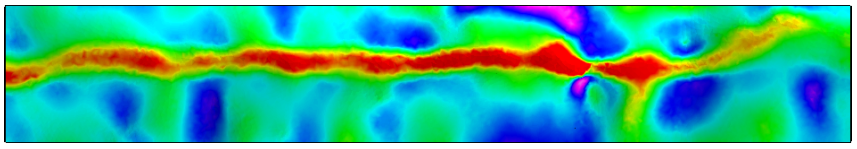
L'approche développée au sein de ces travaux s'est concentrée sur trois aspects majeurs :

- l'intégration du processus géomécanique à l'origine de la fracturation au travers de l'utilisation (1) du champ de déformation et (2) de lois et critères adaptés ;
- la prise en compte des incertitudes relatives aux propriétés mécaniques des roches ;
- le calage aux données statiques de fracturation.

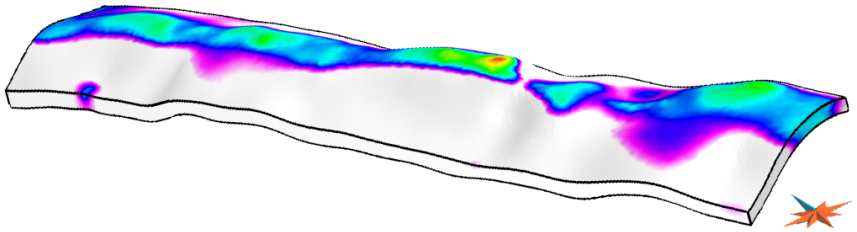
Les résultats prennent la forme d'indicateurs structuraux de fracturation, notamment concernant son intensité et son orientation. Dans un second temps, des méthodes de



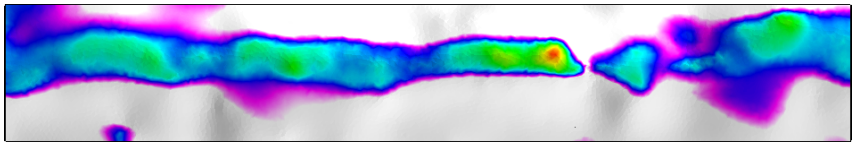
(a) ε_1 - Vue 3D



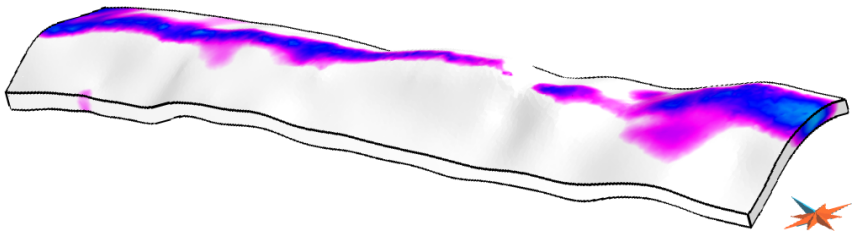
(b) ε_1 - Vue de dessus



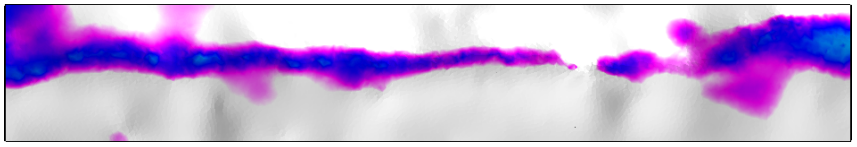
(c) ε_2 - Vue 3D



(d) ε_2 - Vue de dessus



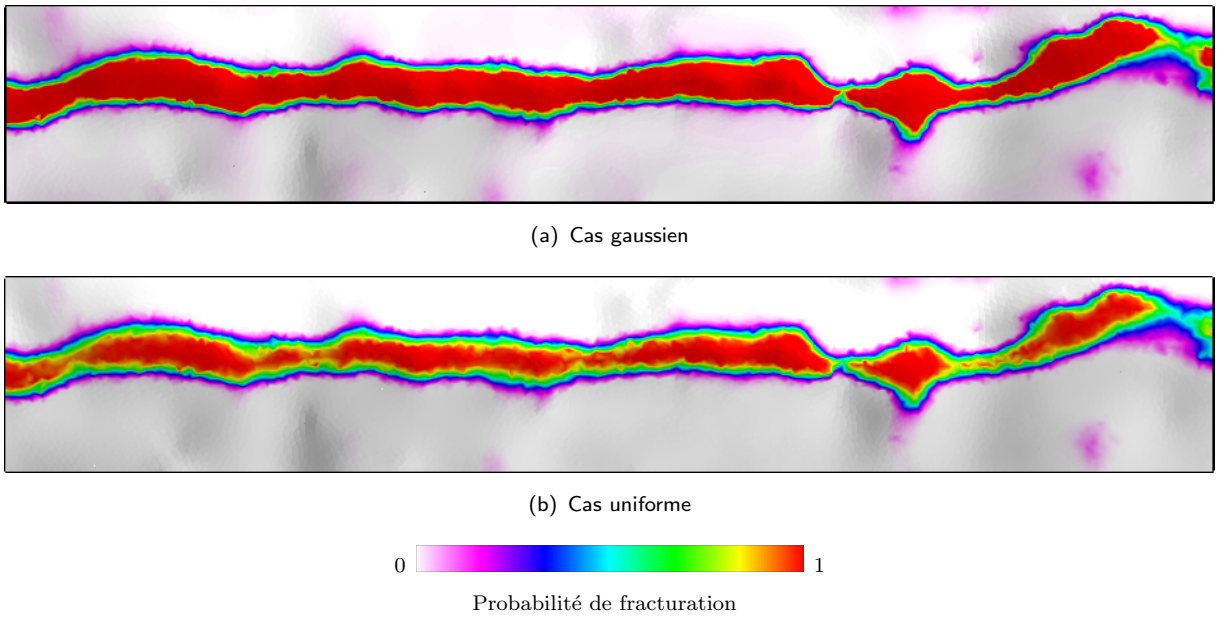
(e) ε_3 - Vue 3D



(f) ε_3 - Vue de dessus



Fig. II.15: Déformations principales issues du champ de déformation hybride. Les déformations principales maximales, moyennes et minimales sont observées en vue tridimensionnelle et vue de dessus.



(a) Cas gaussien

(b) Cas uniforme

Fig. II.16: Comparaison des probabilités de fracturation pour les cas gaussien et uniforme. Vue de dessus.

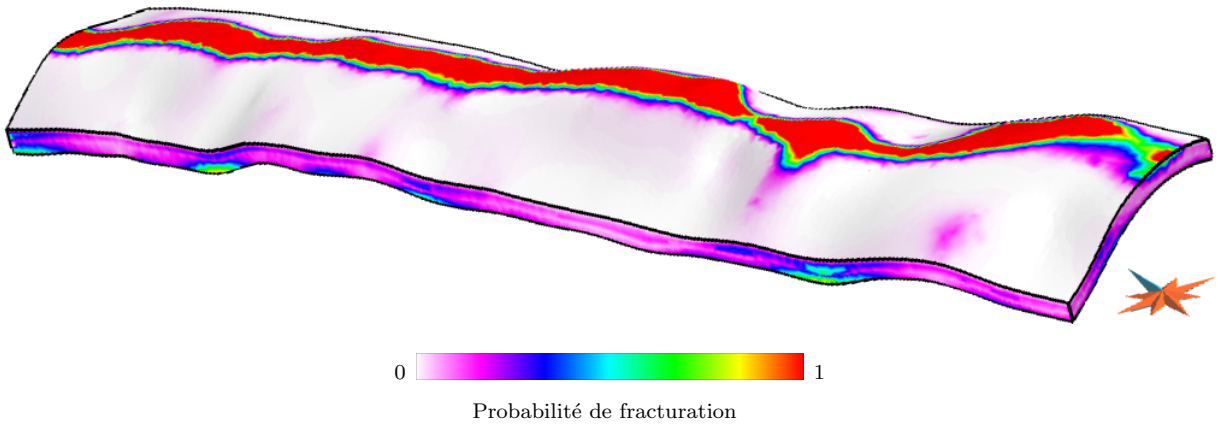
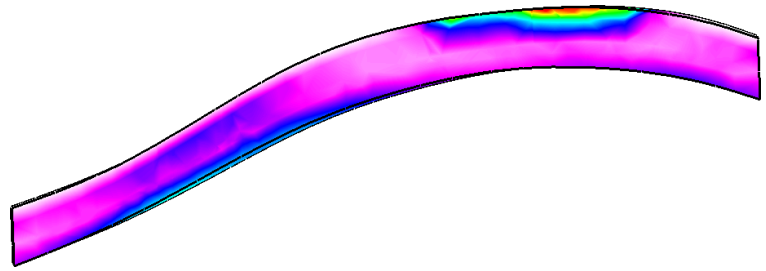
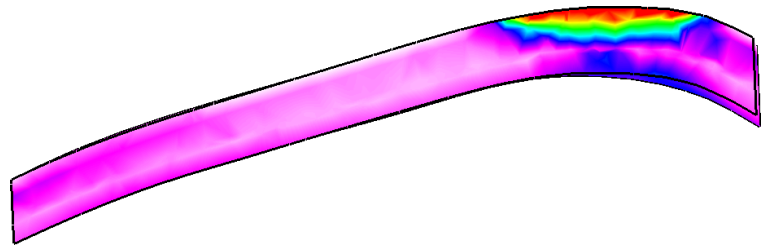


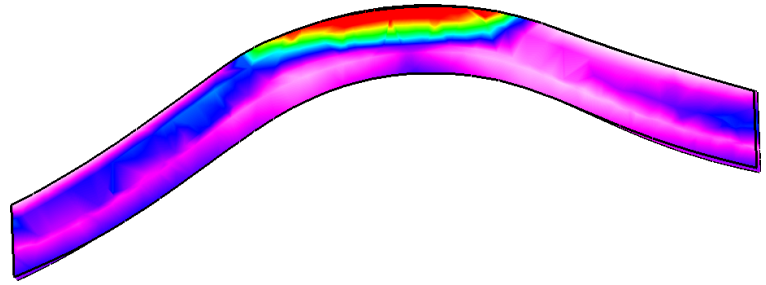
Fig. II.17: Probabilité de fracturation, indicateur structural d'intensité de fracturation.
Les variables aléatoires décrivant les propriétés des roches suivent des lois de distribution gaussiennes. Vue tridimensionnelle.



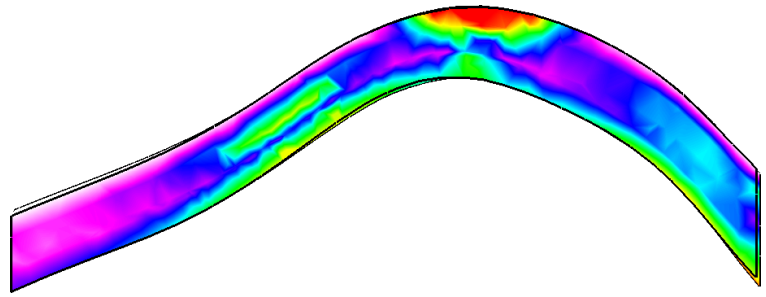
(a) Section 1



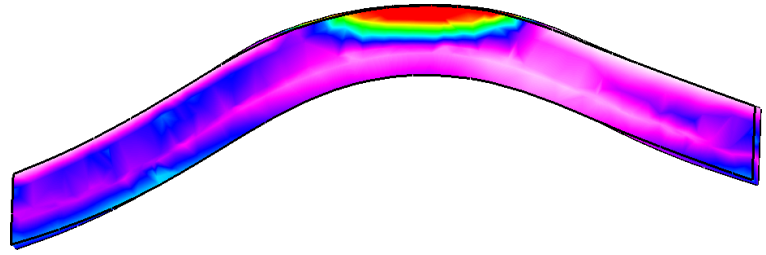
(b) Section 2



(c) Section 3



(d) Section 4



(e) Section 5

Fig. II.18: Probabilité de fracturation représentée sur un ensemble de sections bidimensionnelles effectuées du Sud (Section 1) vers le Nord (Section 5). Le Nord est représenté par la flèche bleue de la rosace située en bas et à droite sur la figure II.17.

calage historique aux données dynamiques peuvent également être mises en oeuvre afin de valider et d'optimiser notre méthodologie.

Par ailleurs, il est primordial de garder à l'esprit les limitations associées au modèle développé :

- la mesure d'une déformation élastique ainsi que l'utilisation d'une loi de comportement élastique pour la description d'un processus de type cassant ;
- l'hypothèse des petites déformations ;
- la non-intégration de l'effet prépondérant associé à la présence de fractures et/ou discontinuités caractéristiques (limites de couches) préexistantes. L'application de la loi de *Byerlee* (Byerlee, 1978) pourrait être envisagée : elle prédit le comportement d'un matériau pré-fracturé en fonction de la profondeur et des contraintes principales appliquées pour obtenir un déplacement le long d'une fracture.

Les indicateurs structuraux que nous proposons de calculer ainsi que tout autre indicateur de fracturation (sismique ou structural) peuvent ensuite être intégrés au sein de méthodologies, essentiellement basées sur la géostatistique, afin de déterminer les paramètres caractéristiques des familles de fractures.

Le chapitre III aborde l'étape de modélisation synthétique des familles de fractures à partir de ces caractéristiques.

Chapitre III

Modélisation numérique d'un réseau de fractures géologiquement cohérent

Sommaire

III.1 État de l'art 68
III.1.1 Représentation d'un réseau de fractures 68
III.1.2 Génération d'un réseau de fractures discrètes 74
III.2 Description de la structure de réseau de fractures discrètes adoptée 76
III.2.1 Représentation d'une fracture discrète 76
III.2.2 Représentation d'un réseau de fractures 77
III.3 Simulation stochastique conditionnelle hiérarchique de réseaux de fractures discrètes 78
III.3.1 Aspect stochastique 80
III.3.2 Aspect conditionnel vis-à-vis des fractures observées 92
III.3.3 Aspect hiérarchique 93
III.4 Mise en cohérence géologique du réseau de fractures 93
III.4.1 Intersection efficace tridimensionnelle entre deux polygones . . 94
III.4.2 Respect des contraintes géologiques 98
III.5 Conclusion 104

Deux méthodologies se distinguent lors du processus de modélisation d'un massif fracturé :

- soit une approche dynamique basée sur les processus génétiques de la fracturation (modèle basé processus) ;
- soit une approche statique basée sur la reproduction de la géométrie et/ou des propriétés du réseau de fractures (modèle basé résultat).

La modélisation numérique idéale d'un réseau de fractures au sein d'un réservoir consisterait à mimer le processus génétique de fracturation et non à modéliser le résultat de ce processus. À partir des propriétés pétrophysiques des roches ainsi que de l'historique des paléocontraintes, les fractures seraient modélisées dynamiquement et leur impact interviendrait sur l'évolution future des contraintes. Or, réalisée à l'échelle de l'échantillon

rocheux (Segall et Pollard, 1980; Withjack et Scheiner, 1982; Rives, 1992; Rives *et al.*, 1992; Renshaw et Pollard, 1995; Wu et Pollard, 1995), cette modélisation reste irréalisable à l'échelle du réservoir naturellement fracturé du fait :

- de l'incompatibilité des échelles d'étude,
- de la connaissance trop imprécise de l'histoire des paléocontraintes,
- du temps de calcul nécessaire pour effectuer ce type de modélisation excessivement précis.

Aussi, étant données ces limitations, une modélisation numérique réalisable ne peut correspondre qu'à une approche statique. Par ailleurs, des réseaux de fractures géologiquement cohérents peuvent également être générés avec une telle méthodologie grâce à l'intégration de processus génétiques lors de la modélisation.

D'autre part, la forte incertitude concernant les caractéristiques de fracturation (manque de précision et d'exhaustivité) exclut l'unicité d'une représentation déterministe d'un réseau de fractures au profit d'une multitude de représentations stochastiques équiprobables.

Le respect des critères suivants permet de déterminer la validité et l'efficacité d'une modélisation de réseaux de fractures :

- conditionnement aux données de fracturation disponibles ;
- cohérence géologique des représentations ;
- représentation d'un grand nombre de fractures (jusqu'à plusieurs millions) ;
- efficacité en terme de temps d'exécution.

Après un rappel bibliographique concernant les principales méthodes de représentation numérique d'un réseau de fractures, nous présenterons :

1. la structure de données numériques adoptée,
2. puis l'approche employée pour la génération de réseaux de fractures,
3. ainsi que les méthodologies proposées afin d'assurer la cohérence géologique des résultats.

III.1 État de l'art

Actuellement, différents types de modèles conceptuels se distinguent pour l'étude d'un réservoir naturellement fracturé (Diodato, 1994; Gilman, 2003). Dans un premier temps, la description, les avantages et limitations de chacun de ces modèles seront abordés afin de déterminer le modèle le plus adéquat pour résoudre notre problématique. Une seconde étude bibliographique détaillera ensuite les différentes méthodes de génération du modèle adopté par la suite au sein de ces travaux de thèse.

III.1.1 Représentation d'un réseau de fractures

Les divers modèles conceptuels proposés dans la littérature diffèrent de par leur représentation de l'hétérogénéité du milieu fracturé (figure III.1) :

- l'approche implicite se base sur une représentation des fractures via des propriétés ;

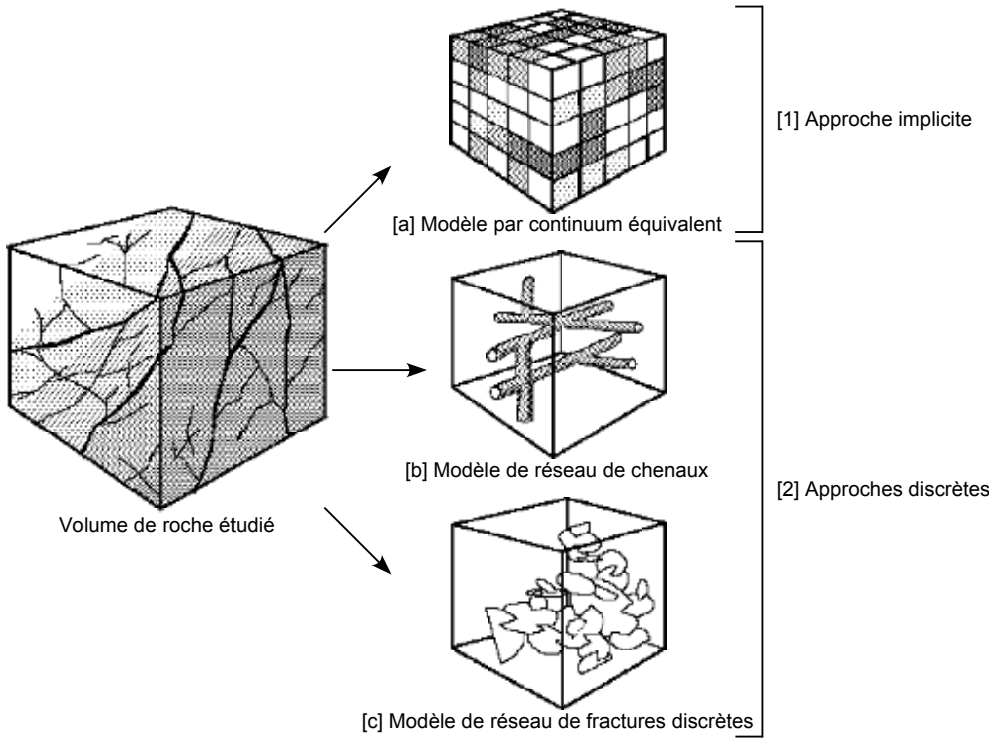
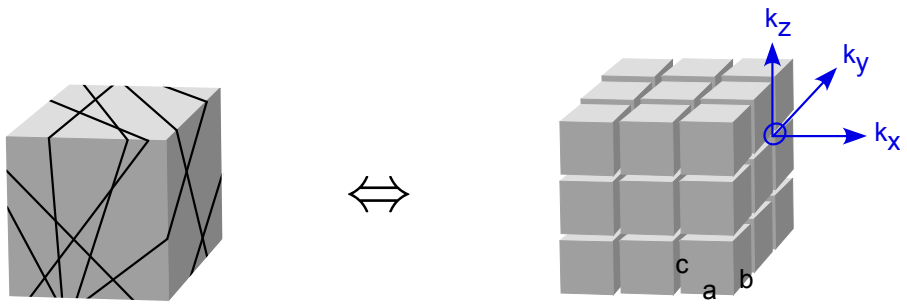


Fig. III.1: Diversité des approches adoptées en modélisation numérique de réseau de fractures au sein d'un volume rocheux fracturé :
[1] Approche implicite : [a] modèle par continuum équivalent
[2] Approches discrètes : [b] modèle de réseau de chenaux ; [c] modèle de réseau de fractures discrètes.
Modifié d'après Selroos *et al.* (2002).

– l'approche discrète représente explicitement les fractures ;
– l'approche hybride combine différents aspects des deux approches précédentes.

III.1.1.1 Approches implicites

Dans les approches implicites, les fractures sont représentées au sein d'une grille par l'intermédiaire de propriétés reflétant leur impact sur les roches. Ces approches sont des modélisations par continuum équivalent : le massif rocheux fracturé est considéré comme équivalent à un nombre fini de volumes élémentaires, chacun étant considéré comme un milieu présentant des propriétés homogènes. Ce type de modélisation est particulièrement approprié pour la simulation d'écoulement fluide du fait de la représentation directe des propriétés hydrauliques au sein du modèle. Les propriétés hydrauliques du réservoir fracturé, telles que la perméabilité et la porosité, sont alors déterminées sous la forme de coefficients représentant le comportement fluide équivalent pour chaque volume élémentaire considéré. Les propriétés hydrauliques équivalentes peuvent être évaluées :
– soit analytiquement : à l'aide de formulations déterminées pour des fractures à géométrie simple prédéfinie (Snow, 1969; Oda, 1985),



(a, b, c) : dimensions du volume élémentaire représentatif

(k_x, k_y, k_z) : perméabilités de fractures équivalentes

[1] Massif fracturé [2] Modèle par continuum équivalent

Fig. III.2: Représentation conceptuelle du modèle par continuum équivalent de Warren et Root (1963) : superposition de blocs parallélépipédiques (représentant la matrice) avec un ensemble de plans orthogonaux interconnectés (représentant les fractures).

– soit numériquement : par la réalisation de simulations locales d'écoulement effectuées sur des représentations discrètes des fractures (modèles hybrides) (Bourbiaux *et al.*, 1998).

La difficulté principale de tels modèles réside dans la détermination des dimensions des blocs équivalents pour laquelle l'approximation par continuum équivalent est valide.

Différents modèles existent pour cette représentation selon que l'on considère :

1. un milieu unique : le modèle à simple continuum, également appelé modèle à simple porosité (SP), considère le domaine fracturé comme un milieu très homogène.
2. deux milieux distincts : le modèle à double continuum peut être décrit soit comme un modèle à simple perméabilité / double porosité (SP/DP), soit comme un modèle à double perméabilité / double porosité (DP/DP). Afin d'établir des formules analytiques permettant la détermination des perméabilité et porosité équivalentes, le domaine est représenté par deux milieux distincts superposés (Warren et Root, 1963) (figure III.2) :
   – le milieu matriciel discrétisé à l'aide de blocs parallélépipédiques ;
   – le réseau de fractures idéalisé par un ensemble de plans orthogonaux interconnectés.

Cependant, le manque d'interaction vis-à-vis du modèle stochastique généré constitue l'inconvénient majeur des modélisations par continuum équivalent : la qualité de la représentation ainsi que l'impact d'une modification des paramètres d'entrée sont peu contrôlables. L'approche implicite incite principalement à l'exécution de calculs relatifs aux simulations d'écoulement fluide, les résultats étant usuellement contrôlés a posteriori par des méthodes de calage historique de production. Par ailleurs, la résolution optimale de la grille discrétisée constitue une étape critique : les propriétés hydrauliques équivalentes ainsi que les dimensions des blocs élémentaires sont des paramètres difficilement déductibles à partir de l'observation d'images complexes d'un réseau naturellement fracturé. Il en résulte gé-

néralement une perte de l'influence des fractures de grandes dimensions (i.e. recoupant de nombreux blocs équivalents) pouvant contrôler fortement le degré de connectivité ainsi que les écoulements au sein d'un réservoir.

III.1.1.2 Approches discrètes

Il existe deux types d'approches discrètes pour la modélisation numérique de réseaux de fractures :

- une modélisation basée pixel où les fractures sont représentées sous forme de pixels connectés ;
- une modélisation basée objet où les fractures sont explicitement représentées sous forme d'objets.

a- Modélisation basée pixel

Lors d'une modélisation basée pixel, les fractures sont représentées implicitement par des pixels connectés dans une grille discrétisée structurée régulière. La représentation booléenne des fractures dans la grille explique l'appartenance de cette méthode aux approches discrètes.

L'introduction des statistiques multipoints au sein de cette approche permet la reproduction de forme de fracture réaliste du fait de l'implication de statistique de plus à deux points (Guardiano et Srivastava, 1992; Wang, 1996). Cependant, comme le souligne Gringarten (1997), cette méthodologie, bien que très performante en deux dimensions, est difficilement applicable en trois dimensions : une collection d'images d'entraînement tridimensionnelles, délicates à obtenir, est nécessaire lors de l'initiation du processus de modélisation.

Gringarten (1997, 1998) propose une approche hybride génétique (i.e. géomécanique) où les fractures sont considérées comme des groupements de pixels. La croissance de chaque famille de fractures est simulée itérativement permettant une flexibilité dans la forme des fractures. Les relations d'interaction et de terminaison, détaillées au §I.3.1, sont intégrées dans le processus à partir de règles géomécaniques simplifiées. Cette approche permet un conditionnement aux données satisfaisant et représente le réseau de façon réaliste. Son avantage réside également dans la forme du résultat final, c'est-à-dire une grille de résolution fine : son intégration au sein de toutes les étapes suivantes de la modélisation numérique d'un réservoir naturellement fracturé est aisée.

Néanmoins, cette approche présente certains défauts similaires aux modélisations par continuum équivalent : la validité des résultats ainsi que l'influence des différents paramètres de contrôle sont délicats à évaluer en trois dimensions. Également, le coût prohibitif de stockage en mémoire des différentes configurations possibles constitue une forte limitation, dans le cas de l'utilisation des statistiques multipoints, lors du passage en trois dimensions. Par ailleurs, lors d'une modélisation basée pixel, la cohérence géologique du réseau doit être préservée (respect des propriétés de continuité et de connectivité) tout en conservant une résolution de grille permettant l'exécution des calculs en un temps raisonnable.

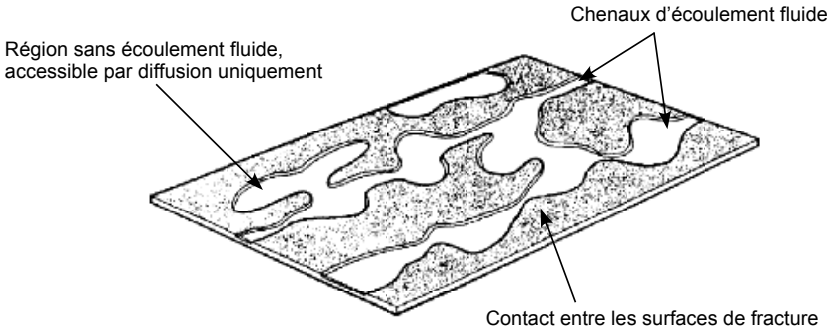


Fig. III.3: Représentation conceptuelle du modèle par réseau de chenaux dans le plan d'une fracture.

b- Modélisation basée objet

Les modélisations basées objet représentent explicitement les fractures par des objets tridimensionnels. La modélisation du réseau et des caractéristiques de chaque fracture sont effectuées séparément. Plusieurs représentations peuvent être distinguées suivant le type d'objet représenté :

1. d'une part, un réseau de chenaux,
2. et d'autre part, un réseau de fractures discrètes.

b-1 Modélisation par réseau de chenaux

L'irrégularité des surfaces de fractures, soulignée au §I.3.1, implique une distribution hétérogène de l'écoulement suivant des chemins préférentiels ou chenaux dans le plan d'une fracture individuelle (figure III.3). Les chenaux se recoupant dans l'espace tridimensionnel forment un réseau favorisant l'écoulement de fluide. Ce réseau est ensuite représenté par un graphe d'écoulement unidimensionnel, et les calculs d'écoulement fluide sont résolus numériquement par des méthodes d'éléments finis pour chaque chenal du réseau (Moreno et Neretnieks, 1993). Ce type de modélisation est plus particulièrement approprié pour l'étude des écoulements fluides au sein du réseau de fractures.

Très précise, cette méthode de modélisation nécessite cependant la connaissance de nombreux paramètres dont l'acquisition est délicate. Par ailleurs, la précision nécessaire à cette approche concernant les données de fracturation est considérable. De ce fait, la modélisation par réseau de chenaux est applicable pour des réseaux contenant un nombre de fractures très restreint. Aussi, son application dans le domaine des réservoirs naturellement fracturés reste peu réaliste.

b-2 Modélisation par réseau de fractures discrètes

Les fractures sont explicitement considérées comme des objets tridimensionnels discrets organisés en réseau de fractures discrètes[15]. Usuellement, chaque fracture est représentée par une surface de discontinuité plane de forme prédéfinie (elliptique ou polygonale), l'épaisseur de la fracture n'étant pas prise en compte dans la représentation graphique

[15] *Discrete Fracture Network (DFN)*

des objets. Les caractéristiques géométriques de chaque fracture sont simulées individuellement et stochastiquement à partir de lois statistiques établies pour chaque famille de fractures observées.

Cette approche permet la prise en compte de paramètres complexes, notamment la géométrie et la connectivité du réseau, déterminant les propriétés de stockage et production de matière au sein d'un réservoir naturellement fracturé. Notamment, dans le cadre de l'étude des écoulements fluides, la simulation peut être effectuée directement au sein du réseau de fractures discrètes généré, l'effet de la matrice pouvant également être intégré aux simulations (Jensen *et al.*, 1998; Adler et Thovert, 1999; Sarda *et al.*, 2001; Karimi-Fard *et al.*, 2004). Cette modélisation précise assure la prise en compte de l'influence de toutes les fractures, quelles que soient leurs dimensions, contrairement aux modèles par continuum équivalent. Les limitations inhérentes à cette approche sont liées à la précision ainsi qu'à la quantité de données à traiter lors des simulations de processus physiques, ceci se traduisant pratiquement par des calculs prohibitifs en terme de temps et de mémoire.

L'impératif d'une telle modélisation réside donc dans une représentation efficace et réaliste de la géométrie et de la connectivité du réseau de fractures. L'intérêt intrinsèque de ces modèles est leur flexibilité ainsi que le contrôle exhaustif des données et résultats : les paramètres d'entrée étant les caractéristiques des fractures et les résultats en sortie étant un ensemble d'objets discrets de représentation explicite. Cependant, l'acquisition de nombreux paramètres, nécessaires pour la réalisation de ce type de modèle, peut s'avérer délicate.

III.1.1.3 Approches hybrides

Des modèles hybrides combinent différents aspects des modèles continus et des modèles discrets : typiquement les modèles impliqués sont de type continuum équivalent et réseau de fractures discrètes. Développées dans le cadre de l'étude des écoulements fluides au sein de réservoirs naturellement fracturés, ces approches sont particulièrement adaptées aux simulations d'écoulement. Elles se basent sur des méthodes de changement d'échelle[16] pour l'estimation des paramètres équivalents : des simulations d'écoulement simples sont effectuées sur le réseau de fractures discrètes afin d'estimer localement les paramètres équivalents représentatifs des hétérogénéités associées aux blocs du modèle par continuum équivalent (Bourbiaux *et al.*, 1997; Cacas *et al.*, 2001; Lee *et al.*, 2001).

Ces approches sont généralement combinées avec des modèles dits hiérarchiques : les fractures sont classées en fonction du ratio de leur taille moyenne sur la taille des cellules du modèle par continuum équivalent. Différentes méthodologies sont ensuite appliquées lors des simulations d'écoulement pour chaque classe de fractures ainsi définie (Cacas *et al.*, 2001; Lee *et al.*, 2001; Bourbiaux *et al.*, 2002). L'association d'un modèle discret précis et d'un modèle par continuum équivalent efficace permet la création de modèle performant adapté notamment aux simulations d'écoulement.

[16] *upscaling*

III.1.1.4 Synthèse

L'objectif de ces travaux de thèse est de privilégier le réalisme géologique des réseaux de fractures modélisés afin d'améliorer la prédiction des capacités de stockage et de production de matière au sein d'un réservoir naturellement fracturé. Les critères recherchés sont le respect des données brutes et des connaissances qualitatives relatives à un réservoir donné. La représentation de réseaux géologiquement réalistes constitue une étape fondamentale pour la prédiction de tout comportement concernant ce type de réservoir complexe.

Le manque d'interaction et de contrôle vis-à-vis du résultat final nous a fait écarter rapidement les approches par continuum équivalent ainsi que les approches discrètes basées pixel au profit des approches discrètes basées objet. Par ailleurs, les modèles basés objet par réseaux de chenaux sont inadéquats pour la modélisation de réservoirs naturellement fracturés du fait de la précision d'observation nécessaire. Aussi, nous nous sommes focalisés sur une modélisation basée objet par réseau de fractures discrètes qui, par sa flexibilité de représentation, est adéquate pour satisfaire les impératifs donnés. Par ailleurs, nous proposons de l'intégrer au sein d'une approche hybride afin de pouvoir effectuer des simulations de processus physiques, notamment d'écoulement fluide, prenant en compte l'effet de la fracturation.

III.1.2 Génération d'un réseau de fractures discrètes

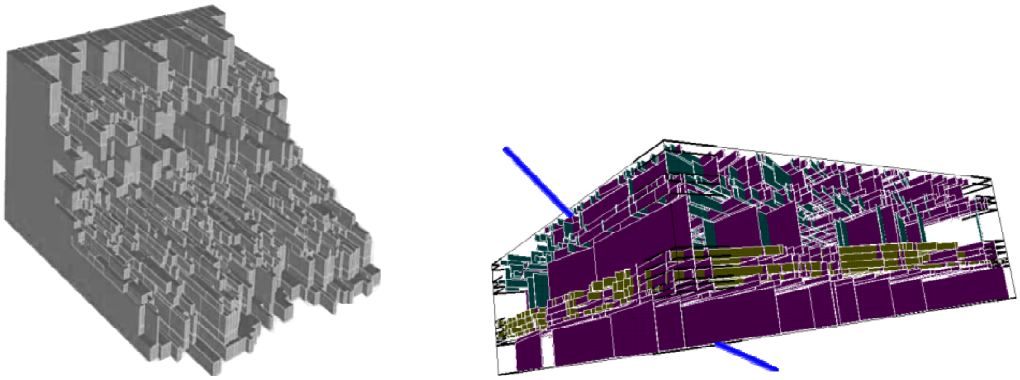
Différents modèles se distinguent dans la littérature pour la génération d'un réseau de fractures discrètes suivant les caractéristiques de l'approche adoptée : (1) purement stochastique, ou (2) génétique et stochastique, ou également (3) fractale.

III.1.2.1 Approche purement stochastique

Baecher *et al.* (1977) proposent un des premiers modèles de ce type : des fractures de forme circulaire sont distribuées aléatoirement au sein du massif rocheux. Leur centre et orientation sont répartis aléatoirement et uniformément, leur rayon suit une loi de distribution exponentielle négative. De nombreux auteurs (Snow, 1969; Priest et Hudson, 1976; Dershowitz, 1988; Chilès et de Marsily, 1993; National Research Council, 1996) ont adopté lors de leur simulation de réseau fracturé une approche purement stochastique basée sur des processus poissonniens (point, ligne ou plan poissonnien).

Afin de prendre en compte le phénomène d'agrégation des fractures (détaillé au §I.3), Billaux *et al.* (1989) introduisent un modèle dit de « Mère-Fille[17] » : une simple loi stochastique est appliquée pour la création des amas de fractures. Xu *et al.* (2003) se basent sur un mimétisme des phénomènes de formation et de croissance des fractures à l'aide d'un processus doublement stochastique, appelé modèle de *Cox*, afin de reproduire l'agrégation des fractures au sein d'un réseau. Ces modèles plus perfectionnés tentent de reproduire plus exactement les relations spatiales entre fractures du fait de considérations géométriques.

[17] *Mother-Daughter* ou *Parent-Daughter*



[1] Josnin *et al.* (2002) [2] Cacas *et al.* (2001)

Fig. III.4: Modèles de réseau de fractures discrètes en milieu stratifié tabulaire : [1] d'après Josnin *et al.* (2002) ; [2] d'après Cacas *et al.* (2001).

Cependant, les réseaux de fractures générés n'intègrent que peu des notions géologiques décrites au §I.3.

III.1.2.2 Approche génétique et stochastique

Josnin *et al.* (2002) simulent des réseaux tridimensionnels de joints à partir de règles statistiques et géologiques. Les relations d'interaction, la chronologie relative ainsi que la « zone d'ombre de réduction des contraintes » sont intégrées lors de cette modélisation. Cependant, cette méthodologie, développée dans le cadre de la modélisation de milieu stratifié tabulaire, représente uniquement des joints de forme rectangulaire et d'orientation verticale (figure III.4[1]). Le modèle équivalent de Cacas *et al.* (2001) intègre également les interactions entre fractures et limites de couches mais ne fait pas intervenir la chronologie relative des différents systèmes de fractures (figure III.4[2]). Les fractures sont aussi de forme rectangulaire uniquement et perpendiculaire aux strates. Cette restriction est exigée par la méthode de changement d'échelle employée par la suite pour le calcul de la perméabilité équivalente du milieu fracturé.

III.1.2.3 Approche fractale

D'autres approches purement fractales ont également été développées : elles sont basées sur l'introduction de la dimension fractale du réseau de fractures (équation I.1) comme paramètre d'entrée du modèle (Acuna et Yortsos, 1995; Darcel *et al.*, 2003b). Les réseaux générés sont réalistes du point de vue de la distribution spatiale des fractures, cependant les contraintes géologiques ne sont pas honorées.

III.1.2.4 Approche adoptée

Chacune des approches de génération de réseaux de fractures discrètes décrites précédemment n'intègrent que partiellement les caractéristiques particulières des fractures

naturelles. Aussi, nous proposons le développement d'une approche plus exhaustive, c'est-à-dire prenant en compte les caractères stochastique et géomécanique des fractures, ainsi que la corrélation pouvant exister entre la localisation et les dimensions des fractures.

III.2 Description de la structure de données adoptée : le réseau de fractures discrètes

Le préalable à la génération d'un modèle de réseaux de fractures discrètes est la représentation des objets discrets à l'aide d'une structure de données appropriée, c'est-à-dire permettant de répondre aux critères de modélisation déterminés précédemment. Les caractéristiques de la structure de données adoptée au sein de ces travaux sont donc :

1. le réalisme géologique :
   - en entrée, par le respect des données brutes fournies ;
   - en sortie, par le respect des connaissances qualitatives ;
2. l'adaptation à tout type de fractures quelles que soient :
   - sa géométrie,
   - son origine mécanique,
   - sa chronologie.

La structure de données proposée au sein de cette approche se base sur une flexibilité de la représentation :

1. d'une fracture individuelle d'une part,
2. et d'autre part d'un réseau de fractures.

III.2.1 Représentation d'une fracture discrète

Nous définissons un objet **Fracture** destiné à la représentation d'une fracture discrète quelconque de type sub-sismique. L'épaisseur ou ouverture d'une telle fracture est usuellement d'ordre millimétrique, le rapport extension/épaisseur étant alors très faible. De ce fait, considérée comme négligeable, l'ouverture n'est pas représentée graphiquement pour des raisons d'optimisation d'espace mémoire. Cette approximation n'est cependant pas valide pour des fractures de grande échelle (type faille). Notre représentation d'une fracture discrète est une forme planaire délimitée dans l'espace tridimensionnel.

L'architecture d'implantation adoptée pour la représentation d'une fracture discrète inclut (figure III.5) :

1. nécessairement :
   - un point, ou centre de fracture, destiné à sa localisation dans l'espace tridimensionnel,
   - deux vecteurs définissant son orientation et son extension. Les données d'orientation, typiquement mesurées sous forme de données angulaires (pendage α et azimut β), sont transformées sous format vectoriel, les vecteurs étant des objets spatiaux plus aisés à manipuler que les angles. Le vecteur V_1 horizontal traduit

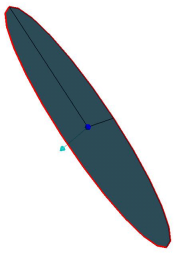
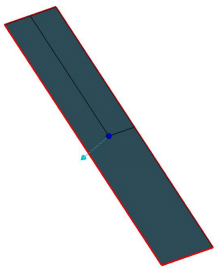
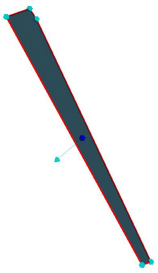
Légende			
Centre Sommets du polygone Vecteur normal Vecteurs d'orientation Ligne contour Plan de fracture			
Forme	elliptique	rectangulaire	polygonale
Éléments stockés	Centre Vecteurs d'orientation	Centre Vecteurs d'orientation	Centre Vecteurs d'orientation Liste des sommets

Fig. III.5: Types de représentation d'une fracture discrète de forme : elliptique ; rectangulaire ; polygonale.

la valeur de l'azimut tandis que le vecteur V_2 traduit la valeur du pendage, ces vecteurs sont normalisés :

$$\text{Vecteur } V_1 = \begin{bmatrix} \sin\beta \\ \cos\beta \\ 0 \end{bmatrix} \quad ; \quad \text{Vecteur } V_2 = \begin{bmatrix} \cos\alpha \cdot \cos\beta \\ -\cos\alpha \cdot \sin\beta \\ -\sin\alpha \end{bmatrix} \tag{III.1}$$

Multipliés par les valeurs d'extension adéquates, ces vecteurs définissent alors l'orientation et les dimensions de la fracture.

- une description de sa forme spatiale : elliptique, rectangulaire ou polygonale. Dans le cas d'une **Fracture** de forme polygonale, la liste des sommets du polygone doit également être connue, les vecteurs d'orientation n'étant plus utile que pour la détermination de la normale à la **Fracture**. Ce type de représentation, bien que plus encombrant en espace mémoire que les représentations elliptique ou rectangulaire, permet d'obtenir des **Fractures** de forme flexible, caractère indispensable pour la construction d'un réseau géologiquement cohérent.

2. optionnellement, un enregistrement de toute propriété :
   - quantitative telle que l'ouverture géométrique, l'ouverture électrique, la porosité, la perméabilité, etc.
   - qualitative telle que le type de fractures, le type de remplissage, le degré d'altération de l'encaissant, etc.

III.2.2 Représentation d'un réseau de fractures

L'organisation hiérarchique structurée des fractures en famille, puis en système et enfin en réseau se retrouvent dans la représentation du réseau de fractures adoptée. De ce fait, les objets **Fracture** dépendent nécessairement d'un sous-groupe, nommé **SubFractureNetwork** (correspondant soit à la notion de famille soit à celle de système), dépendant lui-même d'un groupe, nommé **FractureNetwork** (correspondant à la notion de réseau) (figure III.6). Cette dépendance hiérarchique assure la validité géologique de l'objet **Fracture**. La définition des sous-groupes et groupes de fractures au sein d'un

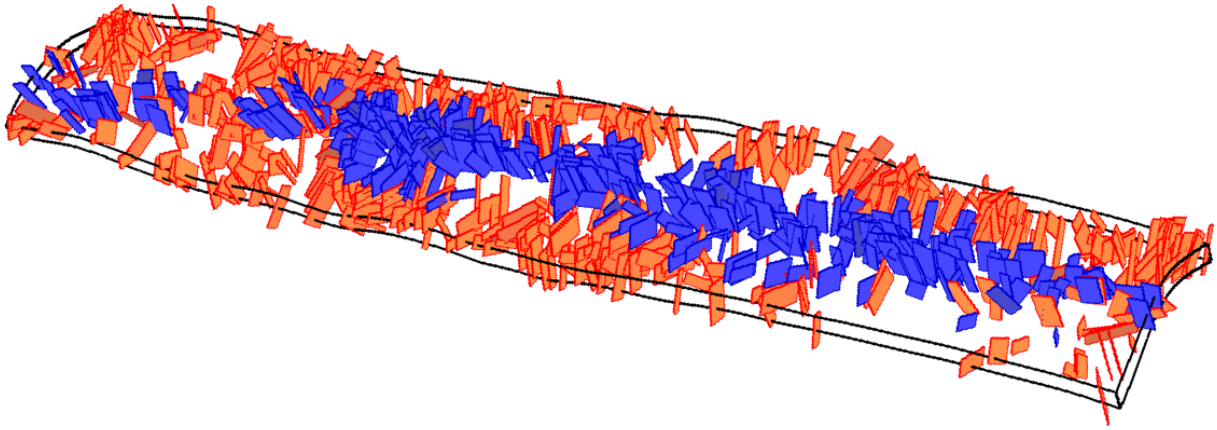


Fig. III.6: Modèle d'un réseau de fractures discrètes formé de deux sous-réseaux ségrégués en fonction de l'altitude des centres de fractures.

réservoir nécessite une expertise géologique : la décision concernant les critères de regroupement (géométrique, géologique, etc.) appartient au domaine de l'expert.

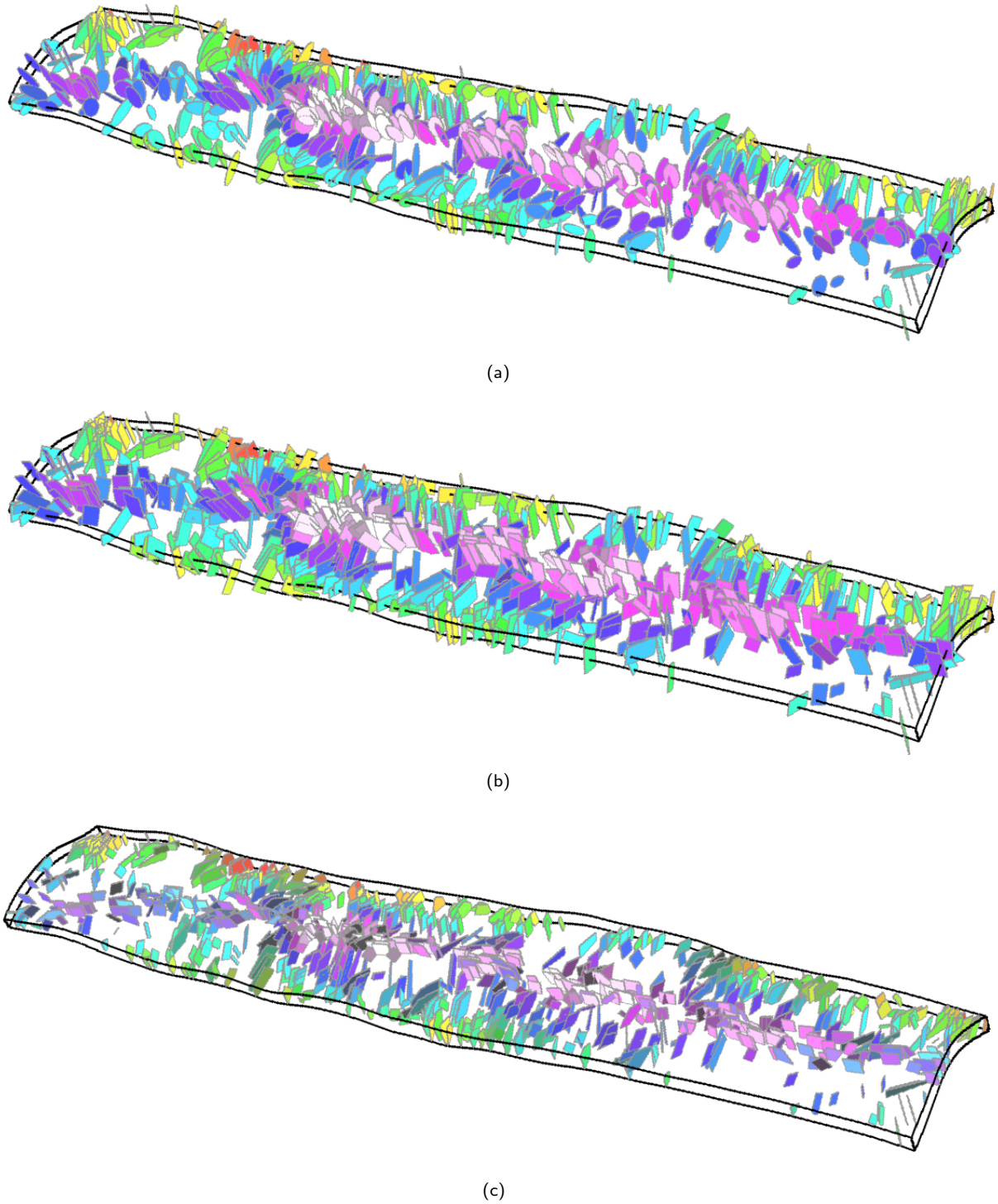
L'implantation des objets **SubFractureNetwork** et **FractureNetwork** au sein du géomodeleur **Gocad** a nécessité la conception d'une structure de programmation complète et adaptée :

- traitement et stockage de la topologie, de la géométrie et des propriétés (scalaires ou vectorielles) (figure III.7) ;
- représentation graphique ;
- lecture et sauvegarde des objets créés (à partir de données ou de façon stochastique) ;
- définition de sous-réseaux et/ou de régions au sein d'un réseau de fractures (une fracture pouvant appartenir à plusieurs régions) ;
- traitement et stockage des informations de connectivité de fracture (abordé plus spécifiquement section §IV.2).

La contrepartie majeure de l'évolutivité et de la flexibilité du modèle de fractures et de réseau de fractures présenté est le coût mémoire relativement important dû au stockage d'un nombre conséquent de fractures (jusqu'à $10^5 - 10^6$). Toutefois, la polyvalence de cette représentation est nécessaire à la représentation et à la résolution des problématiques d'un réservoir naturellement fracturé.

III.3 Simulation stochastique, conditionnelle et hiérarchique de réseaux de fractures discrètes

Dans cette section, nous nous concentrons sur la simulation stochastique conditionnelle hiérarchique de la géométrie de réseaux de fractures discrètes. La simulation d'autres propriétés de fracture (type hydraulique, mécanique, etc.) ne sera pas abordée dans ce mé-



(a)

(b)

(c)

Fig. III.7: Représentations de réseaux de fractures discrètes de forme : (a) elliptique ; (b) rectangulaire ; (c) polygonale. La propriété peinte représente l'altitude des fractures.

Méthode adoptée	Processus de Poisson ponctuel hétérogène		Tirage de Monte-Carlo à partir de lois de distribution		
Résultat de simulation	Localisation du centre de fracture	+	Orientation, taille, autres propriétés	=	Réseau de fractures discrètes

Tab. III.1: Méthodologie adoptée pour la simulation de réseau de fractures discrètes.

moire. La simulation proposée dans ces travaux de thèse distingue deux types de conditionnement aux données :

- un conditionnement aux données floues statistiques se traduisant par l'aspect stochastique des simulations,
- un conditionnement aux données dures d'observations.

Le support de représentation de la simulation est la structure de données décrite au §III.2. Aussi, afin de décrire la géométrie d'un réseau de fractures, les caractéristiques individuelles des objets **Fracture** doivent être déterminées : la localisation, les dimensions, l'orientation, ainsi que la forme, à ce stade celle-ci ne peut être qu'elliptique ou rectangulaire.

Les trois aspects déterminants de cette simulation seront successivement abordés :

1. stochastique,
2. conditionnel vis-à-vis des données fractures observées,
3. hiérarchique.

III.3.1 Aspect stochastique

Pour chaque famille de fractures et pour chaque caractéristique de fracturation, une loi de distribution spécifique est déterminée à partir des méthodologies statistiques basées sur les données statiques (notamment celles issues d'affleurements analogues) ainsi que sur les connaissances théoriques concernant la fracturation du réservoir étudié. Pour chacune de ces lois de distribution :

- le type de loi (gaussien, uniforme, etc.) est supposé constant sur tout le volume d'étude ;
- les paramètres spécifiques (e.g. moyenne et variance pour une loi gaussienne) relatifs à chacune des lois sont considérés comme des variables locales du modèle.

La cohérence des résultats issus de simulations stochastiques dépend essentiellement du réalisme des caractéristiques de fractures imposées comme données d'entrée.

Le support de modélisation de la simulation stochastique est une grille tridimensionnelle structurée contenant tous les paramètres spécifiques nécessaires à la description de chaque caractéristique de chaque famille de fractures. Les simulations sont ensuite réalisées selon l'ordre logique suivant (tableau III.1) :

1. la localisation des centres de fractures est déterminée à partir d'un processus de Poisson ponctuel hétérogène (Mandelbrot, 1983; Stoyan et Stoyan, 1994) ;
2. les autres caractéristiques de fracturation (dimensions, orientation) sont générées suivant des tirages de Monte-Carlo à partir des lois de distribution correspondantes. Ces caractéristiques de dimensions et orientation sont aussitôt assignées aux centres précédemment simulés.

La suite de cette section est consacrée à la description détaillée des méthodes de simulation des différentes caractéristiques de fractures :

1. la distribution spatiale,
2. l'orientation,
3. les dimensions.

Également, la méthodologie élaborée pour la prise en compte de la corrélation entre la localisation et les dimensions des fractures sera abordée.

III.3.1.1 Distribution spatiale

La distribution spatiale des fractures peut être simulée suivant un processus (a) homogène, ou (b) hétérogène.

a- Processus homogène

En milieu homogène, les fractures sont supposées distribuées purement aléatoirement (National Research Council, 1996). Un processus de Poisson ponctuel est ainsi approprié pour la description de leur distribution spatiale. Un paramètre unique permet alors de décrire ce processus stochastique : la densité de fractures est définie comme la densité moyenne des fractures dans l'espace (Adler et Thovert, 1999). Ce paramètre peut également être décrit par l'intermédiaire de l'intensité de fracturation.

La variable aléatoire $\mathcal{N}$ représente le nombre de fractures présentes dans un volume V et d_m la densité moyenne (nombre moyen de fractures par unité de volume). D'après la loi de Poisson de paramètre $(\mu \cdot V)$, la probabilité que V contienne exactement n fractures s'exprime telle que :

$$I\!P(\mathcal{N} = n) \quad = \quad (d_m \cdot V)^n \cdot \frac{e^{-(d_m \cdot V)}}{n!} \tag{III.2}$$

Cependant, le milieu d'étude étant hétérogène, la densité de fractures varie spatialement. Un processus de Poisson ponctuel hétérogène s'avère ainsi plus approprié pour la modélisation de la localisation des fractures (Samantray, 1996).

b- Processus hétérogène

De nombreuses méthodes ont été proposées pour la simulation de processus de Poisson ponctuel hétérogène. La donnée initiale est alors une propriété hétérogène définie localement sur une grille tridimensionnelle.

La méthode rudimentaire consiste à simuler un processus de Poisson homogène dans chaque cellule de la grille initiale (Lantuéjoul, 2002). La performance de cette méthode

Algorithme III.1 Création du tableau trié de densité cumulée de fractures destiné à la simulation stochastique

Fonction CRÉATION DU TABLEAU TRIÉ DE DENSITÉ CUMULÉE ($d_m,\ V,\ p$)

$r_0 \hookrightarrow \mathcal{P}(\frac{d_m V}{p})$
$k \leftarrow 0$
$T_{tmp} \leftarrow r_0$ ▷ *T_{tmp} variable temporaire*
TantQue $(T_{tmp} < \sum_{i=0}^{p} d_i\ )$ **Faire**
    $T[k] \leftarrow T_{tmp}$
    $k++$
    $r_k \hookrightarrow \mathcal{P}(\frac{d_m V}{p})\ T_{tmp} \leftarrow T_{tmp} + r_k$
Fin TantQue
Retourner ($N \leftarrow k-1$) ▷ *N nombre total de fractures*
Fin Fonction

décroît rapidement avec le nombre de cellules de la grille étant donné qu'un processus de Poisson distinct est mis en jeu pour chaque cellule. Une approche plus avancée simule tout d'abord un processus de Poisson homogène dont la densité correspond à la densité maximale observée sur le domaine d'intérêt ; ensuite un post-processus d'élagage en fonction de la densité initiale est effectué pour chaque cellule. Cette méthode se révèle très sensible à la variance de la propriété de densité : dans le cas de variations importantes de la densité, le nombre de fractures simulées initialement est très supérieur à celui souhaité.

Afin de palier cet inconvénient, Souche et Macé (2003) adaptent cette méthodologie de la façon suivante :

1. détermination du nombre total de fractures N ainsi que du nombre de fractures à simuler par cellule ;
2. puis, distribution aléatoire des centres de fractures au sein des cellules de la grille selon la valeur de densité appropriée.

Détermination du nombre de fractures à simuler par cellule

Soit une grille de volume V composée de p cellules c_i de volume élémentaire v_i et stockant une valeur de densité d_i. Une approximation du nombre total de fractures à générer N peut être effectuée connaissant la densité moyenne d_m tel que :

$$d_m = \sum_{i\,=\,0}^{p} \frac{v_i \cdot d_i}{p}$$

$$N \simeq d_m \cdot V \tag{III.3}$$

Tout d'abord, nous simulons itérativement une suite de réels positifs $\{r_i\ ,\ i \in [0, N]\}$ suivant un processus de Poisson homogène unidimensionnel de paramètre $(d_m V/p)$. Ces

réels sont stockés dans un tableau trié T tel que :

$$\begin{cases} T[0] &= & r_0 \\ T[k] &= & T[k-1] + r_k \\ & = & \sum_{i=0}^{k} r_i \end{cases} \tag{III.4}$$

Cette simulation itérative, effectuée à partir de l'algorithme III.1, détermine le nombre total de fractures à simuler.

Le tableau T précédemment créé correspond virtuellement à un axe sur lequel sont distribués les réels positifs r_i. La grille et le tableau T sont ensuite parcourus conjointement selon un chemin prédéfini. Ce parcours permet de subdiviser l'axe virtuel en segments, chacun proportionnel à $(d_i \times v_i)$. Le nombre de fractures à simuler est ainsi déterminé pour chaque cellule de la grille. Différents chemins de parcours de la grille peuvent être définis :

- ligne par ligne puis, plan par plan ;
- ou suivant une courbe de *Peano-Hilbert* tridimensionnelle.

Distribution aléatoire des centres dans la grille

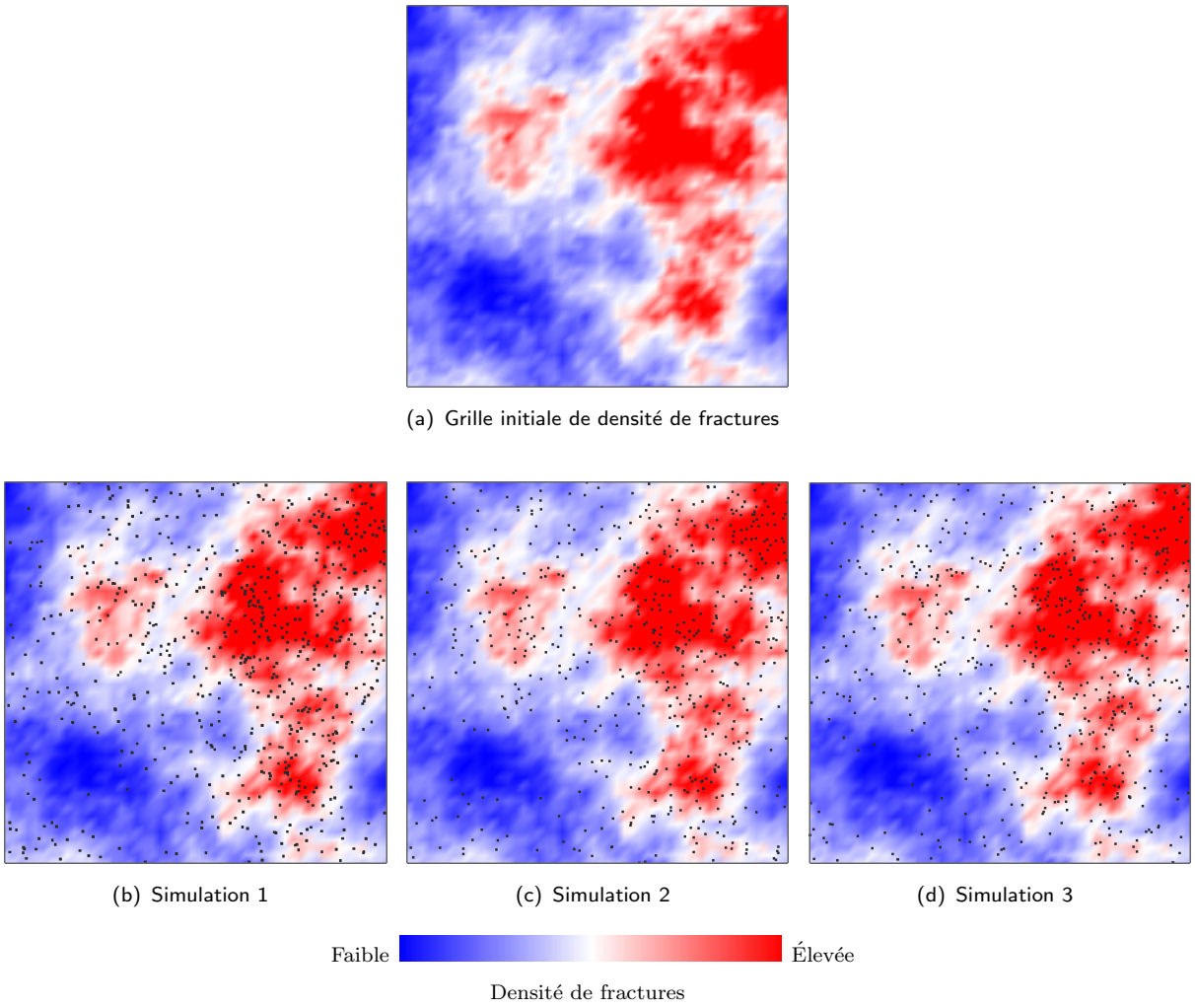
Le nombre de fractures à simuler étant à ce stade déterminé pour chaque cellule, les fractures sont simulées individuellement pour chaque cellule de grille suivant un processus de Poisson ponctuel homogène de paramètre $(d_i \times v_i)$. Le résultat obtenu est ainsi une distribution spatiale hétérogène des centres de fractures proportionnellement à la propriété de densité du modèle. La figure III.8 présente trois résultats équiprobables de simulation stochastique obtenus à partir d'une même grille de densité, seule la graine de simulation est variable lors de ces simulations.

Le tableau III.2 est un comparatif des temps d'exécution de simulations effectuées sur des grilles de densité croissante. Les résultats démontrent l'efficacité et la robustesse des structures et algorithmes mis en place tant en terme de rapidité d'exécution qu'en capacité à générer et stocker des réseaux très denses : génération de millions de **Fractures** en quelques secondes (5 millions en 24 secondes).

III.3.1.2 Orientation

L'approche proposée permet la génération de fractures d'orientation quelconque dans l'espace tridimensionnel. Une loi de distribution décrivant l'orientation permet de conditionner cette simulation (figure III.9), un simple tirage de Monte-Carlo génère les valeurs d'orientation de chaque fracture. De nombreuses possibilités s'offrent alors concernant la définition de la loi de distribution :

- le type de loi est défini globalement à partir de la caractérisation du réservoir : uniforme, triangulaire, gaussienne, et l'implantation d'autres types de loi serait aisé du fait de la flexibilité de la structure de développement adoptée ;



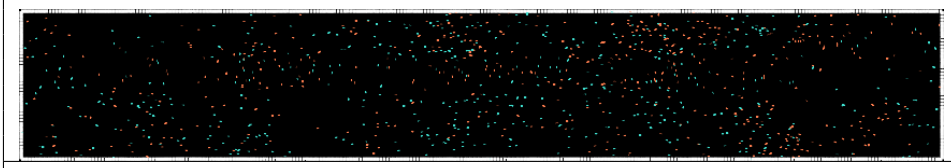
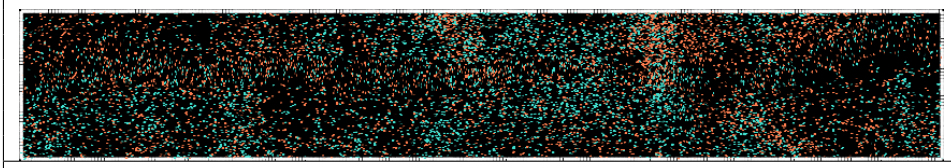
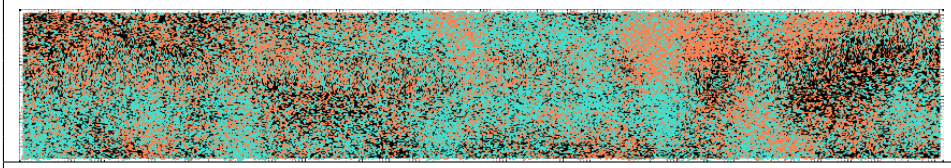
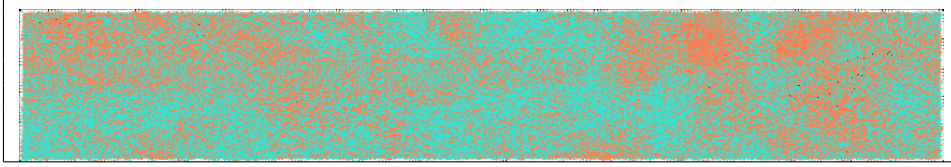
(a) Grille initiale de densité de fractures

(b) Simulation 1 (c) Simulation 2 (d) Simulation 3

Fig. III.8: Résultats équiprobables de simulations stochastiques à densité de fractures constante et à graine de simulation variable.
(a) : Grille régulière présentant une propriété de densité de fractures.
(b), (c), (d) : Résultats de simulation de densité obtenus à partir de différentes graines de simulation. Les points noirs représentent les centres de fractures simulés.

- les paramètres caractéristiques de la loi sont définis soit globalement soit localement (pour chaque cellule) ;
- la loi de distribution peut concerner soit des données angulaires, soit des données vectorielles.

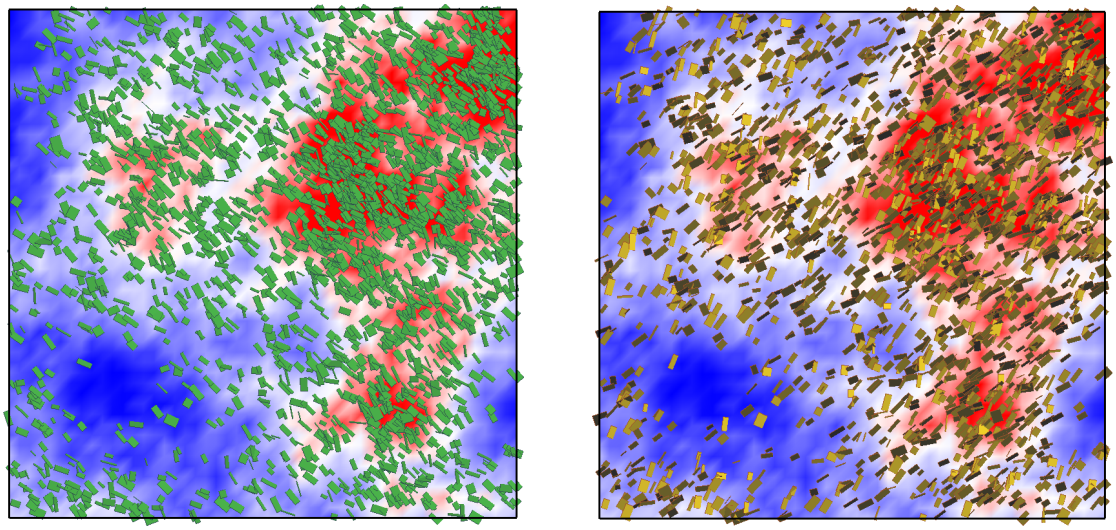
Le choix du type des lois de distribution et des paramètres correspondants dépend du réservoir étudié et du résultat de son expertise géologique. Par ailleurs, le type de fractures à simuler doit également être spécifié : en ouverture ou en cisaillement. Dans le cas de fractures cisaillantes conjuguées, la loi de distribution de l'angle aigu θ (détaillé au §I.3.1) doit être définie. Notamment, les directions principales locales de tenseurs de contrainte déterminés géomécaniquement (méthodologie détaillée au §II.2.2) peuvent être utilisées pour l'imposition d'une valeur d'orientation moyenne (figure III.10).

Réseau simulé Vue de dessus	Temps d'exécution en seconde	Nombre de fractures
	< 1	1 000
	1	10 000
	1	100 000
	5	1 000 000

Tab. III.2: Comparatif des temps d'exécution de quatre simulations stochastiques de réseau de fractures discrètes à densité de fractures croissante. Quatre réseaux sont simulés stochastiquement. Chaque réseau généré est composé de deux sous-réseaux : les fractures du premier sont représentées en orange, celles du second en bleu clair. Pour les quatre simulations, les caractéristiques de fractures suivent des lois de distribution : (1) identiques pour l'orientation et les dimensions de fractures, (2) à variabilité croissante pour la densité.
Taille du modèle : $60\text{km}\times10\text{km}\times1\text{km}$.
Taille moyenne des fractures : $1\text{m}\times2\text{m}$.
Orientation, hauteur et longueur des fractures : lois de distribution uniformes.
Les temps d'exécution sont obtenus sur un ordinateur portable Windows doté d'un processeur Pentium IV 3GHz de RAM 1GB, Windows 2000. Pour comparaison, le logiciel FracWorks permet la génération d'un modèle contenant 1242 fractures en un temps minimum de 3 secondes (Pentium III, RAM 800 MHz, Windows 98) (FracMan, –).

III.3.1.3 Dimensions

En première approximation, les dimensions (longueur et hauteur) des fractures peuvent être considérées indépendantes de la localisation des fractures lors de la simulation. Comme décrit par Bonnet *et al.* (2001, et références incluses), de nombreuses lois peuvent être employées afin de décrire la distribution de ces dimensions : log-normale (Chilès et de Marsily, 1993; Clark et Cox, 1996; Gillespie *et al.*, 2001), exponentielle (Dershowitz, 1988), gamma (Stauffer et Aharony, 1992) ou puissance (Johnston et McCaffrey, 1996; Nicol *et al.*, 1996; Bour et Davy, 1997; Odling, 1997). La loi puissance est la plus communément utilisée dans



(a) Simulation 1 (b) Simulation 2

Fig. III.9: Résultats de simulations stochastiques à loi de distribution d'orientation variable. La densité et les dimensions de fractures, ainsi que la graine de simulation sont constantes pour ces simulations. Les lois de distribution d'orientation employées sont de type triangulaire.
(a) : Loi de distribution d'orientation triangulaire $\mathcal{T}(0, 45, 90)$.
(b) : Loi de distribution d'orientation triangulaire $\mathcal{T}(90, 135, 180)$.

la littérature :

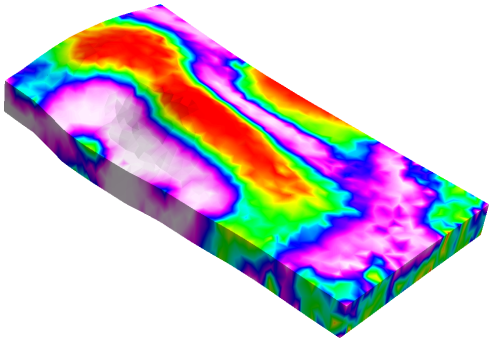
$$n(l) \quad \sim \quad \alpha \cdot l^{-a}$$

$$\begin{array}{lrcl} \text{où :} & l & : & \text{longueur de la fracture} \\ & n(l) & : & \text{nombre de fractures de longueur comprise entre } l \text{ et } l + dl \\ & a & : & \text{exposant variant généralement entre 1 et 3} \\ & \alpha & : & \text{coefficient de proportionnalité} \end{array} \tag{III.5}$$

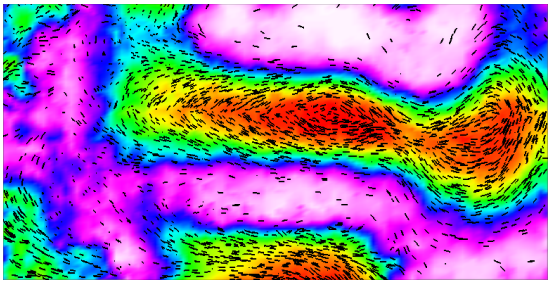
Le choix du type des lois de distribution et des paramètres correspondants dépend du réservoir étudié et du résultat de son expertise géologique.

Comme dans le cas des paramètres d'orientation, les paramètres caractéristiques des lois concernant les dimensions sont définis soit globalement, soit localement (i.e. pour chaque cellule). Ensuite, un simple tirage de Monte-Carlo sur ces lois génère les valeurs de dimensions de chaque fracture.

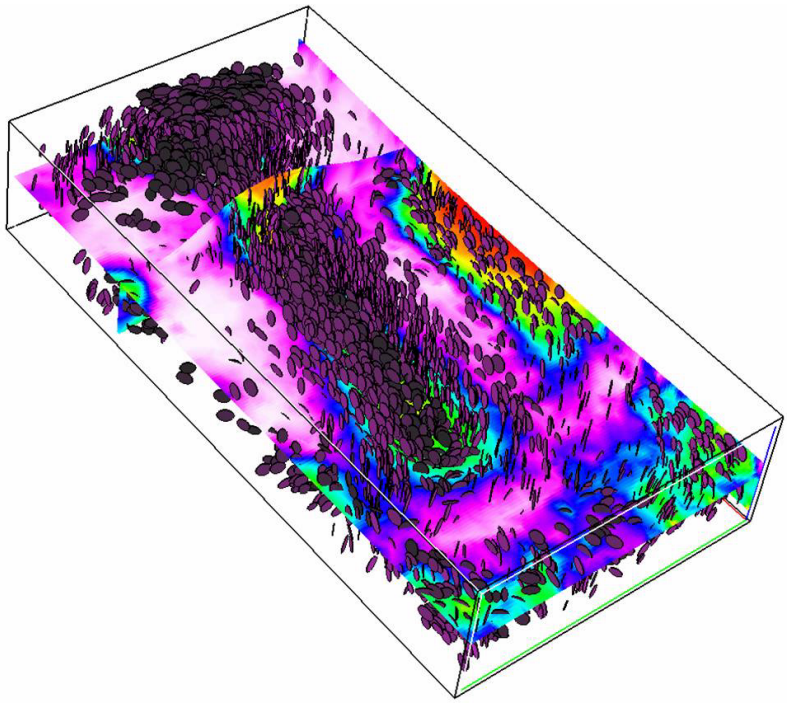
Cependant, comme souligné au §I.3.1, la distribution des dimensions des fractures est en étroite dépendance avec la localisation des fractures pour certains réservoirs naturellement fracturés. Il apparaît donc nécessaire d'introduire la notion de corrélation à courte et longue portée au sein de nos simulations stochastiques.



(a) Propriété de densité de fractures représentée sur le modèle volumique initial d'anticlinal



(b) Simulation - Vue de dessus



(c) Simulation - Vue 3D



Fig. III.10: Simulation stochastique à loi de distribution d'orientation déterminée géomécaniquement (modèle IFP de Split Mountain, U.S.A.).
(a) : Propriété de densité de fractures représentée sur le modèle volumique initial d'anticlinal.
(b), (c) : Orientation des fractures imposée par un champ vectoriel d'origine géomécanique - Vue de dessus et vue 3D.

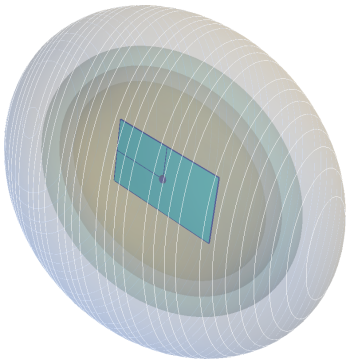


Fig. III.11: Différentes « zones d'ombre de réduction des contraintes » elliptiques autour d'une fracture discrète de forme rectangulaire obtenues en fonction de la valeur de l'exposant de corrélation β de l'équation I.1. Pour les différentes zones d'ombre, respectivement de dimensions croissantes, l'exposant de corrélation β est de $0.1,\ 0.3,\ 0.5$ et 0.8. Les dimensions des zones d'ombre dépendent très fortement de ce coefficient.

III.3.1.4 Prise en compte de la corrélation localisation/dimensions des fractures

La corrélation entre la position relative des fractures au sein d'un réseau et leur dimensions respectives est un facteur primordial à prendre en compte lors de l'étude de certains réservoirs, notamment dans le cas de système de fractures de type « *stratabound* » (Odling *et al.*, 1999) (détaillé au §I.3). En se basant sur la relation empirique établie par Darcel *et al.* (2003a) (équation I.1), nous intégrons les effets des corrélations à courte et longue portée au sein de nos simulations stochastiques de réseaux de fractures discrètes par l'introduction des notions d'agrégation et d'anti-agrégation abordées au §I.3.

a- Corrélation à courte portée

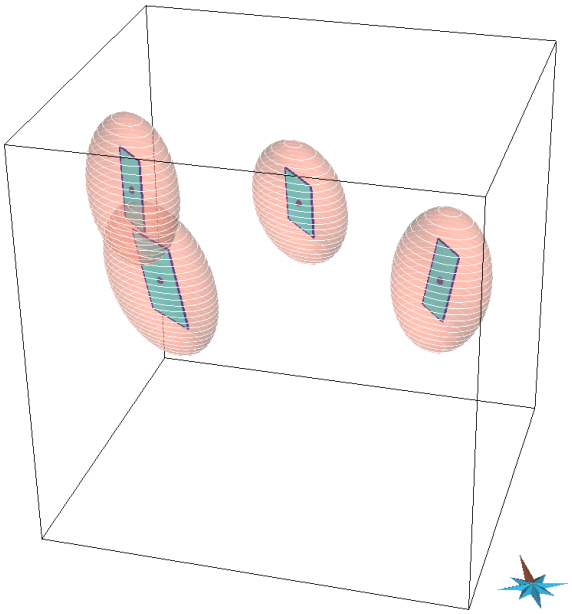
Le traitement de la corrélation à courte portée se fait par la prise en compte de la « zone d'ombre de réduction des contraintes » autour des fractures selon l'équation I.1 dont la forme est :

$$d(l) \quad \sim \quad l^{\,\beta}$$

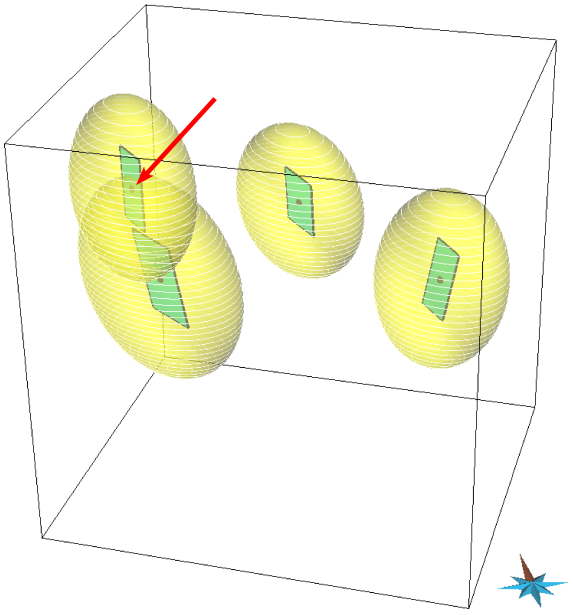
où : l : longueur de la fracture
$d(l)$: distance moyenne entre le centre de la fracture et son plus proche voisin
β : exposant de corrélation, lié à la dimension fractale.
$0 < \beta < 1$, de valeur souvent proche de 0.3.

Pour une fracture donné, la valeur du paramètre β contrôle l'extension de la « zone d'ombre de réduction des contraintes » autour de la fracture : plus la valeur de β est élevée, plus la zone d'ombre est étendue (figure III.11).

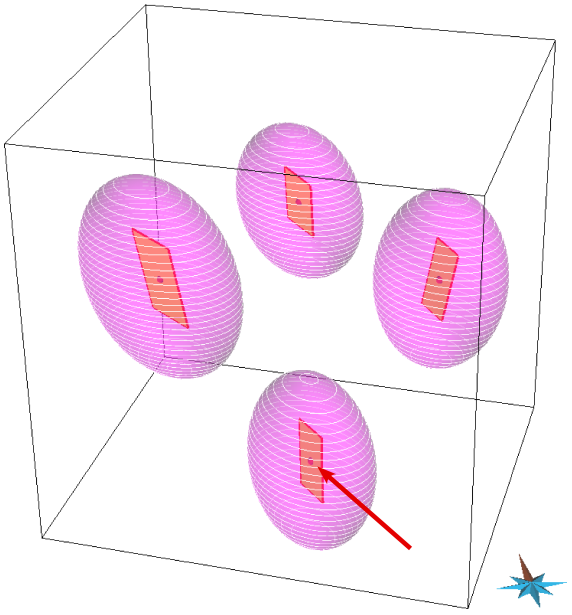
La simulation de la localisation relative des fractures entre elles est conditionnée par leurs dimensions ainsi que par la valeur de l'exposant de corrélation β : aucun centre de fracture ne peut être initié en deçà d'une distance critique par rapport aux fractures environnantes ce qui se traduit par l'existence d'un volume libre de tout autre centre de fracture autour de chaque fracture.



(a) SSZ à $\beta = 0.1$: respect des contraintes de SSZ

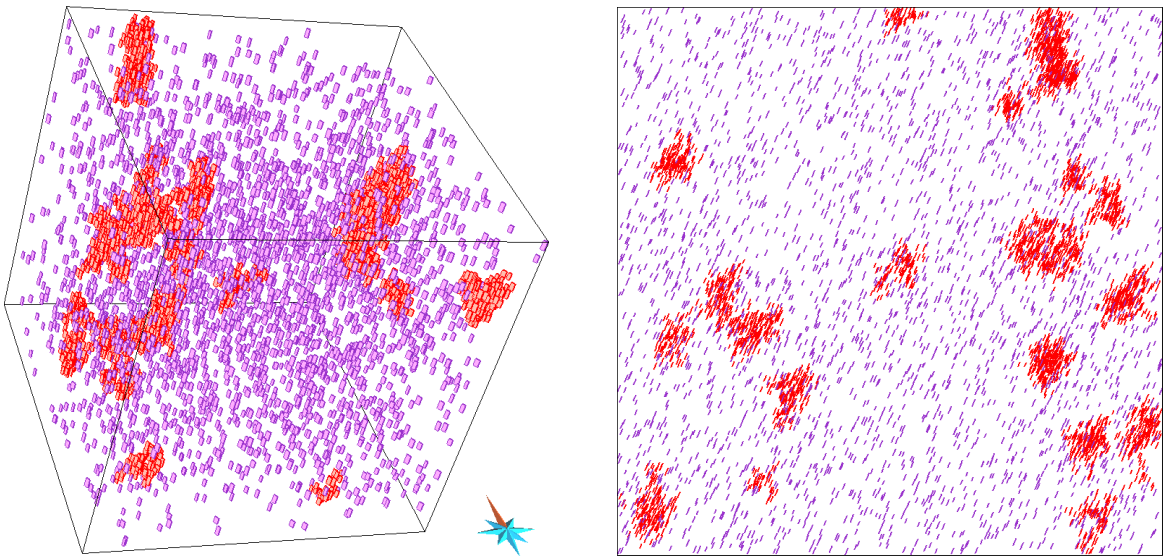


(b) SSZ à $\beta = 0.5$: non-respect des contraintes de SSZ



(c) SSZ à $\beta = 0.5$: respect des contraintes de SSZ

Fig. III.12: Impact des « zones d'ombre de réduction des contraintes » (notées SSZ) sur les résultats de simulations de réseaux de fractures discrètes. Trois simulations sont effectuées avec ou sans prise en compte des « zones d'ombre de réduction des contraintes » :
(a) : Simulation *avec* prise en compte des contrainte de SSZ à $\beta = 0.1$. Le résultat de la simulation (fractures en bleu) respecte les contraintes de SSZ (ellipsoïdes en rose).
(b) : Simulation *sans* prise en compte des contrainte de SSZ à $\beta = 0.5$. Le résultat de la simulation (fractures en bleu) ne respecte pas les contraintes de SSZ (ellipsoïdes en jaune). Il est nécessaire d'effectuer une nouvelle simulation de la position spatiale de la fracture indiquée par la flèche rouge afin de correctement prendre en compte les SSZ.
(c) : Simulation *avec* prise en compte des contrainte de SSZ à $\beta = 0.5$. Le résultat de la simulation (fractures en orange) respecte les contraintes de SSZ (ellipsoïdes en violet). La fracture ayant subie une nouvelle simulation concernant sa localisation est indiquée par la flèche rouge.



(a) Vue 3D (b) Vue de dessus

Fig. III.13: Superposition de deux simulations stochastiques avec (système représenté en rouge) ou sans (système représenté en violet) phénomène d'agrégation.
(a) : Vue 3D ; (b) : Vue de dessus.

Ce paramètre β peut donc jouer un rôle majeur lors du processus de simulation des fractures :

- Lorsque la valeur de β est faible (~ 0.1), les zones d'ombre autour des fractures sont de faible étendue : la probabilité qu'un centre de fracture soit généré à l'intérieur d'une de ces zones d'ombre est faible (figure III.12(a)).
- Par contre, une valeur de β plus élevée (~ 0.5) implique une plus grande extension des zones d'ombre : la probabilité qu'un centre de fracture soit généré à l'intérieur d'une de ces zones d'ombre est donc plus élevée que précédemment. Lorsqu'un centre de fracture est généré à l'intérieur de la zone d'ombre d'une autre fracture (figure III.12(b)), une nouvelle simulation de la position spatiale du centre est effectuée (figure III.12(c)).

Cette corrélation est dite à courte portée du fait de l'impact du critère de corrélation uniquement sur le volume environnant chaque fracture. Elle modélise plus particulièrement le phénomène d'anti-agrégation.

b- Corrélation à longue portée

La corrélation à longue portée influence plus généralement la structure géométrique du réseau de fractures discrètes en introduisant le phénomène d'agrégation (figure III.13). Adapté des modèles de type « Mère-Fille » de Billaux *et al.* (1989), notre modélisation fait intervenir deux simulations stochastiques successives suivant deux processus de Poisson distincts :

1. une première série de **Fractures** est simulée suivant des caractéristiques dites « Mère »

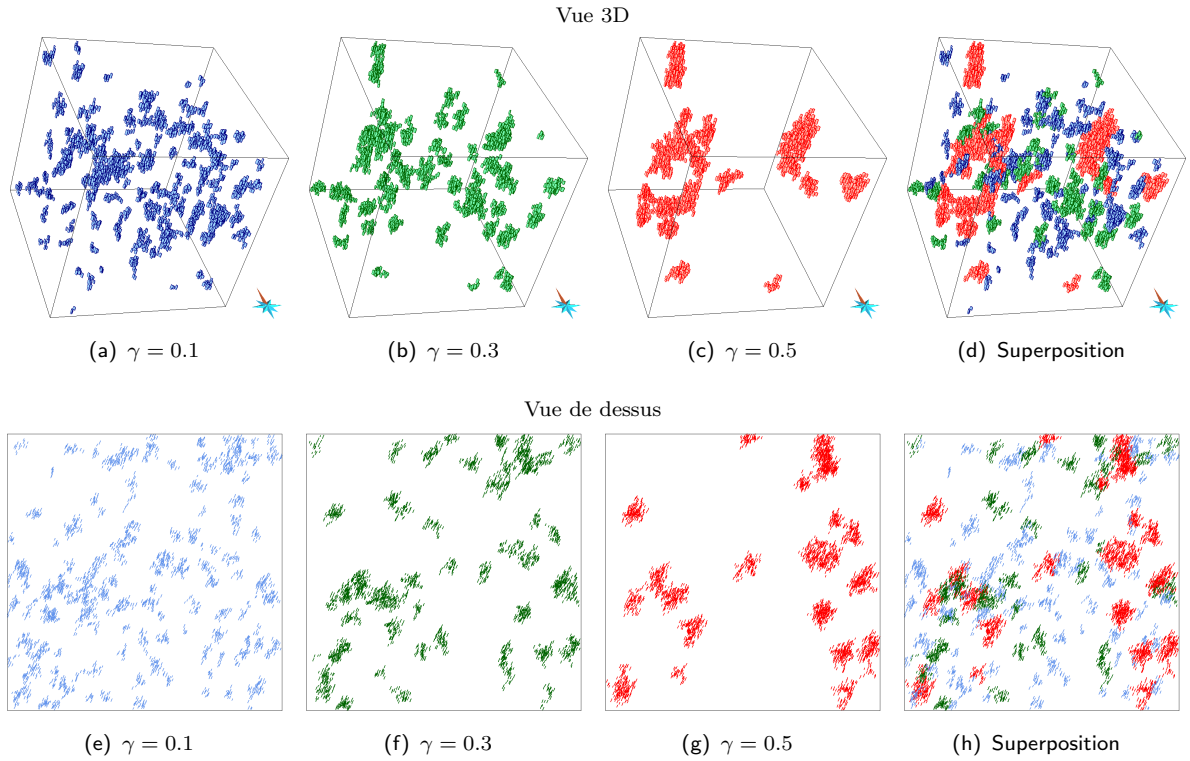
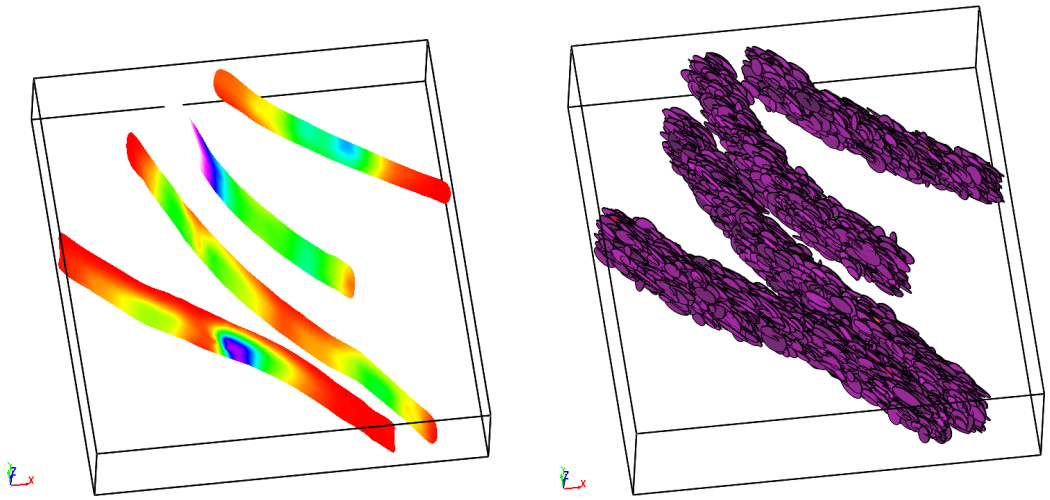


Fig. III.14: Résultats de simulations stochastiques à densité de fractures d_f constante et à coefficient d'agrégation γ croissant.
(a), (b), (c) : Simulations de réseaux discrets à d_f constante et γ croissant - Vue 3D.
(d) : Superposition des réseaux à coefficient d'agrégation variable - Vue 3D.
(e), (f), (g) : Simulations de réseaux discrets à d_f constante et γ croissant - Vue de dessus.
(h) : Superposition des réseaux à coefficient d'agrégation variable - Vue de dessus.

2. une deuxième série de **Fractures** est simulée suivant des caractéristiques dites « Fille » dépendante de la réalisation de la série « Mère ».

Un coefficient d'agrégation, noté γ, est introduit au sein de l'équation I.1 tel que $\{\beta = 1-\gamma\}$ et permet ainsi de quantifier l'intensité du phénomène d'agrégation. Dans ce cas, le critère de distance détermine l'importance de la zone d'initiation des fractures « Filles » et quantifie l'importance du phénomène d'agrégation (figure III.14).

Le type de modélisation adopté est également adapté pour la modélisation des zones endommagées aux alentours des failles majeures, comme développé par Harris *et al.* (2003) (figure III.15). Usuellement, les failles majeures sont modélisées par une approche de type discontinuité géométrique. Cependant, il est plus réaliste de considérer ces failles comme une juxtaposition de nombreuses ruptures de faible amplitude présentant une direction dominante, plutôt que par un plan de cassure net et bien localisé (Shipton et Cowie, 2003). Une modélisation par réseau de fractures discrètes permet ainsi de prendre en compte de façon réaliste les effets des failles sur les roches avoisinantes ainsi que sur les propriétés pétrophysiques du milieu (en particulier la perméabilité et la porosité). Le désavantage de cette approche réside uniquement dans le surplus du coût mémoire en terme d'implantation.



(a) Failles (b) Zones endommagées

Fig. III.15: Modélisation des zones endommagées aux alentours des failles majeures par des fractures discrètes.
(a) : Failles peintes avec la propriété de rejet ;
(b) : Zones endommagées représentées par des fractures discrètes.

III.3.2 Aspect conditionnel vis-à-vis des fractures observées

La méthode de simulation stochastique développée précédemment permet le conditionnement aux statistiques concernant les caractéristiques des fractures. Cependant, les réseaux obtenus doivent également coïncider avec les données de fracturation observées aux puits. De ce fait, le long de la trajectoire de chaque puits :

- aucune fracture simulée ne peut recouper cette trajectoire ;
- les fractures observées, dont les caractéristiques sont connues explicitement, doivent être représentées de façon déterministe au sein de chaque réseau.

Nous avons appliqué la méthodologie développée par Chilès et de Marsily (1993) vis-à-vis du conditionnement aux données de fractures observées :

1. simulation stochastique de réseaux de fractures, comme décrit précédemment ;
2. suppression des fractures stochastiques recoupant les trajectoires de puits ;
3. addition des fractures déterministes à la famille de fractures stochastiques adéquates.

Cependant, l'application de ce post-processus de simulation stochastique biaise les statistiques concernant les caractéristiques du réseau réel de fractures. Toutefois, pour la majorité des études de réservoirs naturellement fracturés, le ratio (volume de données de puits/volume du réservoir étudié) étant extrêmement faible, le biais introduit s'avère alors négligeable.

Une correction pourrait être apportée à cette méthodologie efficace (Andersson et Dverstorp, 1987) :

1. création des fractures déterministes (i.e. observées aux puits) ;
2. pour chaque cellule de grille concernée (i.e. traversée par au moins un puits) : diminution de la valeur de densité de fractures relativement à la densité de fractures observées aux puits pour cette cellule ;

3. simulation stochastique de fractures, comme décrit précédemment, avec contrôle du respect des données : toute fracture recoupant une trajectoire de puits n'est pas conservée et est re-simulée (la méthode de détermination des intersections serait similaire à celle détaillée au §III.4.1.2).

Néanmoins, cette amélioration de la méthode décrite par Chilès et de Marsily (1993), bien que mieux conditionnée aux statistiques initiales, présente un défaut majeur : le processus est itératif et donc onéreux en temps, le nombre de vérifications à effectuer peut également s'avérer être très élevé.

Une méthode par recuit simulé pourrait également être mise en place, cependant elle présente les mêmes qualités et défauts que la méthodologie précédente : la contrepartie du respect de toutes les données est la lenteur du processus due à l'itération.

III.3.3 Aspect hiérarchique

La génération de systèmes de fractures de chronologie distincte est réalisée par des simulations hiérarchiques. Celles-ci sont effectuées famille par famille à partir des lois de distribution des caractéristiques décrites pour chaque famille de fractures. Dans un premier temps, cette approche permet l'attribution d'une chronologie relative à chaque système de fractures.

Mais, l'intérêt majeur de ce type de simulation apparaît dans un second temps : elle permet d'assurer la cohérence géologique d'un réseau de fractures contenant plusieurs familles distinctes de chronologie relative connue par l'intermédiaire de la définition de contraintes géologiques spécifiques. Nous abordons en détail cet aspect dans la section suivante.

III.4 Mise en cohérence géologique du réseau de fractures : introduction des contraintes géologiques

L'obtention d'un réseau de fractures géologiquement réaliste passe par sa mise en cohérence géologique. Les contraintes géologiques relatives au processus de fracturation se reflètent essentiellement par des relations d'interaction entre une fracture et tout autre hétérogénéité (i.e. une autre fracture ou une discontinuité caractéristique)(détaillé au §I.3). Ces interactions se traduisent par une troncation des fractures au niveau du contact avec cette hétérogénéité.

Aussi, afin de mettre en cohérence les réseaux de fractures discrètes résultants des simulations stochastiques développées au §III.3, nous avons développé un post-processus de troncation intégré à la suite de ces simulations. Un prérequis nécessaire à ce processus est la capacité à effectuer efficacement de nombreux calculs d'intersections tridimensionnelles entre deux polygones.

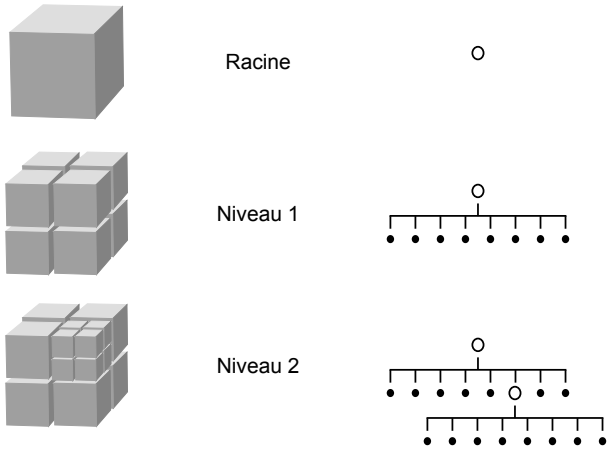


Fig. III.16: Structure d'arbre octal présentant deux niveaux de raffinement.
Au premier niveau, la cellule racine est divisée en huit cellules, chacune représentant un élément du domaine de la racine, également appelé octant. Au deuxième niveau, un des enfants de la cellule racine est divisé en huit cellules, chacune représentant un octant de ce sous-domaine.

III.4.1 Intersection efficace tridimensionnelle entre deux polygones

L'intersection concernée est ici celle entre un polygone particulier P et une liste de polygones placés dans l'espace tridimensionnel. Afin d'optimiser le processus d'intersection, nous avons développés plusieurs étapes :

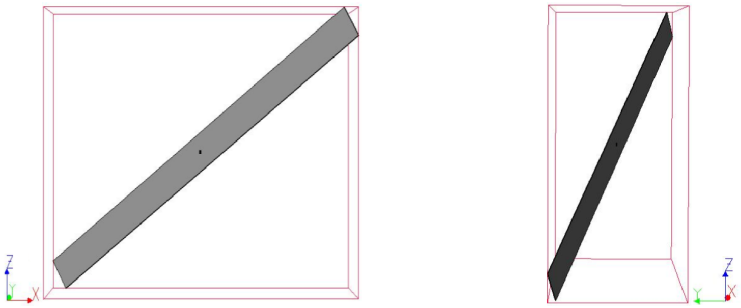
1. la détermination rapide d'une liste de polygones recoupant potentiellement le polygone P : construction d'une structure d'arbre octal ;
2. la mise en place de tests préliminaires efficaces destinés à l'accélération des calculs géométriques d'intersection en trois dimensions :
   – détermination de conditions nécessaires d'intersection entre deux polygones distincts ;
   – détermination de conditions nécessaires et suffisantes d'intersection entre deux polygones distincts.

III.4.1.1 Structure d'arbre octal

Un arbre octal[18] est une décomposition d'un domaine de l'espace tridimensionnel en cellules hiérarchisées à partir d'une liste d'objets donnés (figure III.16). Cette structure facilite la détermination efficace pour un objet donné O de la liste des objets voisins.

L'arbre octal peut ainsi procurer efficacement la liste d'objets **Fractures** L_{opt} potentiellement connectées entre elles au sein d'un ensemble spécifié de fractures discrètes, le nombre de calculs étant considérablement réduit, car il dépend du nombre de cellules de l'arbre octal. L'étape suivante constitue la détermination de la liste de **Fractures** recoupant effectivement une **Fracture** donnée.

[18] *octree*



(a) Plan Oxy (b) Plan Oyz

Fig. III.17: Boite 3d d'une **Fracture** : (a) dans le plan Oxz, (b) dans le plan Oyz.

III.4.1.2 Calcul géométrique d'intersection tridimensionnel

Pour tout objet **Fracture** F_1 appartenant à un ensemble de fractures discrètes, le parcours de l'arbre octal identifie la liste L_{opt} d'objets **Fractures** potentiellement connectées à F_1. La liste d'objets **Fractures** L_{eff} recoupant effectivement F_1 doit être maintenant établie à partir de la liste L_{opt}. Initialement, la liste L_{eff} contient tous les éléments présents dans la liste L_{opt}. Les points d'intersection des **Fractures** ainsi que certaines caractéristiques des intersections (telles que la longueur du segment d'intersection, par exemple) nécessaire au futur calcul de perméabilité sont également déterminés.

Deux types de tests, notés C_1 et C_2, sont effectués préalablement à l'exécution du calcul géométrique complet d'intersection entre deux objets **Fractures**. Le but de ces tests simples est d'éliminer rapidement une grande partie des **Fractures** de la liste effective L_{eff} ne pouvant recouper F_1 : seules les **Fractures** satisfaisant des conditions nécessaires C_1 dans un premier temps, puis des conditions nécessaires et suffisantes C_2 seront alors effectivement testées pour le calcul d'intersection.

a- Conditions nécessaires C_1 d'intersection entre deux objets Fractures

La validité de conditions nécessaires C_1, mais non suffisantes cependant, est testée afin d'évaluer la potentialité d'intersection entre deux objets **Fractures** distincts F_1 et F_2, F_1 étant l'objet central des tests et F_2 étant une des **Fractures** de la liste L_{eff}. Ces conditions C_1 concernent les **Boites 3d** B_1 et B_2 relatives aux **Fractures** F_1 et F_2 respectivement. Une **Boite 3d** est défini comme le plus petit parallélépipède rectangle dont les axes sont alignés avec les axes X, Y, Z de l'espace et contenant l'intégralité de l'objet considéré (figure III.17).

Les conditions C_1 sont définies et testées selon l'ordre suivant :

1. les **Boites 3d** B_1 et B_2 se recoupent (figure III.18) :

$$B_1 \bigcap B_2 \neq \varnothing \tag{III.6}$$

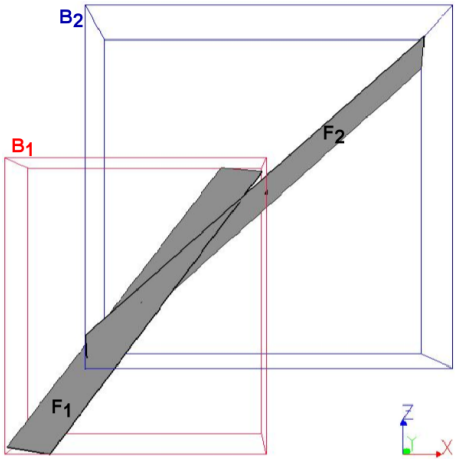


Fig. III.18: Condition nécessaire C_1 d'intersection entre les **Boites 3d** de deux **Fractures**.

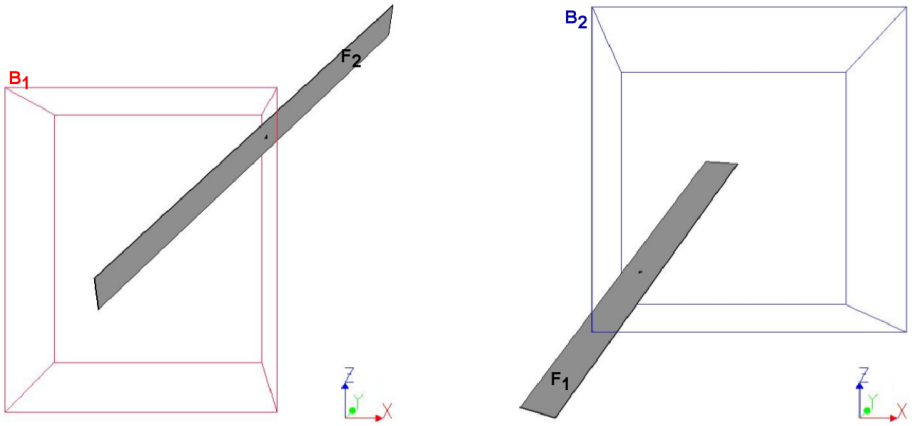


Fig. III.19: Condition nécessaire C_1 d'intersection entre chacune des **Boites 3d** de deux **Fractures** et le plan contenant l'autre **Fracture**.

2. soient les plans P_1 et P_2 constituant les **Fractures** F_1 et F_2 respectivement, chacun de ces plans doit recouper la **Boite 3d** de l'autre **Fracture** (figure III.19) :

$$P_1 \bigcap B_2 \neq \varnothing \qquad \text{et} \qquad P_2 \bigcap B_1 \neq \varnothing \tag{III.7}$$

Toute invalidité concernant une de ces conditions entraîne l'élimination de la **Fracture** F_2 de la liste L_{eff}. Cependant, ces tests constituent des conditions nécessaires mais non suffisantes à l'intersection entre **Fractures**. La figure III.20 illustre cette insuffisance : les conditions C_1 sont satisfaites, pourtant les **Fractures** représentées ne possèdent aucune intersection.

b- Conditions nécessaires et suffisantes C_2 d'intersection entre deux Fractures

La validité de conditions nécessaires et suffisantes C_2 est testée uniquement pour les **Fractures** appartenant à la liste L_{eff}. Le résultat de ces tests déterminent les **Fractures**

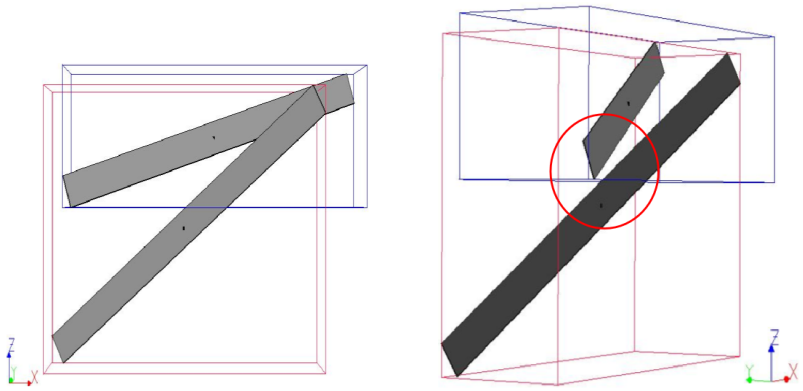


Fig. III.20: Fractures ne possédant pas d'intersection et satisfaisant cependant les conditions nécessaires d'intersection C_1.

recoupant effectivement la **Fracture** F_1 ainsi que les propriétés relatives à chaque intersection telles que longueur du segment d'intersection, distance entre centres de **Fractures** se recoupant.

Les conditions C_2 représentent le calcul géométrique effectif des intersections. L'intersection de polygones en trois dimensions est un problème géométrique complexe. Nous avons élaboré un algorithme d'intersection de polygones[19] adapté d'après l'algorithme de Sutherland-Hodgman (Foley *et al.*, 1996) : un polygone quelconque P est coupé par un polygone convexe P_i. Notre algorithme peut ainsi prendre en compte l'intersection entre **Fractures** polygonales convexes composées de n segments.

Le polygone P à tronquer est défini par la liste ordonnée de ses sommets, tandis que le polygone P_i sécant est décrit par un ensemble de plans. L'algorithme consiste à tronquer itérativement le polygone P par chacun des plans constituant le polygone P_i. L'espace tridimensionnel est divisé en deux régions R^- et R^+ par chacun des plans du polygone P_i. Soient deux sommets successifs v_1 et v_2 appartenant à P, quatre cas d'intersection sont à distinguer (figure III.21) :

1. v_1 et v_2 appartiennent à la région R^- : v_2 est ajouté à la liste de sommets du polygone intersecté.
2. v_1 appartient à R^- et v_2 appartient à R^+ : le point i d'intersection entre le segment défini par v_1 et v_2 et le plan du polygone P_i considéré est ajouté à la liste de sommets du polygone intersecté.
3. v_1 et v_2 appartiennent à la région R^+ : aucun ajout de point.
4. v_1 appartient à R^+ et v_2 appartient à R^- : le point i d'intersection entre le segment défini par v_1 et v_2 et le plan du polygone P_i considéré est ajouté à la liste de sommets du polygone intersecté, le sommet v_2 est également ajouté à la liste.

Le résultat produit par l'algorithme III.2 dépend de la géométrie de l'intersection étudiée, il correspond à l'intersection entre les deux **Fractures** considérées : soit un point, un

[19] *Polygon-Clipping algorithm*

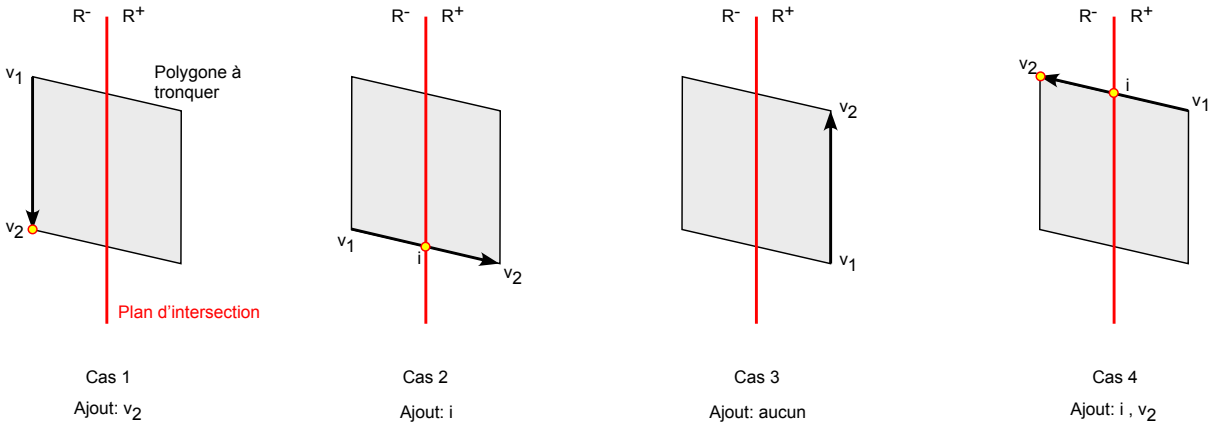


Fig. III.21: Illustration des quatre cas d'intersection de polygones de l'algorithme de Sutherland-Hodgman. Modifié d'après Foley *et al.* (1996).

segment ou un polygone. Suivant la cause de la recherche des intersections, la troncation peut être ou non effectuée à partir de cet algorithme.

Les résultats élémentaires des simulations (i.e. toute fracture discrète) sont des fractures de forme rectangulaire ou elliptique. Lors du processus de troncation, l'objet **Fracture** est divisé en deux parties, l'une d'entre elles est conservée tandis que l'autre est éliminée. Notre représentation d'une fracture discrète fait intervenir un centre nécessaire à sa définition, la partie conservée est, par convention, celle contenant le centre de la fracture. Par ailleurs, la forme de la **Fracture** devient alors polygonale.

Cette méthodologie d'intersection géométrique tridimensionnelle est efficace en terme de temps d'exécution et permet donc de gérer l'intersection de réseau contenant des millions de fractures polygonales. Ces algorithmes d'intersection seront intensément utilisés lors de la mise en cohérence géologique des réseaux de fractures discrètes issues de simulations stochastiques, mais également lors de l'analyse de la connectivité (se référer au §IV).

III.4.2 Respect des contraintes géologiques

La mise en cohérence géologique de réseaux de fractures discrètes générés stochastiquement nécessite le respect de contraintes géologiques connues à partir des connaissances géologiques qualitatives pour un réservoir fracturé spécifique. L'application de ces contraintes implique le phénomène de troncation de fractures, détaillé précédemment au §III.4.1. Les différents types de contraintes observés et décrits au §I.3 peuvent être intégrés en tant que post-processus à la modélisation de réseaux de fractures discrètes afin d'en assurer le réalisme géologique :

1. contraintes entre fractures,
2. contraintes dues à des discontinuités géologiques caractéristiques.

Algorithme III.2 Calcul d'intersection entre deux fractures polygonales

1: **Fonction** $IntersectionEntreFractures(F, F')$ ▷ ***Entrée :*** *Fractures F et F'*
▷ ***Sortie :*** *Fracture polygonale intersectée $F_{intersecte}$*

▷ ***Début des conditions nécessaires*** C_1

2: **Si** $B \bigcap B' == \emptyset$ **Alors** ▷ *Boites 3D B et B' de F et F' respectivement*
3: **Retourner** NUL ▷ *NUL signifie « Aucune intersection »*
4: **Fin Si**

5: **Si** $B \bigcap P' == \emptyset$ **Alors** ▷ *$F' \subset$ Plan 3D P'*
6: **Retourner** NUL
7: **Fin Si**
8: **Si** $B' \bigcap P == \emptyset$ **Alors** ▷ *$F \subset$ Plan 3D P*
9: **Retourner** NUL
10: **Fin Si** ▷ ***Fin des conditions nécessaires*** C_1

▷ ***Début des conditions nécessaires et suffisantes*** C_2

11: $nb_Vertex_F \leftarrow NombreVertex(F)$
12: $nb_Vertex_F' \leftarrow NombreVertex(F')$

13: **Pour** $k \leftarrow 1, nb_Vertex'_F$ **Faire**
14: $Plan_k \leftarrow Plan(F', k)$
15: $R^- \leftarrow RegionInterne3D(Plan_k)$
16: $v_1 \leftarrow vertex[nb_Vertex_F - 1]$

17: **Pour** $j \leftarrow 1, nb_Vertex_F$ **Faire**
18: $v_2 \leftarrow vertex[j]$

19: **Si** $v_2 \in R^-$ **Alors**
20: **Si** $v_1 \in R^-$ **Alors**
21: $Ajouter(v_2, F_{intersecte})$
22: **Sinon**
23: $i \leftarrow IntersectionPlanSegment(Plan_k, v_1, v_2)$
24: $Ajouter(i, F_{intersecte})$
25: $Ajouter(v_2, F_{intersecte})$
26: **Fin Si**
27: **Sinon**
28: **Si** $v_1 \in R^-$ **Alors**
29: $i \leftarrow IntersectionPlanSegment(Plan_k, v_1, v_2)$
30: $Ajouter(i, F_{intersecte})$
31: **Fin Si**
32: **Fin Si**

33: $v_1 \leftarrow v_2$

34: **Fin Pour**
35: **Fin Pour** ▷ ***Fin des conditions nécessaires et suffisantes*** C_2

36: **Retourner** $F_{intersecte}$

37: **Fin Fonction**

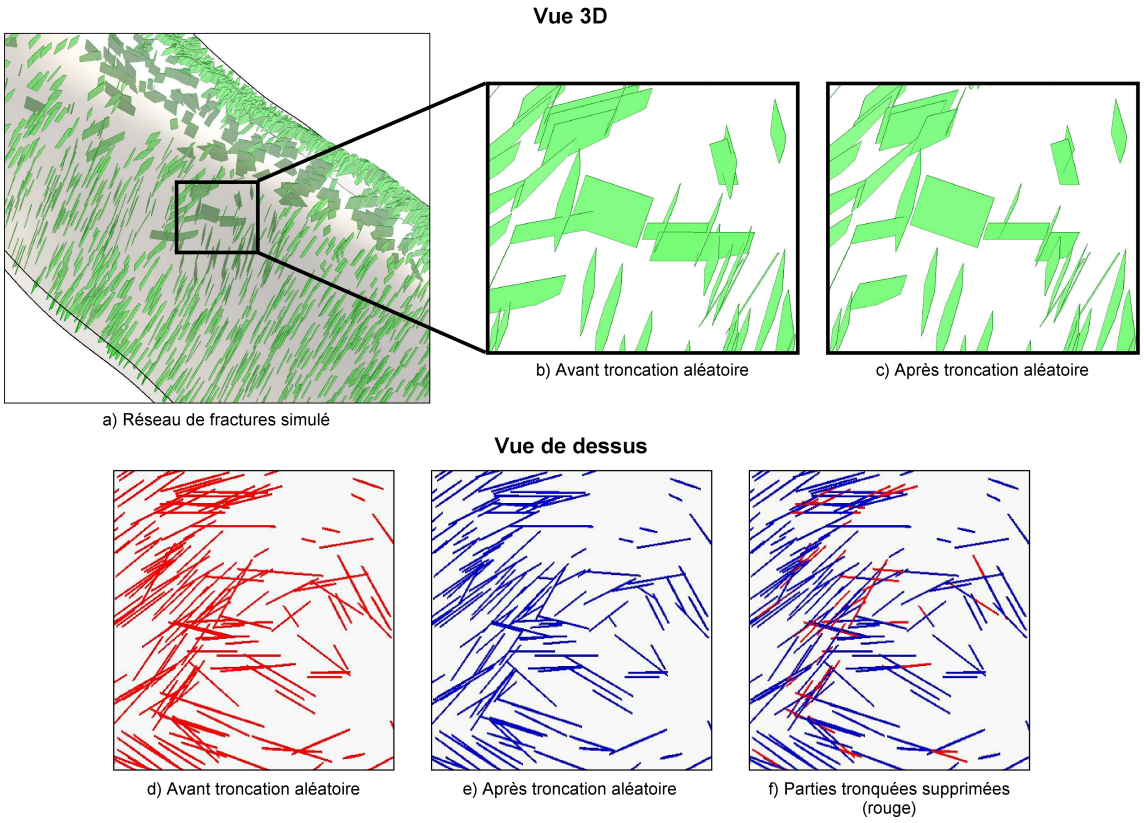


Fig. III.22: Auto-troncation des fractures appartenant à un même réseau.

III.4.2.1 Contraintes entre fractures

Deux types de contraintes entre fractures peuvent être distingués d'après les observations de terrain :

1. entre fractures appartenant à un même système,
2. entre fractures appartenant à des systèmes différents.

a- Au sein d'un même système (i.e. de chronologie similaire)

Au sein d'un même système, la chronologie des fractures est supposée identique au sens des temps géologiques. Cependant, les fractures ne sont pas créées simultanément : leur génération et leur propagation se font selon une chronologie relative des fractures entre elles et induit de ce fait les phénomènes d'interactions entre fractures évoqués au §I.3.1. Nous reproduisons ce phénomène stochastiquement, la chronologie relative des fractures d'un même système étant complètement inconnue.

L'algorithme suivant est introduit afin de respecter ce type de contrainte :

1. pour chaque système, les fractures sont numérotées aléatoirement ;
2. toute fracture de numéro i est tronquée par toute fracture de numéro inférieur à i la recoupant ; les fractures étant traitées selon l'ordre de numérotation croissant.

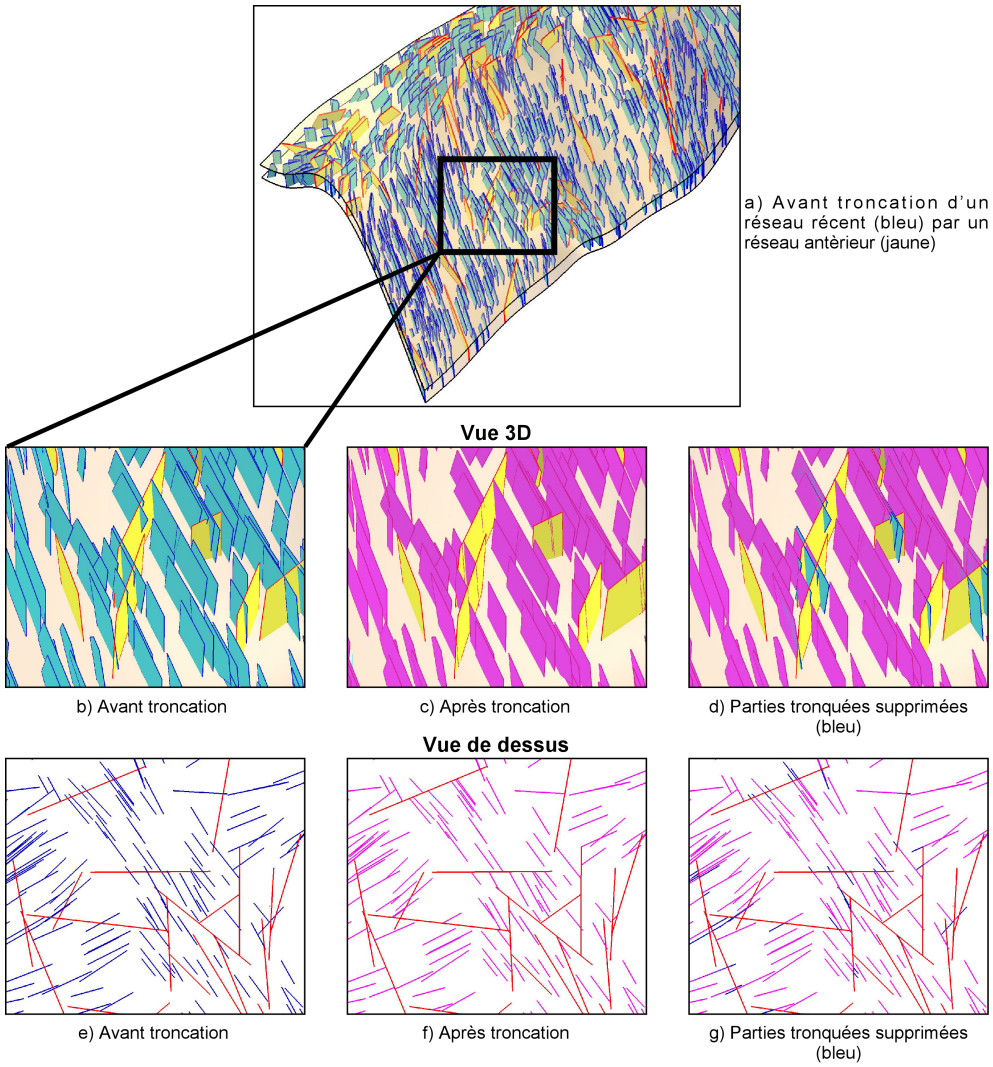


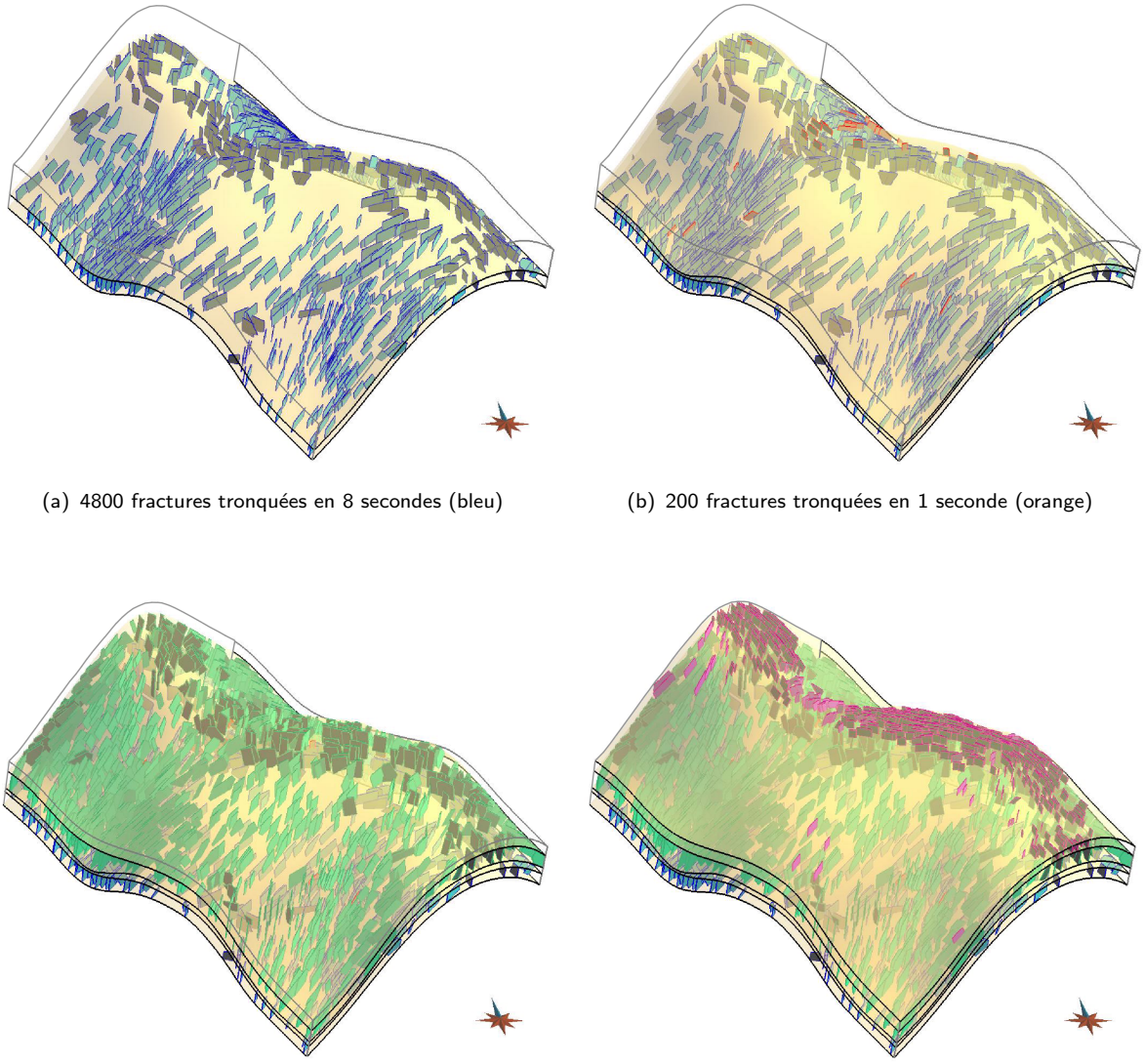
Fig. III.23: Troncation d'ordre chronologique entre deux réseaux de fractures d'âge différent.

Le résultat est alors une auto-troncation stochastique des fractures au sein d'un même système (figure III.22).

b- Au sein de systèmes différents (i.e. de chronologie relative aux systèmes)

Lorsque plusieurs systèmes de fractures sont impliqués (au moins deux), la connaissance préalable de leur chronologie relative est nécessaire afin d'honorer les contraintes géologiques entre systèmes.

Notre implantation de l'algorithme correspondant à cette contrainte est itérative : toutes les fractures appartenant à un système sont testées afin de déterminer les intersections éventuelles avec toute autre fracture appartenant à un système chronologiquement plus âgé. Il en résulte un système de fractures polygonales stoppées par un système de fractures chronologiquement antérieur (figure III.23). Pour effectuer la troncation d'un système donné S, il est nécessaire de spécifier un paramètre de troncation τ_S. Il est dé-



(a) 4800 fractures tronquées en 8 secondes (bleu)

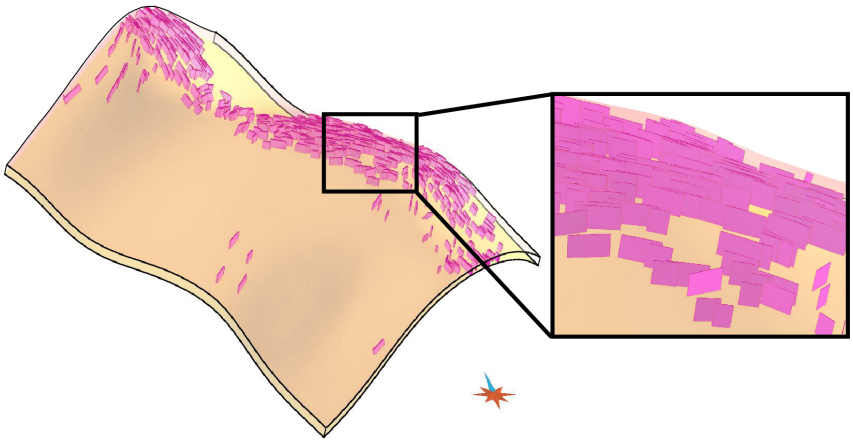
(b) 200 fractures tronquées en 1 seconde (orange)

(c) 5600 fractures tronquées en 8 secondes (vert)

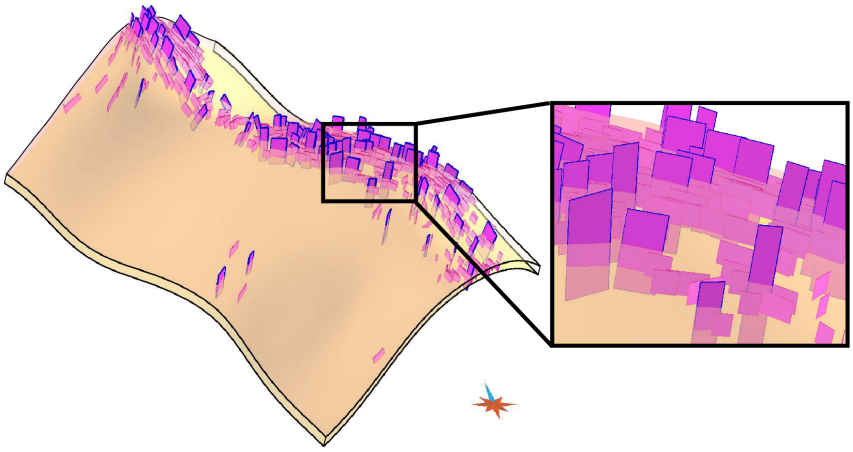
(d) 2000 fractures tronquées en 4 secondes (violet)

Fig. III.24: Modèle de réseau de fractures dit « stratabound » ou borné aux limites de couches mécaniques. Ce modèle est formé de quatre couches mécaniques distinctes et de quatre sous-réseaux de fractures bornés par les limites inférieures et supérieures de ces couches.

fini comme le ratio du (nombre de troncations à effectuer/N) où N est le nombre total de fractures du système S. Ce paramètre τ_S est une estimation du pourcentage de fractures du système S recoupant les fractures du système antérieur. Il introduit une certaine souplesse au niveau de l'application des contraintes géologiques au sein de systèmes chronologiquement hétérogène et permet ainsi de refléter toutes les configurations potentielles du réseau final comme souligné au §I.3.



(a) Système « stratabound »



(b) Système « non-stratabound »(composé de 10% de fractures non bornées)

Fig. III.25: Dépendance des simulations de réseaux de fractures vis-à-vis de la variabilité des contraintes dues aux limites de couches :
(a) Système « stratabound » ;
(b) Système « non-stratabound » (composé de 10% de fractures non confinées).

III.4.2.2 Contraintes dues à des discontinuités géologiques caractéristiques

Les définitions de systèmes « *stratabound* » et « *non-stratabound* » d'Odling *et al.* (1999) (détaillées au §I.3) permettent de décrire tout type de système de fractures contraint par des discontinuités géologiques caractéristiques. Les contraintes correspondant à un système spécifique peuvent donc être décrites quantitativement et être ainsi appliquées à tout réseau de fractures discrètes issu d'une simulation stochastique.

Les discontinuités géologiques caractéristiques sont typiquement des limites de couches sédimentaires. Elles sont représentées au sein du modèle numérique géologique par des surfaces triangulées, pour la construction de telles surfaces se référer à Conraud (1997). L'algorithme mis en place pour la troncation est ici tel que : pour toute fracture F d'un système donné, les triangles recoupant F sont déterminés puis, l'algorithme d'intersection est ensuite exécuté afin d'honorer les contraintes géologiques dues aux discontinuités. Un

Type de troncation	Nombres de troncations testées	Nombres de troncations exécutées	Temps d'exécution
Troncation par l'horizon supérieur	$3,2 \cdot 10^6$	108 242	18 sec
Troncation par l'horizon inférieur	$3,12 \cdot 10^6$	100 206	18 sec
Auto-troncation aléatoire postérieure à la troncation par les horizons	$4,7 \cdot 10^6$	32 973	3 min 34 sec
Auto-troncation aléatoire antérieure à la troncation par les horizons	$5,96 \cdot 10^6$	40 200	5 min 26 sec

Tab. III.3: Comparatif des temps d'exécution de différents processus de troncation d'un réseau contenant 50000 fractures fortement connectées.
Caractéristiques des fractures : forme rectangulaire, taille moyenne $200m \times 300m$.

réseau comprenant plusieurs systèmes confinés peut ainsi être aisément produit (figure III.24). Afin de permettre la description de tout système intermédiaire S_i entre les deux systèmes extrêmes (« *stratabound* » et « *non-stratabound* »), il est également nécessaire de spécifier un paramètre de troncation τ_{S_i} (figure III.25). Il est défini comme le ratio du (nombre de troncations à effectuer/N) où N est le nombre total de fractures du système S_i. Ce paramètre τ_{S_i} est une estimation du pourcentage de fractures recoupant la surface de discontinuité caractéristique. Il introduit ainsi quantitativement la relation liant les discontinuités avec les fractures.

Différents tests de troncation ont été menés afin d'évaluer l'impact, en terme de temps de calcul, de cette mise en cohérence géologique du réseau de fractures (tableau III.3). Le réseau employé pour ces tests comprend 50000 fractures fortement connectées (densité de connection similaire à celle du tableau III.2 comprenant 100000 fractures). Le temps d'exécution des différents processus est fonction du nombre de troncations à tester et à effectuer, ceci dépendant fortement de la densité de connectivité globale du réseau. Le niveau de performance élevé des algorithmes permet de tronquer rapidement tout type de réseau contenant un grand nombre de fractures discrètes tridimensionnelles.

III.5 Conclusion

La modélisation statique développée au sein de nos travaux de thèse s'est concentrée sur l'obtention de résultats réalistes répondant à l'exhaustivité de la géologie des réseaux fracturés, mais également efficace en terme d'implantation informatique (coût mémoire, temps d'exécution). Les différents critères assurant la validité et l'efficacité d'une modélisation de réseaux de fractures sont respectés tout au long de notre approche de simulation :

– représentation tridimensionnelle de tout type d'objet (fracture, système, réseau) d'échelle et de densité quelconque ;

– représentation/stockage de toute propriété homogène/hétérogène ;

– liberté de représentation des caractéristiques individuelles géométriques (localisation, orientation, dimensions, forme) des objets élémentaires ;

– capacité à générer/représenter/stocker plusieurs réseaux équiprobables ;

– conditionnement des résultats aux données floues (i.e. statistiques) et dures (i.e. de puits) ;

– respect des contraintes géologiques issues d'une étude spécifique.

La philosophie générale de cette approche est l'introduction d'un maximum de précision et de caractéristique géologique tout en assurant la capacité du modèle à être intégrée au sein de la chaîne de modélisation d'un réservoir naturellement fracturé.

Toutefois, ce modèle se doit encore d'être amélioré. Notamment, les paramètres de fractures déterminés préalablement et utilisés lors des simulations stochastiques ne sont plus satisfaits de façon exacte après le processus de respect des contraintes géologiques.

Le chapitre IV se focalise sur l'étape logique suivante au sein de cette chaîne : l'évaluation de la connectivité des réseaux de fractures discrètes, préalable aux simulations d'écoulement.

Chapitre IV

Analyse de la connectivité de réseaux de fractures discrètes

Sommaire

IV.1 État de l'art 108
IV.1.1 Approches analytiques, théorie de la percolation 108
IV.1.2 Approches numériques 109
IV.1.3 Synthèse 109
IV.2 Analyse numérique de la connectivité basée sur une structure de graphe 110
IV.2.1 Le graphe de connectivité, support de l'analyse de connectivité 111
IV.2.2 Méthodes d'analyse de la connectivité 112
IV.2.3 Évaluation de paramètres influençant la connectivité de fractures 122
IV.3 Conclusion 126

Au sein d'un réservoir naturellement fracturé, les écoulements fluides sont particulièrement dépendants de la connectivité des fractures perméables, considérées comme des conduits, et également de celle des fractures imperméables, considérées comme des barrières. La connectivité influence plus particulièrement le comportement dynamique ainsi que les propriétés de transport et de stockage au sein du réseau (Adler et Thovert, 1999; Berkowitz, 2002). Les simulations d'écoulements fluides sont des processus coûteux en temps lors de leur mise en oeuvre, plus particulièrement dans le cas de réservoirs naturellement fracturés. Aussi, une analyse préalable de la connectivité du réseau fracturé constitue une optimisation efficace de cette étape de modélisation en soulignant notamment les sous-réseaux de fractures percolantes, c'est-à-dire présentant un contraste de connectivité d'impact significatif sur les écoulements.

Après avoir évalué les différentes approches proposées dans la littérature, nous avons choisi de développer une structure de graphe adaptée à l'analyse de la connectivité d'un réseau de fractures. Également, de nombreuses propriétés ainsi que des chemins d'écoulements particuliers sont déterminés au sein de ce graphe afin d'évaluer les caractéristiques du réservoir étudié en terme de connection du réseau de fractures.

IV.1 État de l'art

Deux approches antagonistes se différencient dans la littérature afin de répondre au problème de la connectivité des réseaux de fractures discrètes :

– les approches analytiques : principalement basées sur la théorie de la percolation, elles permettent d'établir des formulations générales pour des réseaux à caractéristiques prédéfinies ;

– les approches numériques : basées sur des algorithmes d'intersection et/ou de parcours de graphe, elles fournissent une solution numérique pour tout type de réseau de fractures.

IV.1.1 Approches analytiques : la théorie de la percolation

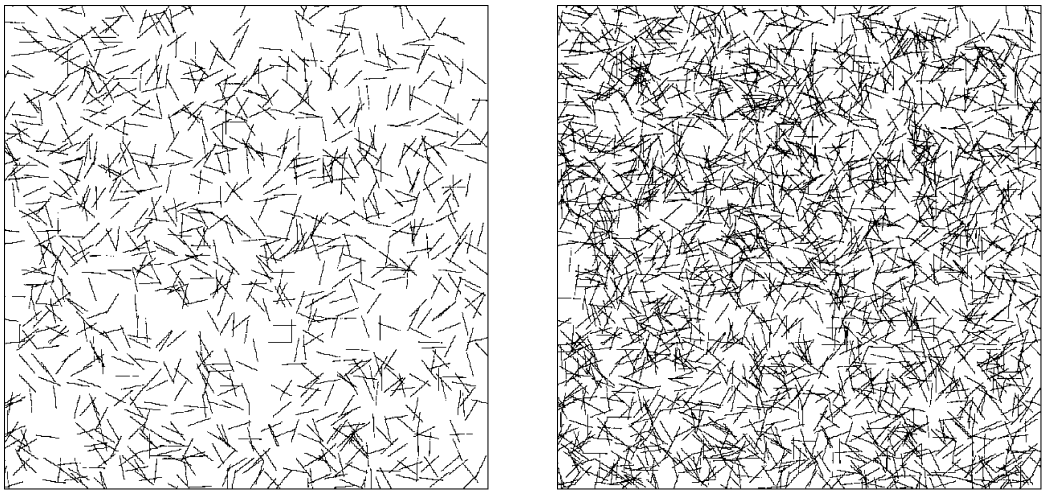
La théorie de la percolation est l'étude de l'écoulement fluide (ou de tout autre processus similaire) au sein d'un milieu aléatoire. Établi par Broadbent et Hammersley (1957), le modèle mathématique associé à cette théorie probabiliste introduit un paramètre géométrique p déduit d'une mesure moyenne des propriétés géométriques du système étudié, généralement associé à la densité des éléments considérés. Des lois mathématiques lient ce paramètre p aux propriétés physiques globales du milieu aléatoire étudié (i.e. la connectivité, la perméabilité). Différents régimes sont définis en fonction des valeurs du paramètre p et d'un paramètre critique p_c, également appelé seuil de percolation (Stauffer et Aharony, 1992) :

1. Le régime sous-critique $p < p_c$ (figure IV.1(a)) : Dans ce régime, le processus de percolation avorte. Il n'existe pas d'amas infini au sein du graphe, c'est-à-dire que le système n'est globalement pas connecté. L'amas infini est l'ensemble des éléments reliant les frontières du système. Un amas fini se compose :
   – d'éléments impasses, au sein desquels le fluide tend à stagner et non à s'écouler ;
   – d'éléments formant l'ossature de l'amas fini, ensemble des éléments tels qu'au moins deux chemins indépendants relient tout élément aux frontières du système.

   Les composantes connexes, ou amas finis, sont de taille finie.
2. Le régime sur-critique $p > p_c$ (figure IV.1(b)) : Dans la phase sur-critique, il existe une unique composante infinie de points connectés à l'origine du phénomène de percolation. Les clusters finis sont généralement de taille limitée, tandis que l'amas infini rencontre tout l'espace. Une fois le régime sur-critique atteint, la progression du processus de percolation est exponentielle.

L'intérêt de cette théorie est son indépendance vis-à-vis de la géométrie locale du système, elle fournit ainsi une méthode analytique pour l'étude de la connectivité en deux dimensions.

De nombreux auteurs ont développé des approches purement analytiques, dérivées de la théorie de la percolation dans des cas bidimensionnels (Darcel *et al.*, 2003c; Bour et Davy, 1997; de Dreuzy *et al.*, 2001; Renshaw, 1999) ou tridimensionnels (Bour et Davy, 1998; de Dreuzy *et al.*, 2000). Pour chacune de ces méthodologies, les caractéristiques des fractures sont considérées comme suivant des lois de distribution d'un type spécifique dé-



(a) Régime sous-critique $p < p_c$ (b) Régime sur-critique $p > p_c$

Fig. IV.1: Exemple bidimensionnel de réseau de fractures discrètes illustrant les différents régimes de percolation : (a) régime de percolation sous-critique $p < p_c$; (b) régime de percolation sur-critique $p > p_c$. D'après Bour et Davy (1997).

fini. Ces hypothèses permettent ainsi d'établir des expressions analytiques déterminant le régime de percolation d'un réseau de fractures. Cependant, ces approches non-évolutives ne peuvent s'adapter à l'étude de la connectivité de fractures présentant des caractéristiques quelconques.

Afin de palier cette forte restriction, Özkaya et Mattner (2003) ont préféré une approche également dérivée de la théorie de la percolation mais intégrant des critères plus empiriques. Leur analyse de connectivité est basée sur la valeur moyenne du nombre d'intersections par fracture, λ ; différents régimes de percolation sont ensuite définis en fonction de ce paramètre λ.

IV.1.2 Approches numériques

Dans la littérature, les analyses numériques de la connectivité d'un réseau de fractures discrètes se basent sur des algorithmes d'intersection. De Dreuzy et Erhel (2003) déterminent les amas d'un réseau de fractures bidimensionnel avec une méthode par balayage. L'approche la plus développée introduit une structure tridimensionnelle constituée d'éléments linéaires associés en réseau (Cacas *et al.*, 1990; Hartley, 1998). Cette méthodologie représente un modèle conceptuel de chemins d'écoulement fluide au sein du réseau de fractures, elle peut être considérée comme une extension du modèle par réseau de chenaux développé par Moreno et Neretnieks (1993) (détaillée au §III.1.1.2).

IV.1.3 Synthèse

La connectivité d'un réseau de fractures est contrôlée par de nombreux paramètres géométriques dont la variabilité tridimensionnelle est hétérogène dans la majorité des

cas d'étude. Aussi, une analyse bidimensionnelle de la connectivité du réseau ne peut convenir que pour certains cas d'étude très simples dont les caractéristiques géométriques ont été préalablement définies. L'étude tridimensionnelle de la connectivité du réseau reste alors un impératif ; elle doit également être valide pour tout type de réseau de fractures, c'est-à-dire ceux pour lesquels les paramètres géométriques relatifs à chaque fracture sont quelconques.

Par ailleurs, l'addition d'une dimension augmente la coordinence entre les éléments d'un système (Darcel, 2003). La coordinence d'une fracture correspond au nombre de fractures qui lui sont connectées. Le passage de dimension deux en dimension trois augmente donc la coordinence des fractures du réseau, et de ce fait la connectivité. Ceci explique le fait que le seuil de percolation observé en dimension trois est plus faible que celui observé en dimension deux pour un même réseau de fractures.

En conséquence, ces considérations nous font privilégier une analyse tridimensionnelle de la connectivité valide pour tout type de réseau. La flexibilité et l'évolutivité de l'approche adoptée constituent donc des impératifs que seule une résolution de type numérique peut satisfaire. Notre choix de développement s'est alors orienté vers une analyse basée sur un graphe de connectivité, approche similaire à celles développées par Cacas *et al.* (1990) et Hartley (1998), apte à fournir une solution au problème traité. D'autre part, ce choix de résolution numérique fournit également une structure de données, support des résultats d'analyse. Ceci offre la possibilité de calculer de nombreuses caractéristiques (propriétés, sous-réseaux de fractures connectées) liées à la connectivité, indispensables notamment lors des simulations d'écoulement.

IV.2 Analyse numérique de la connectivité basée sur une structure de graphe

Afin de répondre au problème de l'analyse de la connectivité d'un réseau de fractures discrètes, nous proposons l'approche suivante :

1. construction du graphe de connectivité, structure de données adoptée comme support d'analyse ;
2. développement de méthodes d'analyse du graphe basées sur le calcul de (a) propriétés de connectivité, et de (b) sous-graphes présentant des propriétés de connectivité particulières ;
3. mise en évidence de l'intérêt de cette analyse à partir de l'évaluation (a) des incertitudes de connectivité pour des réseaux équiprobables, et (b) de l'impact de la prise en compte des contraintes géologiques.

IV.2.1 Le graphe de connectivité, support de l'analyse de connectivité

IV.2.1.1 Description

En mathématique, un graphe est un ensemble de points et de lignes connectant plusieurs (possiblement aucun) sous-ensembles de points. Les points d'un graphe sont communément appelés vertex ou noeuds. De façon similaire, les lignes connectant les vertex d'un graphe sont communément appelées conduits ou segments.

Dans le cadre de l'étude de la connectivité, une telle représentation est appelée graphe de connectivité, ou également graphe ou réseau de connections[20] (Cao, 2002).

Nous définissons un objet, nommé **PipeNetwork**, de type graphe permettant de décrire les relations de connectivité au sein d'un ensemble de fractures. Deux structures de graphe de connectivité **PipeNetwork** peuvent être établies, chacune présentant un intérêt spécifique :

1. une structure minimale fournissant un aperçu global de la connectivité du réseau (figure IV.2) :
   - un noeud correspond au centre de chaque fracture du réseau ;
   - un conduit correspond au segment reliant deux centres de fractures connectées.
2. une structure étendue, c'est-à-dire tenant compte des points d'intersection, plus spécifiquement destinée à l'étude de l'écoulement fluide au sein du réseau de fractures :
   - un noeud correspond soit au centre d'une fracture soit au milieu M du segment correspondant à l'intersection entre deux fractures ;
   - un conduit correspond au segment reliant un centre et le point milieu M.

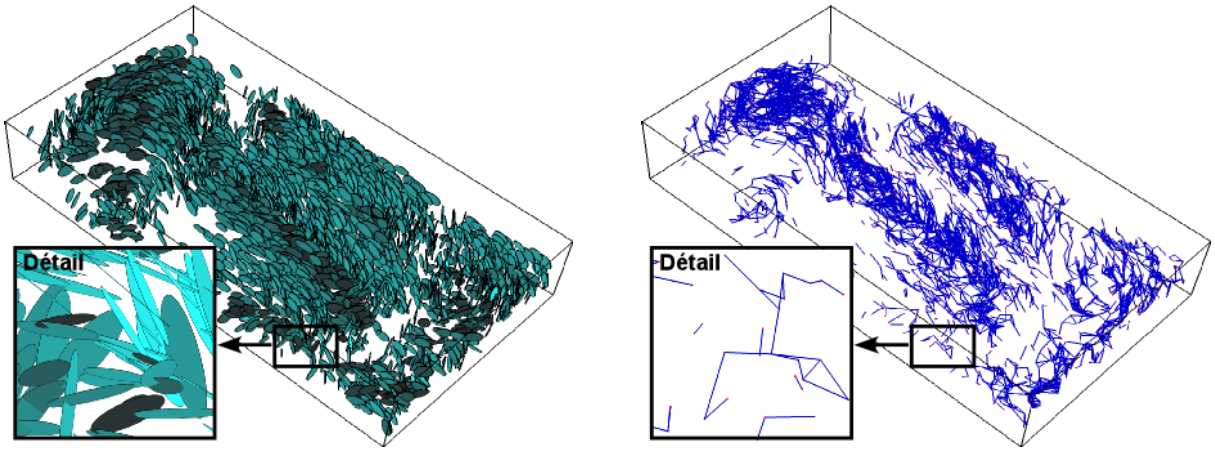
Par la suite, seule la structure minimale sera détaillée, les mêmes considérations pouvant être appliquées à la structure étendue. Pour des raisons de cohérence entre un réseau de fractures discrètes (décrit par l'objet **FractureNetwork**) et son graphe de connectivité correspondant, ces deux structures de données sont associées lors de leur implantation : ainsi un objet **FractureNetwork** dérive d'un objet **PipeNetwork** (Souche et Macé, 2003; Vitel, 2005).

Par ailleurs, cette structure permet de stocker tout type de propriété sur les noeuds ainsi que sur les segments du graphe, et donc de traiter les informations de connectivité entre fractures, notamment les paramètres indispensables à l'estimation des transmissivités et/ou des perméabilités équivalentes de fractures.

IV.2.1.2 Construction

La construction du graphe de connectivité associé à un réseau de fractures discrètes nécessite l'évaluation des connections entre fractures, processus équivalent à la détermination de leurs intersections. Aussi, pour plus de détails concernant l'implantation du calcul tridimensionnel d'intersection entre polygones quelconques, nous renvoyons le lecteur au

[20] *connection network*



(a) Réseau de fractures discrètes (b) Graphe de connectivité associé

Fig. IV.2: Exemple de (a) réseau de fractures discrètes et (b) son graphe de connectivité associé.

§III.4.1. Au cours des calculs d'intersections, des paramètres géométriques pertinents relativement à l'intersection calculée sont également déterminés et stockés au sein du graphe, notamment :

- la longueur du segment formant l'intersection entre les fractures,
- la distance du centre de ce segment au centre de chacune des fractures,
- la distance entre les centres de chacune des fractures.

Ces informations géométriques ajoutées à la connaissance des perméabilité et ouverture de chacune des fractures peuvent ainsi permettre de calculer la transmissivité associée à chacun des segments du graphe de connectivité. Cette propriété est déterminante lors de la réalisation de simulations d'écoulements fluides.

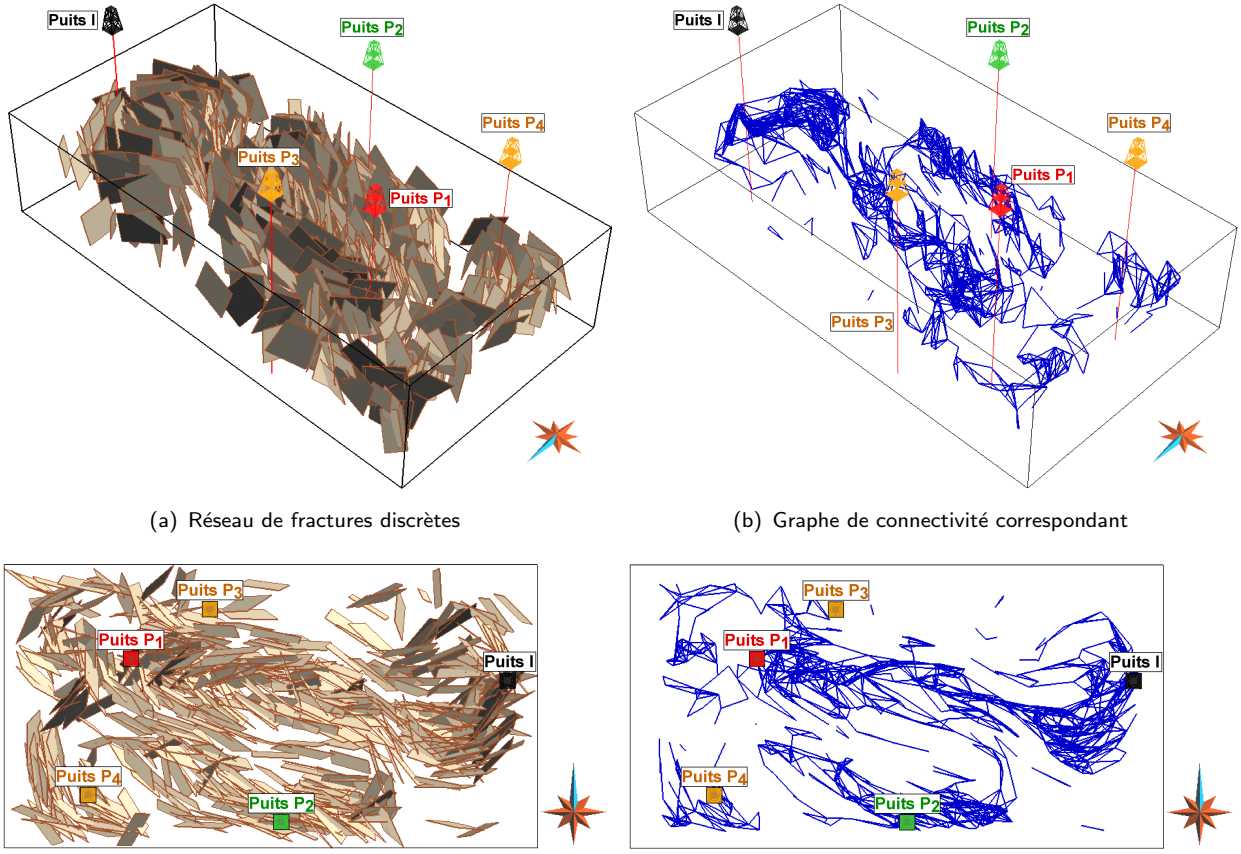
Le graphe de connectivité constitue un outil efficace d'analyse de la connectivité tridimensionnelle. Cependant, le développement complémentaire de méthodes d'analyse de la connectivité basée sur ce graphe permet d'optimiser fortement son utilisation.

IV.2.2 Méthodes d'analyse de la connectivité

Les méthodes d'analyse basées sur le graphe de connectivité se composent :

- de calculs de propriétés de connectivité caractéristiques,
- de la détermination de sous-graphes de connections caractéristiques.

Un même modèle synthétique de fractures discrètes sera utilisé lors de la mise en application de ces différentes méthodes d'analyse, nous le présentons figure IV.3. Le modèle est composé d'environ 500 fractures et du graphe de connectivité correspondant. Cinq puits ont été positionnés de manière aléatoire, dont un puits injecteur I et quatre puits producteurs P_1, P_2, P_3 et P_4.



(a) Réseau de fractures discrètes

(b) Graphe de connectivité correspondant

(c) Réseau de fractures discrètes

(d) Graphe de connectivité correspondant

Fig. IV.3: Présentation du modèle synthétique de fractures utilisé lors de la mise en évidence des différents sous-graphes de connections caractéristiques. Ce réseau de fractures est également un réseau équiprobable obtenu à partir des données IFP de Split Mountain (figure III.10). Le modèle est composé d'environ 500 fractures. Cinq puits sont positionnés de manière aléatoire, dont un puits injecteur (Puits I) et quatre puits producteurs (Puits P_1, P_2, P_3 et P_4). Le graphe de connectivité correspondant aux réseaux de fractures est ensuite déterminé.

IV.2.2.1 Propriétés de connectivité

Différentes propriétés liées à la connectivité du réseau de fractures peuvent être déterminées :

1. Diverses propriétés de longueur associées aux segments du graphe mettent en évidence les régions de drainage optimal :
   - longueur des segments d'intersection (figure IV.4),
   - longueur des segments du graphe, équivalent à la distance centre à centre entre deux fractures connectées (figure IV.5(a)),
   - longueur du parcours réel entre deux fractures, équivalent à l'addition de la distance du centre au point milieu M du segment d'intersection des fractures et de la distance de ce point M à l'autre centre de fracture (figure IV.5(b)).

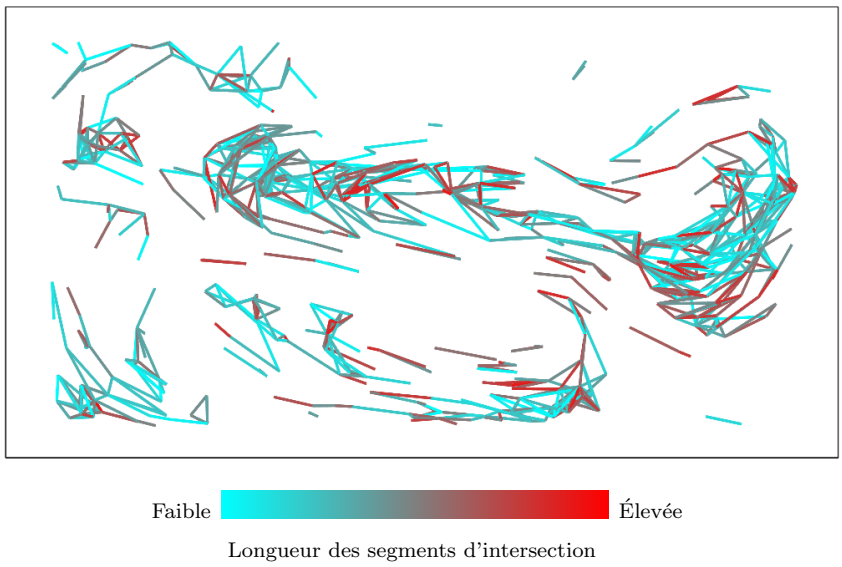
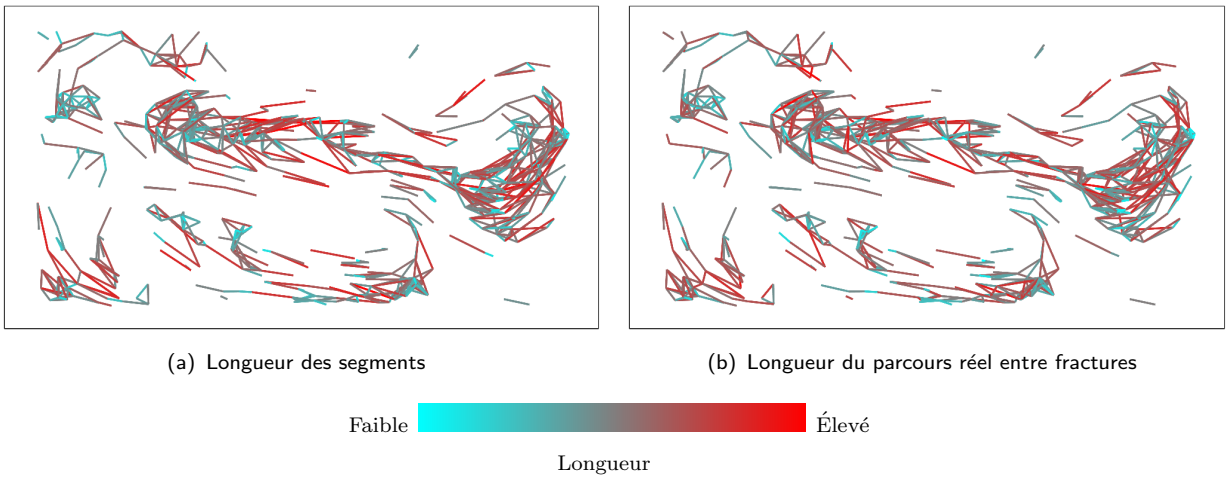


Fig. IV.4: Longueur des segments d'intersection du graphe de connectivité associé au réseau représenté figure IV.3.



(a) Longueur des segments

(b) Longueur du parcours réel entre fractures

Fig. IV.5: Longueurs des fractures du graphe de connectivité associé au réseau représenté figure IV.3. Deux longueurs distinctes sont calculées : (a) la longueur des segments, équivalente à la distance centre à centre entre deux fractures connectées ; (b) la longueur du parcours réel entre deux fractures, équivalente à l'addition de la distance du centre au point milieu M du segment d'intersection des fractures et de la distance de ce point M à l'autre centre de fracture.

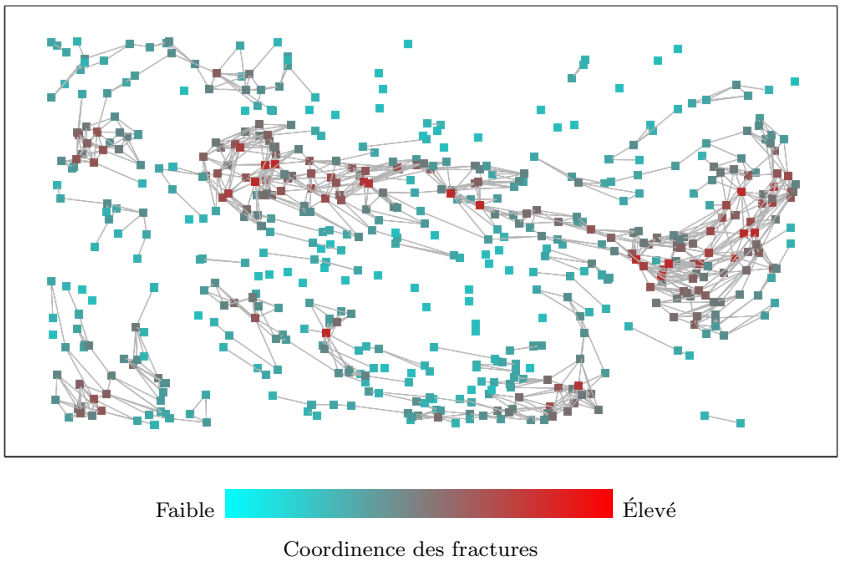


Fig. IV.6: Propriété de coordinence des fractures du graphe de connectivité associé au réseau représenté figure IV.3. La coordinence d'une fracture correspond au nombre de fractures qui lui sont connectées.

2. Une propriété, associée aux noeuds du graphe, décrivant la coordinence de chaque fracture révèle les régions à fracturation élevée (figure IV.6).

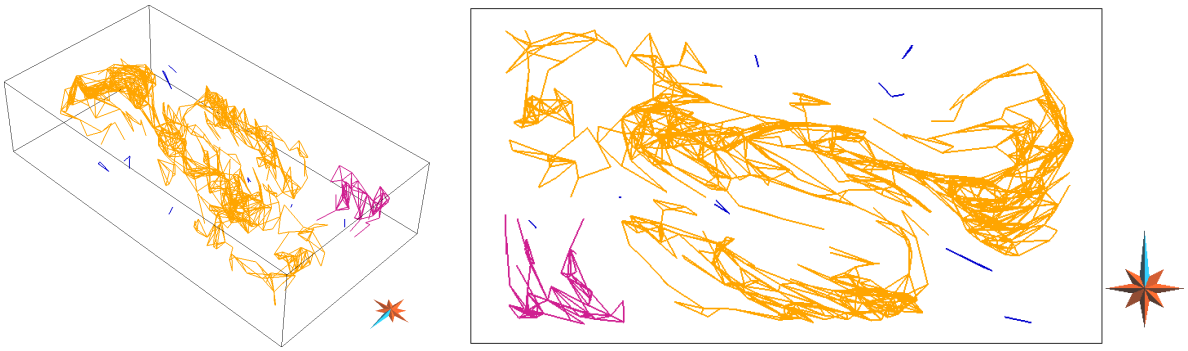
IV.2.2.2 Extraction de sous-graphes de connections caractéristiques

En addition des propriétés précédemment calculées, le graphe de connectivité permet également de mettre en évidence des amas de fractures, ou sous-graphes, caractéristiques de par leur connectivité (Stauffer et Aharony, 1992) :

– l'ensemble des amas finis de fractures connectées entre elles ;
– l'amas de fractures correspondant au graphe percolant effectif entre une source et un puits ;
– le plus court chemin de connection, ou chemin optimal, entre une source et un puits.

Dans un premier temps, ce type d'analyse est essentiellement statique : seule la géométrie du réseau est prise en compte. Cependant, une analyse plus précise en terme de géométrie de l'écoulement pourrait aisément être effectuée avec la prise en compte de propriétés telles que la perméabilité lors de l'extraction des sous-graphes de connections. Ceux-ci réalisent une ségrégation des fractures diffusant la majorité du fluide entre différents points d'un réservoir fracturé. Ils permettent également d'évaluer l'importance, en terme d'intensité et d'extension, de cette connectivité sur l'écoulement fluide. Ce type d'analyse permet notamment la détermination de futures zones de forage optimales, la détermination des propriétés de connectivité du réservoir ainsi que leur variabilité tridimensionnelle.

Différents algorithmes de la théorie des graphes ont été implantés afin d'appréhender ce problème. Leur objectif est d'effectuer une recherche au sein du graphe selon une logique propre à chacun des algorithmes. Tous ces algorithmes d'extraction effectuent un parcours



(a) Vue 3D (b) Vue de dessus

Fig. IV.7: Ensemble des amas finis de fractures connectées du réseau présenté figure IV.3. Deux amas finis conséquents ont été détectés (l'un en orange, l'autre en violet). Les amas présentant moins de dix fractures connectées ont été regroupés au sein d'un ensemble de fractures peu connectées (en bleu).

du graphe : ils visitent les noeuds (ou segments) du graphe suivant la logique prédéfinie, puis procèdent à un traitement particulier pour chacun des noeuds (ou segments).

a- Extraction de l'ensemble des amas finis

Un amas fini correspond à un ensemble de fractures connectées entre elles. Il contient également les fractures dites impasses ou branches mortes, c'est-à-dire celles ayant un impact négligeable sur la modification de la perméabilité du réseau (Stauffer et Aharony, 1992). L'extraction de l'ensemble de ces amas permet de déterminer les régions du réservoir au sein desquelles l'écoulement peut être fortement influencé par la présence des fractures (figure IV.7). Il est également possible d'extraire l'amas fini reliant deux points particuliers du modèle lorsque ces points sont connectés, par exemple pour déterminer l'ensemble des fractures susceptibles d'avoir un impact sur l'écoulement s'effectuant entre un puits injecteur et un puits producteur.

La détermination de l'ensemble des amas finis nécessite d'effectuer un parcours complet du graphe de connectivité. Des algorithmes de parcours de graphe ont donc été développés dans ce but.

Algorithmes de parcours de graphe

Deux stratégies se distinguent pour effectuer le parcours d'un graphe (Aho *et al.*, 1983; Winston *et al.*, 1988) :

– Le parcours en profondeur (ou DFS : Depth First Search) est un parcours récursif du graphe effectué à partir d'un vertex initial v_i (algorithme IV.1). Au cours de l'exploration, l'algorithme cherche à aller rapidement en profondeur dans le graphe, en s'éloignant du vertex initial. À chaque étape de la recherche récursive, un vertex voisin du vertex marqué à l'étape précédente est sélectionné. Cet algorithme visite uniquement les noeuds accessibles à partir de la source.

– Le parcours en largeur (ou BFS : Breath First Search) correspond à un parcours itératif du graphe (algorithme IV.2). Au cours de l'exploration, l'algorithme épuise la

liste des vertex voisins du vertex courant avant de poursuivre l'exploration du graphe. À partir d'un vertex initial v_i, cet algorithme liste d'abord les vertex voisins de v_i pour ensuite les explorer un par un. Ce mode de fonctionnement utilise une structure de file dans laquelle il ajoute en premier le vertex initial puis ses voisins non encore explorés.

Algorithme IV.1 Parcours en profondeur d'un graphe, dit parcours DFS (Depth First Search)

```
1: Fonction DFS(G, v_i)                    ▷ Entrée : G graphe ; v_i vertex initial
2:     Etat(v_i) ← exploré
3:     nb_voisin ← NombreDeVoisins(G, v_i)
4:     Pour j ← 1, nb_voisin Faire
5:         v_voisin_j ← Voisin(G, v_i, j)
6:         Si Etat(v_voisin_j) ≠ exploré Alors
7:             DFS(G, v_voisin_j)
8:         Fin Si
9:     Fin Pour
10: Fin Fonction
```

Algorithme IV.2 Parcours en largeur d'un graphe, dit parcours BFS (Breath First Search)

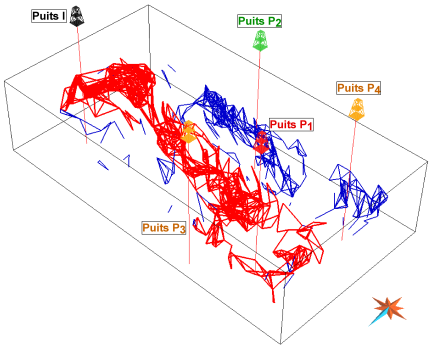
```
1: Fonction BFS(G, v_i)                    ▷ Entrée : G graphe ; v_i vertex initial
2:     File ← ∅
3:     Ajouter(File, v_i)
4:     Etat(v_i) ← exploré
5:     TantQue File ≠ ∅ Faire
6:         v_courant ← RetirerDernierElement(File)
7:         Etat(v_courant) ← exploré
8:         nb_voisin ← NombreDeVoisins(G, v_courant)
9:         Pour j ← 1, nb_voisin Faire
10:            v_voisin_j ← Voisin(G, v_courant, j)
11:            Si Etat(v_voisin_j) ≠ exploré Alors
12:                Ajouter(File, v_voisin_j)
13:            Fin Si
14:        Fin Pour
15:    Fin TantQue
16: Fin Fonction
```

Pour l'extraction de l'ensemble des amas finis de fractures connectées, les deux algorithmes de parcours de graphe sont équivalents en terme de résultats, car il est nécessaire de parcourir l'ensemble du graphe. Cependant, l'algorithme de recherche en largeur est plus performant en terme de temps d'exécution.

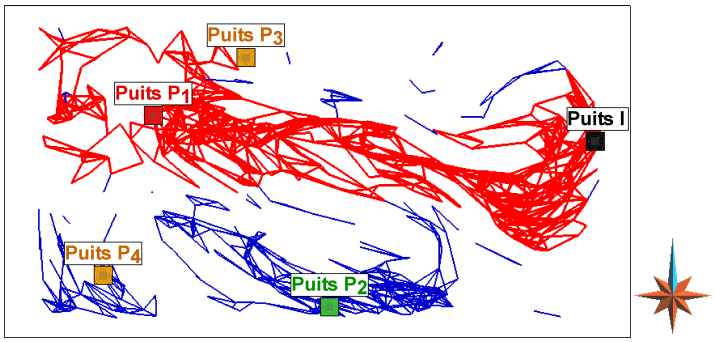
b- Extraction du sous-graphe de percolation effective entre une source et un puits

Le sous-graphe percolant effectif entre une source et un puits correspond aux fractures composant l'ossature de l'amas fini défini à partir du vertex source.

Amas percolant $A_{I \to P_1}$ du Puits I → Puits P_1

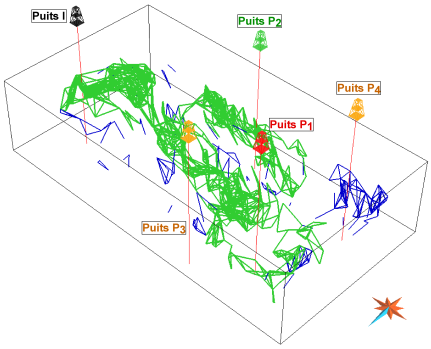


(a) Vue 3D

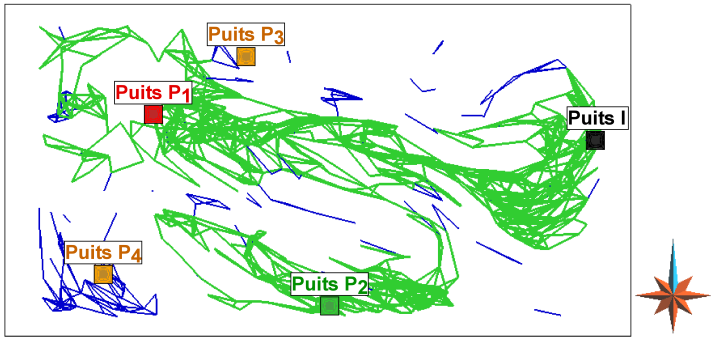


(b) Vue de dessus

Amas percolant $A_{I \to P_2}$ du Puits I → Puits P_2

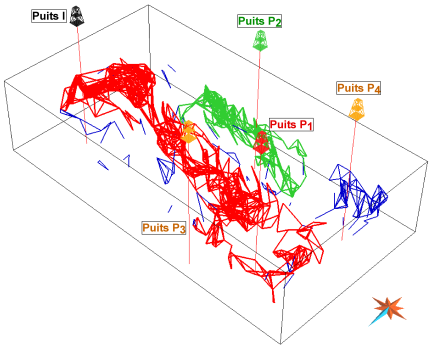


(c) Vue 3D

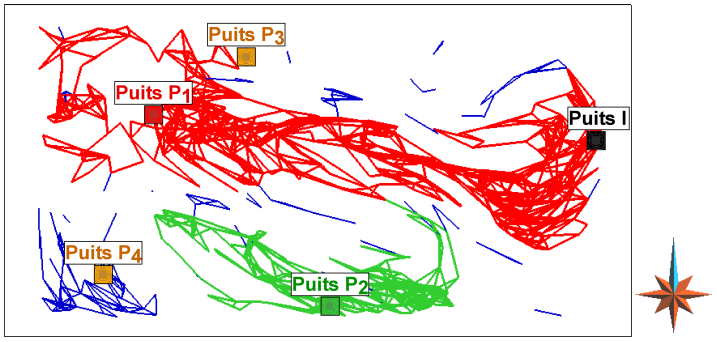


(d) Vue de dessus

Superposition de $A_{I \to P_1}$ sur $A_{I \to P_2}$



(e) Vue 3D



(f) Vue de dessus

Fig. IV.8: Exemple de sous-graphes de percolation effective entre un puits injecteur et différents puits producteurs, au sein du réseau présenté figure IV.3. L'amas $A_{I \to P_1}$, coloré en rouge, représente le sous-graphe de percolation effective entre le puits injecteur I et le puits producteur P_1. L'amas $A_{I \to P_2}$, coloré en vert, représente le sous-graphe de percolation effective entre le puits injecteur I et le puits producteur P_2.

La figure IV.8 représente les différents sous-graphes de percolation effective entre un puits injecteur et les différents puits producteurs correspondants. L'amas coloré en rouge représente le sous-graphe de percolation effective entre le puits injecteur I et le puits producteur P_1, noté $A_{I\to P_1}$. L'amas coloré en vert représente le sous-graphe de percolation effective entre le puits injecteur I et le puits producteur P_2, noté $A_{I\to P_2}$. L'amas percolant $A_{I\to P_1}$ est beaucoup plus restreint que l'amas $A_{I\to P_2}$ bien que les deux puits producteurs P_1 et P_2 soient connectés par le même amas fini. Aussi, la conséquence suivante concernant l'impact des fractures appartenant à l'amas $A_{I\to P_2}$ et n'appartenant pas à l'amas $A_{I\to P_1}$ peut être avancée (mise en évidence figures IV.8(e) et IV.8(f)) :

– impact considérable sur l'écoulement fluide entre le puits I et le puits P_2,

– impact négligeable sur l'écoulement fluide entre le puits I et le puits P_1.

Cependant, il est essentiel de souligner l'aspect statique de cette analyse. En effet, dans ce cas, une région dynamique, ou zone d'influence, pourrait être définie autour de chaque puits en fonction de la perméabilité du réseau et de la dynamique imposée aux puits.

Une adaptation de l'algorithme IV.2 est développée : les fractures impasses sont détectées et ne sont pas intégrées au sein du sous-graphe percolant effectif.

c- Extraction du chemin optimal entre une source et un puits

L'existence d'un chemin optimal entre une source et un puits permet de caractériser leur connection en terme de tortuosité, de longueur de connection, etc. D'autre part, ce chemin met en évidence le chemin de parcours le plus probable au sein des fractures du réservoir étudié.

Le plus court chemin possède la propriété de sous-optimalité, c'est-à-dire que tout sous-chemin du plus court chemin est lui même un plus court chemin. Le coût d'un chemin entre deux vertex est défini comme la somme des coûts des segments qui le composent. Le coût associé à un segment correspond soit à la longueur du segment soit, dans le cas d'un graphe pondéré, à une fonction poids attachée à ce segment. Dans le cadre des simulations d'écoulement, il est en effet intéressant de pondérer la longueur de ces segments par la transmissibilité ou la perméabilité des fractures.

Algorithmes de chemin optimal

Il existe de nombreuses méthodes de recherche du chemin de moindre coût dit « optimal » au sein d'un graphe, les principales sont (Aho *et al.*, 1983; Winston *et al.*, 1988) :

– Procédure du British Museum : Elle inspecte l'ensemble des chemins possibles afin de conserver le moins coûteux. Cette méthodologie est extrêmement coûteuse en temps pour un graphe conséquent et se trouve être souvent inadéquate.

– Algorithme de Dijkstra : Cette méthode heuristique stocke pour chaque point courant les points adjacents disponibles ainsi que leur coût nécessairement positif, le chemin suivi est celui correspondant au point de moindre coût partiel celui-ci étant alors considéré comme nouveau point courant (algorithme IV.3) (Dijkstra, 1959; Aho *et al.*, 1983).

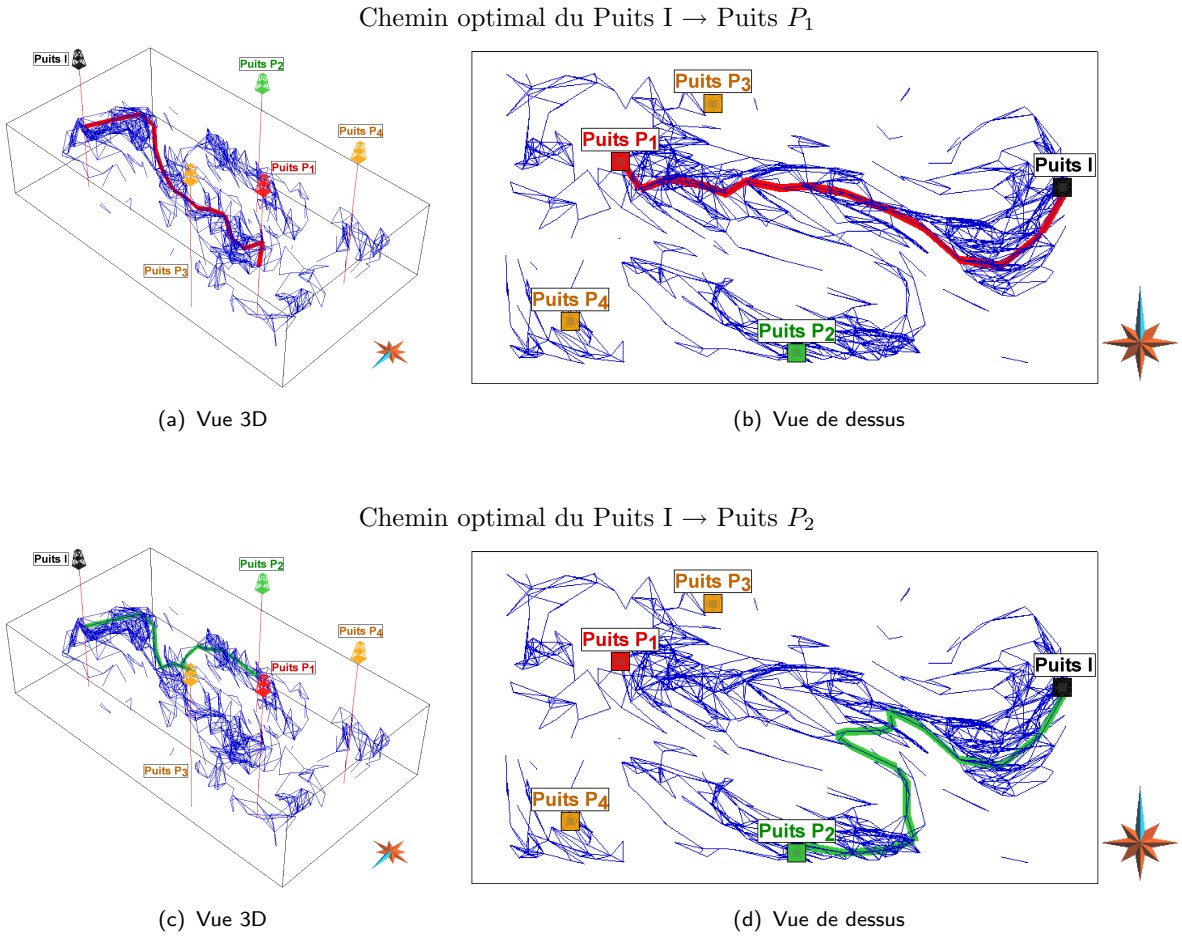


Fig. IV.9: Chemins optimaux de connection entre un puits injecteur et différents puits producteurs, au sein du réseau présenté figure IV.3. Le chemin optimal entre le puits injecteur I et le puits producteur P_1 est coloré en rouge, tandis que celui entre le puits injecteur I et le puits producteur P_2 est coloré en vert.

Le principe d'exploration du graphe s'appuie sur la notion de minimum local.

– Algorithme de Bellman-Ford : C'est une adaptation de l'algorithme de Dijkstra applicable pour des poids associés négatifs. Cependant, dans le cadre de nos travaux, seuls des poids positifs, tels que des valeurs de perméabilité, sont considérés.

En raison de ses avantages, l'algorithme de Dijkstra a été implanté au sein de ce travail de thèse.

La figure IV.9 représente différents chemins optimaux de connection entre le puits injecteur I et les différents puits producteurs P_1, P_2, P_3 et P_4, au sein du réseau présenté figure IV.3. Cette analyse par chemin optimal permet également de mettre en évidence :

– la connectivité du puits injecteur I aux puits producteurs P_1 et P_2 : le chemin optimal entre I et P_1 étant plus court que le chemin optimal entre I et P_2,

– la non-connectivité du puits injecteur I aux puits producteurs P_3 et P_4.

Algorithme IV.3 Algorithme de Dijkstra de détermination du chemin optimal entre deux vertex d'un graphe

Fonction DIJKSTRA(G, v_i, v_f, w)
  ▷ ***Entrée :*** *G graphe ; v_i vertex initial ; v_f vertex final ; w fonction de pondération*
  ▷ ***Sortie :*** *PCC plus court chemin ; $dist[v_f]$ poids associé au plus court chemin*
  Initialisation(G, v_i)
  $G_{test} \leftarrow G - \{v_i\}$
  $v_{courant} \leftarrow v_i$
  $PCC \leftarrow \emptyset$
  TantQue $G_{test} \neq \emptyset$ **Faire**
    $v_{courant} \leftarrow$ TrouverVertexAdjacentDeCoutMinimum($G_{test}, v_{courant}, w$)
    $G_{test} \leftarrow G_{test} - \{v_{courant}\}$
    $PCC \leftarrow PCC + \{v_{courant}\}$
    PourTout vertex v adjacent à $v_{courant}$ **Faire**
      Si $v \in G_{test}$ **Alors**
        Relaxation($v_{courant}, v, w$)
      Fin Si
    Fin Pour
    Si $v_{courant} == v_f$ **Alors**
      Retourner PCC
    Fin Si
  Fin TantQue
  Retourner PCC
Fin Fonction

Fonction INITIALISATION(G, v_i)
  PourTout vertex $v \in G$ **Faire**
    $dist[v] \leftarrow \infty$
  Fin Pour
  $dist[v_i] \leftarrow 0$
Fin Fonction

Fonction RELAXATION($v_{courant}, v, w$)
  Si $dist[v_{courant}] > dist[v] + w(v_{courant}, v)$ **Alors**
    $dist[v_{courant}] \leftarrow dist[v] + w(v_{courant}, v)$
  Fin Si
Fin Fonction

Les diverses méthodes d'analyse numérique de la connectivité d'un réseau de fractures discrètes développées à partir d'un graphe de connectivité offrent un complément d'information de type statique essentiel à la compréhension de la dynamique de l'écoulement fluide. Cependant, cette analyse est effectuée sur un unique réseau de fractures issu directement d'une simulation stochastique. La section suivante est une ouverture sur l'évaluation de différents paramètres ayant une influence sur la connectivité de fractures.

IV.2.3 Évaluation de paramètres influençant la connectivité de fractures

De nombreux paramètres géométriques ont un impact considérable sur la connectivité de fractures au sein d'un réservoir naturellement fracturé. L'impact de deux aspects, successivement abordés précédemment lors de la modélisation numérique de réseau de fractures géologiquement cohérent, sera évalué afin de mettre en évidence leur influence vis-à-vis de la connectivité de fractures :

– l'effet stochastique des simulations, se traduisant par la génération de réseaux équiprobables à géométrie hétérogène,

– l'introduction des contraintes géologiques dans le processus de modélisation, modifiant également les contacts entre fractures.

IV.2.3.1 Impact de la géométrie de réseaux équiprobables sur la connectivité de fractures

Afin d'évaluer l'impact de la prise en compte du phénomène stochastique lors de la simulation de réseaux de fractures discrètes, une analyse de connectivité est effectuée sur un ensemble de réseaux équiprobables définis à partir d'un modèle semi-synthétique (données IFP de Split Mountain figure III.10) :

1. Dix réseaux équiprobables de fractures sont simulés à partir de propriétés et de lois de distribution similaires pour la définition des caractéristiques des fractures (figure IV.10).
2. Le graphe de connectivité associé à chacun des dix réseaux est construit.
3. L'ensemble des amas finis est extrait pour chacun des graphes de connectivité (figure IV.10).

L'observation qualitative et quantitative des résultats de cette analyse géométrique permet de mettre en évidence une grande disparité de comportement entre les différents réseaux de fractures, ceci concernant :

– leur connectivité globale à travers la comparaison du nombre de segments appartenant aux différents graphes de connectivité,

– la quantité d'amas finis formés à travers le nombre total d'amas finis pour chacun des graphes de connectivité,

– l'association en amas plus ou moins dense à travers le nombre moyen de segments par amas fini.

Des statistiques pourraient également être calculées à partir des valeurs des propriétés de connectivité. Elles permettraient ainsi d'établir une classification entre les différents modèles et des tendances minimale, moyenne et maximale pourraient être déterminées concernant la connectivité.

En conséquence de ces observations, l'effet stochastique des simulations sur la géométrie finale des réseaux ne peut être négligé au sein d'un réservoir naturellement fracturé, considérant l'impact de la connectivité de fractures sur l'écoulement fluide. Ce type d'analyse permet d'appréhender simplement l'incertitude liée à la géométrie des réseaux stochastiques.



(a) Réseau R_0 (555 fractures)



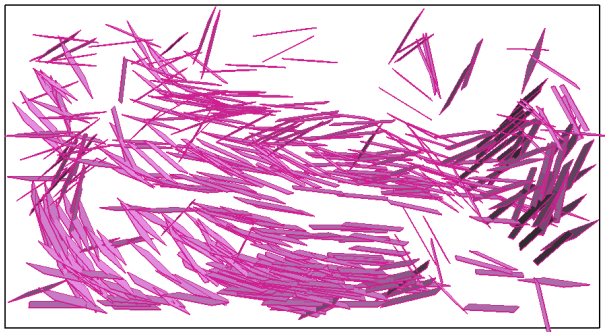
(b) Graphe G_0 (1168 segments)



(c) Réseau R_1 (544 fractures)



(d) Graphe G_1 (922 segments)



(e) Réseau R_2 (539 fractures)



(f) Graphe G_2 (936 segments)



(g) Réseau R_3 (548 fractures)



(h) Graphe G_3 (1052 segments)



(i) Réseau R_4 (545 fractures)



(j) Graphe G_4 (1012 segments)



(k) Réseau R_5 (557 fractures)



(l) Graphe G_5 (1098 segments)



(m) Réseau R_6 (541 fractures)



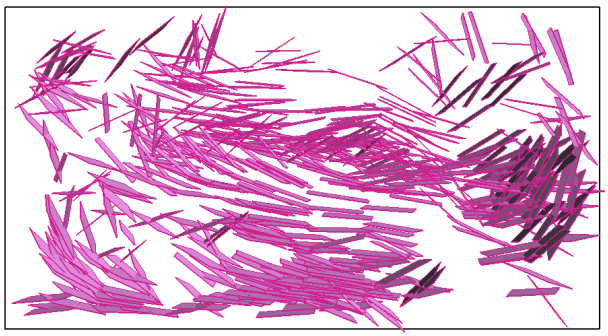
(n) Graphe G_6 (915 segments)



(o) Réseau R_7 (552 fractures)



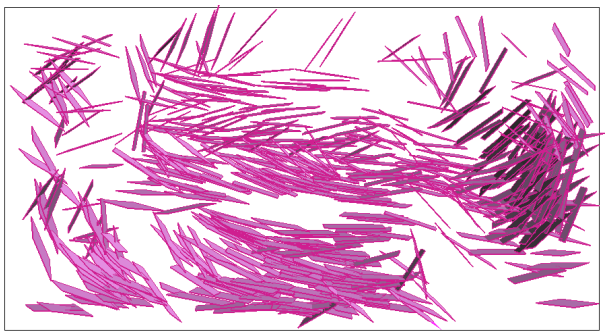
(p) Graphe G_7 (1093 segments)



(q) Réseau R_8 (551 fractures)



(r) Graphe G_8 (1077 segments)



(s) Réseau R_9 (553 fractures)



(t) Graphe G_9 (1084 segments)

Fig. IV.10: Mise en évidence de l'incertitude sur la connectivité de fractures à partir d'analyse de la géométrie de réseaux équiprobables.
Réseaux équiprobables de fractures discrètes (figures de gauche) et ensemble des amas finis de fractures connectées de ces réseaux (figures de droite). Ces réseaux ont également été simulés à partir des données IFP de Split Mountain figure III.10. Les amas finis de taille conséquente ont été détectés (en orange, rouge, marron, vert, violet, rose). Les amas présentant moins de dix fractures connectées ont été regroupés au sein d'un ensemble de fractures peu connectées (en bleu).

IV.2.3.2 Impact des contraintes géologiques sur la connectivité de fractures

La prise en compte des contraintes géologiques a un impact considérable sur l'évaluation de la connectivité du fait de la modification de la géométrie du réseau de fractures et donc sur sa connection (Stafford *et al.*, 1998). Afin d'évaluer qualitativement et quantitativement cet impact, deux analyses de connectivité sont effectuées sur un exemple de deux réseaux de fractures discrètes respectant des contraintes géologiques distinctes :

– le premier réseau est issu directement d'une simulation stochastique, il est de type « *non-stratabound* » ou non borné aux limites de couches (Odling *et al.*, 1999) (détaillé au §I.3) ;

– le second réseau correspond à une copie du premier réseau suivi d'un post-processus de prise en compte des contraintes géologiques dues aux limites de couches mécaniques, il est de type « *stratabound* » ou borné aux limites de couches.

Ces analyses se limitent à la construction des graphes de connectivité associés aux réseaux ainsi qu'au calcul des différentes propriétés de connectivité. La figure IV.11 en présente les résultats : le réseau de type « *stratabound* » contient un nombre plus restreint de connections de plus petite taille par rapport au réseau de type « *non-stratabound* ». Lors de cet exemple, la prise en compte des contraintes géologiques apparaît donc comme un processus indispensable :

1. à une modélisation stochastique réaliste de réseaux de fractures discrètes,
2. ainsi qu'à une amélioration des simulations d'écoulement fluide, du fait de l'impact direct de la modification de la connectivité du réseau de fractures.

IV.3 Conclusion

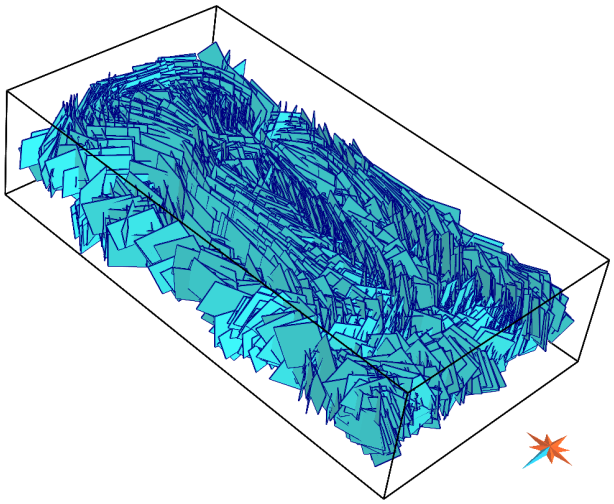
Le prérequis aux simulations d'écoulement est l'évaluation de la connectivité :

– Lorsque les fractures d'un réseau sont peu connectées, la perméabilité du réservoir correspond essentiellement à celle de la matrice que les fractures soient perméables ou non. L'écoulement, essentiellement contrôlé par la perméabilité, s'effectue principalement au sein de la matrice rocheuse. Dans le cas de fractures conductrices peu connectées, la matrice représente un facteur limitant l'écoulement.

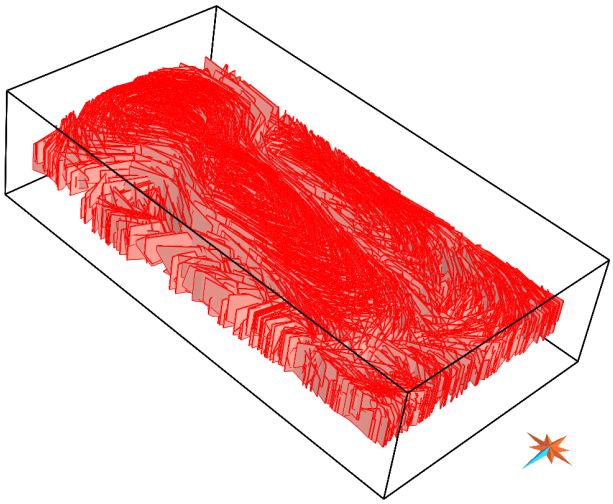
– Lorsque les fractures d'un réseau présentent une forte connection, la perméabilité du réservoir est fortement dépendante de celle des fractures. Les fractures, jouant le rôle de drains ou de barrières en fonction de leur perméabilité, contrôlent alors fortement les écoulements au sein du réservoir.

Aussi, afin de déterminer la connectivité d'un réseau de fractures discrètes, nous avons développé une structure de graphe ainsi que différentes méthodes d'analyse de ce graphe. Également, les influences de deux aspects, respectivement (1) l'effet stochastique des simulations ainsi que (2) le respect des contraintes géologiques, sur la connectivité de fractures ont été soulignés au travers d'exemples synthétiques simples.

L'intérêt majeur de l'approche développée dans le cadre de cette thèse est l'aptitude à déterminer efficacement les zones à forte connectivité de fractures à partir d'analyses qualitatives et quantitatives. Cette compartimentation permet alors de réduire le champ



(a) Réseau « non-stratabound »



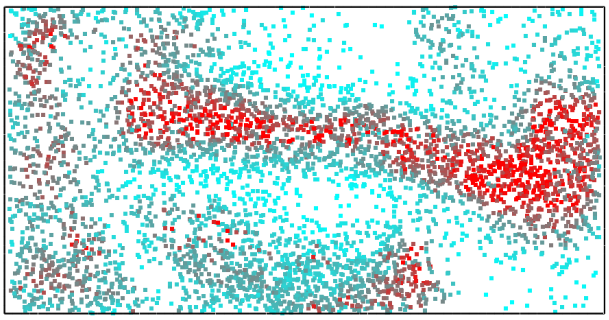
(b) Réseau « stratabound »



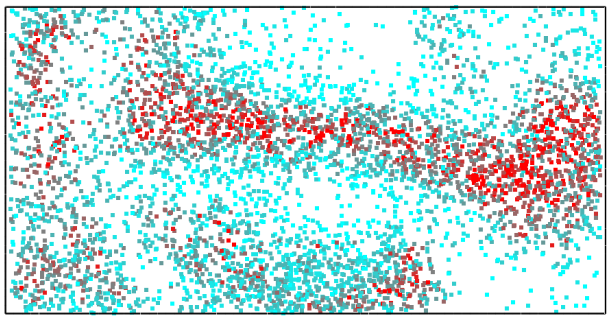
(c) Graphe associé au réseau « non-stratabound »



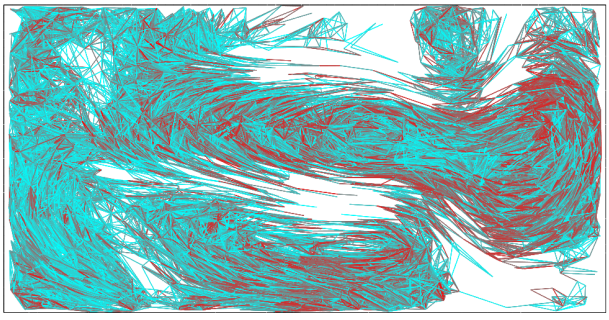
(d) Graphe associé au réseau « stratabound »



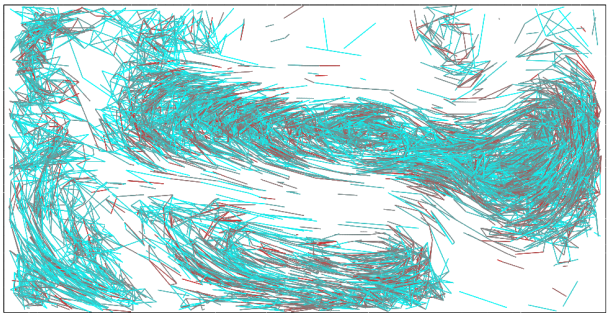
(e) Coordinence du réseau « non-stratabound »



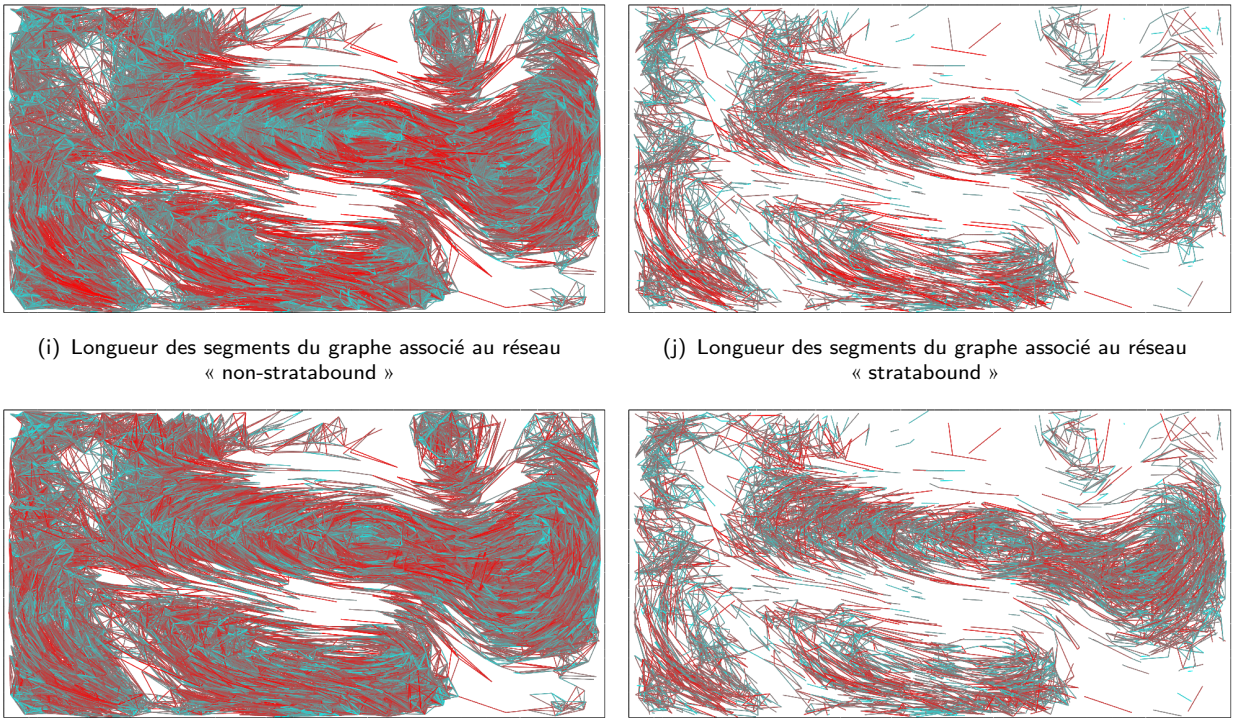
(f) Coordinence du réseau « stratabound »



(g) Longueur d'intersection du réseau « non-stratabound »



(h) Longueur d'intersection du réseau « stratabound »



(i) Longueur des segments du graphe associé au réseau « non-stratabound »

(j) Longueur des segments du graphe associé au réseau « stratabound »

(k) Distance réel du parcours entre fractures connectées pour le réseau « non-stratabound »

(l) Distance réel du parcours entre fractures connectées pour le réseau « stratabound »

Faible — Élevé

Tout type de propriété

Fig. IV.11: Impact des contraintes géologiques sur la connectivité d'un réseau de fractures discrètes. Des propriétés sont calculées sur deux réseaux, l'un « non-stratabound » et l'autre « stratabound ».

d'étude du réservoir en fonction de l'évaluation des propriétés de connectivité et de leur variabilité, les études d'incertitudes étant alors nécessaires. Également, la définition de régions à connection élevée au sein d'un réservoir permet la détermination de la localisation optimale de futurs forages. Cependant, cette analyse ne traite que de l'aspect statique de la connectivité. Une forte avancée serait la capacité à prendre en compte des propriétés permettant alors d'effectuer une analyse plus précise en terme de géométrie de l'écoulement.

Les modèles de réseau de fractures discrètes fournissent une représentation de la fracturation au sein du réservoir. Afin de comprendre le comportement fluide du réservoir, il est nécessaire d'apporter également une solution permettant de résoudre les équations d'écoulement et de transport en trois dimensions au sein de ces modèles. Les graphes permettent de prendre en compte les écoulements fluides au niveau des fractures quelle que soit leur perméabilité. Les avantages majeurs associés à cette approche sont :

– la simplicité de la formulation mathématique : passage à des équations unidimensionnelles,

– la capacité à représenter tout type de réseau de fractures.

Cependant, il est nécessaire de développer une méthodologie efficace pour la dérivation des propriétés des segments de ce graphe afin d'assurer son équivalence avec le réseau de fractures discrètes en terme de propriétés et de comportement hydrauliques. Dershowitz et Fidelibus (1999) ainsi que Zhan et Ershaghi (2001) proposent une méthodologie pour la dérivation de ces propriétés ainsi qu'une résolution du problème de simulation des écoulements fluides. Vitel (2006) développe également une approche permettant l'estimation rapide des propriétés de fractures, notamment la transmissibilité, à partir d'une structure de graphe.

Une difficulté inhérente à la simulation d'écoulement au sein de réservoirs naturellement fracturés est la définition des différentes échelles des fractures (Bourbiaux *et al.*, 1998; Hartley, 1998; Pouya et Courtois, 2002) :

– En deçà d'une taille critique, les fractures sont considérées comme composant de la matrice rocheuse et ne sont donc pas traitées individuellement.

– Au-delà de cette taille critique, les fractures affectent plusieurs cellules de grille et leur influence sur l'écoulement fluide ne peut être correctement appréhendée que par un traitement individuel.

Cette problématique est également présente lors de la détermination d'un graphe utilisé pour les simulations d'écoulement fluide.

Conclusion

Bilan

L'intérêt suscité par les réservoirs naturellement fracturés s'est fortement accru durant la dernière décennie du fait :

– de la prise de conscience de leur intérêt (1) économiquement avantageux dans le cadre d'une exploitation pétrolière, minière, géothermique ou hydrogéologique, et (2) environnemental lors de la dispersion et du stockage de contaminants ;

– de leur abondance (la plupart des réservoirs naturels sont fracturés plus ou moins densément bien que de nombreuses études ignorent ce phénomène) ;

– de l'effet souvent prépondérant de la fracturation sur les processus physiques (écoulement fluide, transfert de chaleur, etc.) ainsi que sur les capacités de stockage et de production de matière au sein de ces réservoirs, et donc sur leur possibilité d'exploitation.

Dans le but d'améliorer la résolution de certains des problèmes inhérents à l'étude de ces réservoirs, nous avons développé des méthodologies numériques tridimensionnelles et géologiquement cohérentes adaptées aux premières étapes logiques de leur modélisation.

Le premier aspect abordé a permis une caractérisation structurale des fractures naturelles. La méthodologie proposée et implantée se base sur leur origine mécanique tout en intégrant les incertitudes liées aux propriétés des roches. De nouveaux indicateurs structuraux de fracturation sont ainsi calculés numériquement et permettent d'optimiser l'utilisation des données statiques de fractures. Ils sont destinés à la prédiction de tendances concernant les caractéristiques d'intensité et d'orientation de la fracturation.

Afin d'intégrer ces caractéristiques de fractures ainsi que l'ensemble des connaissances géologiques plus qualitatives au sein d'un modèle de réservoir, nous avons développé une modélisation discrète efficace de réseau de fractures. L'atout majeur de cette approche est son aptitude à modéliser en trois dimensions et avec réalisme tout type de réseau tout en assurant le conditionnement aux données brutes. La possibilité de générer stochastiquement un grand nombre de réseaux très denses constitue également une avancée dont l'exploitation permettrait d'améliorer la représentation actuelle des fractures naturelles dans les réservoirs.

Dans le but d'appréhender sommairement l'impact de la fracturation sur les écoulements fluides, nous avons développé des méthodes d'analyse de la connectivité de réseaux de fractures. De plus, l'application de cette analyse sur des exemples synthétiques simples souligne explicitement l'intérêt et l'impact de la prise en compte des contraintes géolo-

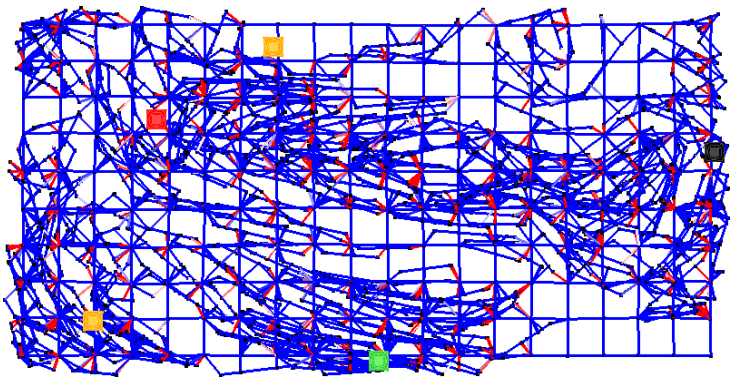
giques lors des étapes précédentes. Cette approche constitue une première ébauche de l'analyse des propriétés dynamiques d'un réservoir naturellement fracturé.

Perspectives

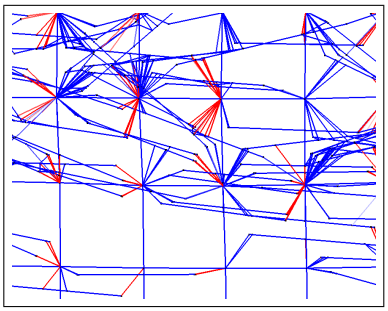
La caractérisation et la modélisation de réservoirs naturellement fracturés demeurent un problème très vaste et complexe, de nombreux axes de recherche restent à explorer :

1. concernant les thèmes développés :
   - La caractérisation a été abordée sous l'angle d'une approche structurale et seules les caractéristiques d'intensité et d'orientation ont été estimées. Aussi, il serait nécessaire de développer dans un premier temps des méthodes complémentaires permettant l'évaluation des caractéristiques de fractures non déterminées, notamment les dimensions et l'ouverture. Dans un second temps, l'intégration de toutes les données disponibles, primaires (données brutes) et secondaires (indicateurs de fracturation calculés à partir de la sismique ou du modèle structural), est indispensable pour la compréhension et la modélisation des réseaux de fractures à l'échelle du réservoir. Une approche potentiellement prometteuse basée sur la méthodologie des surfaces de réponse a été succinctement explorée (Macé et Fetel, 2006).
   - Des travaux concernant la visualisation des réseaux très denses de fractures discrètes pourraient également être entrepris afin de permettre une validation visuelle des résultats de modélisation.
   - Les approches développées au sein de ces travaux nécessitent une validation globale à partir d'études réelles de réservoirs naturellement fracturés.
2. en aval des problématiques abordées :
   - Les simulateurs d'écoulements actuels permettent la prise en compte de réseaux de fractures simples ne reflétant pas la réalité géologique. Les méthodes de calage aux données dynamiques sont ensuite abondamment utilisées pour prédire le comportement des fluides dans les réservoirs naturellement fracturés. Le développement d'un simulateur capable d'intégrer les résultats de modélisation de fractures discrètes fournis par notre approche permettrait de prendre en compte à la fois les données dynamiques mais également les données statiques de fractures, souvent négligées lors de l'étude de ces réservoirs.
   - La structure de type graphe constitue également le support à de nouvelles orientations de recherche, notamment pour la détermination des propriétés de fractures équivalentes, et pour l'intégration de cette structure directement au sein des simulateurs d'écoulements. Notamment, Vitel (2006) développe actuellement une méthodologie efficace de changement d'échelle (*upscaling*) pour le calcul des transmissibilités de fractures, applicable pour tout type de réseau (figures 1 et 2).

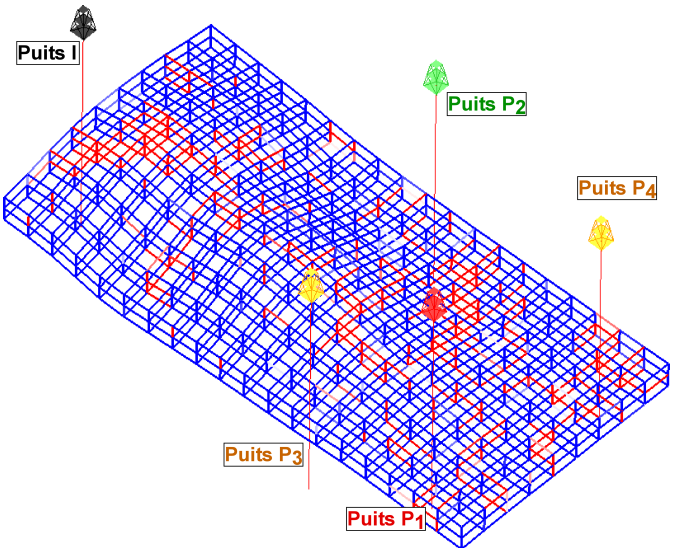
Pour conclure, l'ensemble des contributions et perspectives présentées nous conforte dans notre thèse, au sens étymologique du terme, selon laquelle la précision et le réalisme géologiques sont compatibles avec une modélisation numérique performante des réservoirs naturellement fracturés.



(a) Graphe de connection

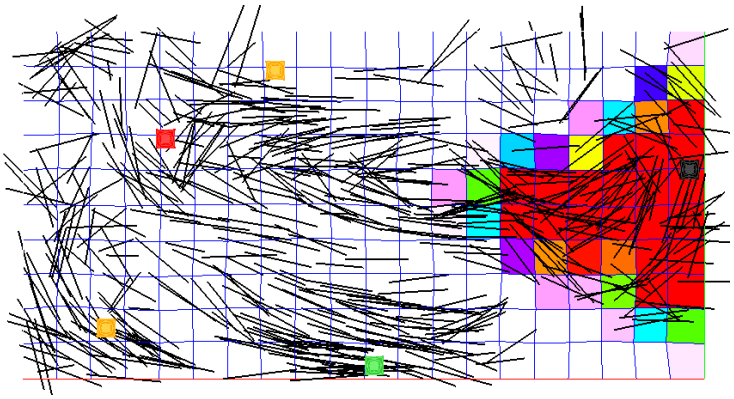


(b) Détail du graphe

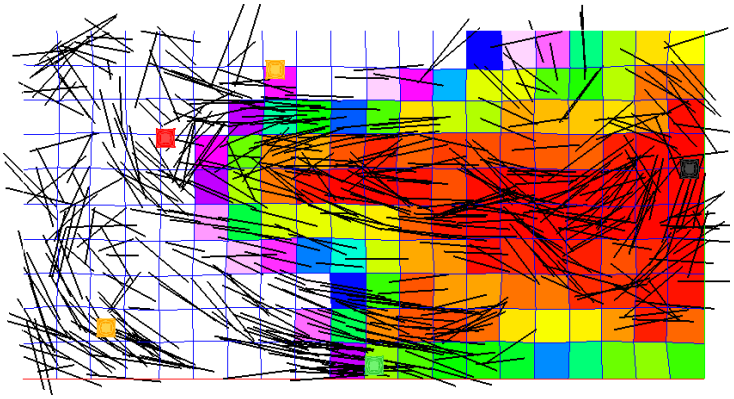


(c) Transmissibilités calculées au sein du graphe de connection après mise à l'échelle

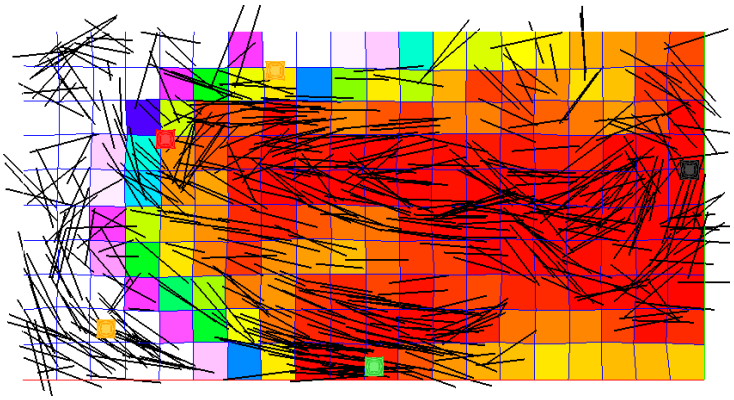
Fig. 1: Mise à l'échelle des transmissivités d'un graphe de connection (Figures produites par S. Vitel).
Le graphe de connection (a) correspond à toutes les connections entre la grille et les fractures, la figure (b) étant un détail de ce graphe. Le puits injecteur est le puits I, les puits producteurs sont les puits P_1, P_2, P_3 et P_4. La figure (c) représente la propriété de transmissivité après upscaling à partir du réseau de fractures discrètes de la figure IV.3, le bleu étant des valeurs faibles tandis que le rouge représente des valeurs élevées de transmissivité.



(a) Saturation à T_1



(b) Saturation à T_2



(c) Saturation à T_3

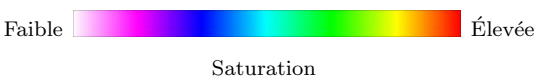


Fig. 2: Évolution du front de saturation au cours du temps avec intégration de l'impact des fractures (Figures produites par S. Vitel). Les fractures sont représentées par les traits noirs, leur influence sur la simulation de la saturation au sein du réservoir est importante.

Bibliographie

Ackermann, R.V., Dee, S.J., Yielding, G. *et al. Fractured reservoir permeability structure constrained by geomechanical and DFN models.* In 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13-16 June, 2005. pp. 1–4.

Ackermann, R.V. et Schlische, R.W. *Anticlustering of small normal faults around larger faults.* Geology, 1997, vol. 25, pp. 1127–1130.

Acuna, J.A. et Yortsos, Y.C. *Application of fractal geometry to the study of networks of fractures and their pressure transient.* Water Resources Research, 1995, vol. 31, pp. 527–540.

Adler, P. et Thovert, J. *Fractures and Fracture Networks.* Kluwer Academic Publishers, 1999.

Aho, A.V., Hopcroft, J.E. et Ullman, J.D. *Data Structures and Algorithms.* Addison-Wesley, 1983.

Allègre, C.J., Le Mouel, J.L. et Provost, A. *Scaling rules in rock fracture and possible implications for earthquake prediction.* Nature, 1982, vol. 297, pp. 47–49.

Andersson, J. et Dverstorp, B. *Conditional simulations of fluid flow in three-dimensional networks of discrete fractures.* Water Resources Research, 1987, vol. 23, n°10, pp. 1876–1886.

Antonellini, M. et Mollema, P.N. *A natural analog for a fractured and faulted reservoir in dolomite : Triassic Sella Group, Northern Italy.* AAPG Bulletin, 2000, vol. 84, n°3, pp. 314–344.

Baecher, G.B., Einstein, H.H. et Lanney, N.A. *Statistical descriptions of rock properties and sampling.* In 18th U.S. Symposium on Rock Mechanics, 1977. pp. 5C1.1–5C1.8.

Bai, T. et Pollard, D.D. *Closely spaced fractures in layered rocks : initiation mechanism and propagation kinematics.* Journal of Structural Geology, 2000, vol. 22, pp. 1409–1425.

Becker, A. et Gross, M.R. *Mechanism for joint saturation in mechanically layered rocks ; an example from southern Israel.* Tectonophysics, 1996, vol. 257, pp. 223–237.

Bergbauer, S., Mukerji, T. et Hennings, P. *Improving curvature analyses of deformed horizons using scale-dependent filtering techniques.* AAPG Bulletin, 2003, vol. 87, n°8, pp. 1255–1272.

Bergbauer, S. et Pollard, D.D. *A new conceptual fold-fracture model including prefolding joints, based on the Emigrant Gap anticline, Wyoming.* GSA Bulletin, 2004, vol. 116, n°3/4, pp. 294–307.

Berkowitz, B. *Characterizing flow and transport in fractured geological media : A review.* Advances in Water Resources, 2002, vol. 25, pp. 861–884.

Billaux, D., Chilès, J-P., Hestir, K. *et al. Three-dimensional statistical modelling of a fractured rock mass - an example from the Fanay-Augères mine.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1989, vol. 26, n°3-4, pp. 281–299.

Blès, J-L. et Feuga, B. *La Fracturation des Roches.* Orléans : Editions du B.R.G.M., 1996.

Bloch, G., Deeb, M. El, Badaam, H. *et al. Seismic facies analysis for fracture detection : a powerful technique.* In SPE 13th Middle East Oil Show & Conference (SPE 81526), 2003. pp. 831–835.

Bonnet, E., Bour, O., Odling, N.E. *et al. Scaling of fracture systems in geological media.* Reviews of Geophysics, 2001, vol. 39, n°3, pp. 347–383.

Borgomano, J., Bourne, S., Cortis, T. *et al. Improving the success rate of development wells in a fractured carbonate reservoir, cogollo group, venezuela.* In Petroleum Institute Conference in Tripoli, Lybia, 2000. pp. 1–6.

Bour, O. et Davy, P. *Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution.* Water Resources Research, 1997, vol. 33, pp. 1567–1583.

Bour, O. et Davy, P. *On the connectivity of three-dimensional fault networks.* Water Resources Research, 1998, vol. 34, n°10, pp. 2611–2622.

Bour, O. et Davy, P. *Clustering and size distributions of fault patterns : theory and measurements.* Geophysical Research Letters, 1999, vol. 26, n°13, pp. 2001–2004.

Bourbiaux, B., Basquet, R., Cacas, M.-C. *et al. An integrated workflow to account for multi-scale fractures in reservoir simulation models : Implementation and benefits.* In 10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (SPE 78489), 2002. pp. 13.

Bourbiaux, B.J., Cacas, M.C., Sarda, S. *et al. A fast and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 5-8 October (SPE 38907), 1997. pp. 671–682.

Bourbiaux, B., Cacas, M.-C., Sarda, S. *et al. A rapid and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model.* Revue de l'Institut Francais du Pétrole, 1998, vol. 53, n°6, pp. 785–799.

Bourne, S.J., Brauckmann, F., Rijkels, L. *et al. Predictive modelling of naturally fractured reservoirs using geomechanics and flow simulation.* In 9th Abu Dabi International Petroleum Exhibition and Conference (ADIPEC 0911), 2000. pp. 1–10.

Bourne, S.J. et Willemse, E.J.M. *Elastic stress control on the pattern of tensile fracturing around a small fault network at Nash Point, UK.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 1753–1770.

Broadbent, S.R. et Hammersley, J.M. *Percolation processes i. crystals and mazes.* Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1957, vol. 53, n°3, pp. 629–641.

Byerlee, J.D. *Friction of rocks.* Pure and Applied Geophysics, 1978, vol. 116, pp. 615–629.

Cacas, M.-C., Daniel, J.-M. et Letouzey, J. *Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs.* Petroleum Geoscience, 2001, vol. 7, pp. 43–52.

Cacas, M.-C., Ledoux, E., de Marsily, G. *et al. Modeling fracture flow with a stochastic discrete fracture network : Calibration and validation - 1. the flow model.* Water Resources Research, 1990, vol. 26, n°3, pp. 479–489.

Caers, J. *History matching under training-image based geological constraints.* SPE Journal, 2003, vol. 8, n°3, pp. 218–226.

Cao, H. *Development of techniques for general purpose simulators.* Th. Doct.. Stanford University. Palo Alto, California, U.S.A., 2002.

Cardozo, N., Allmendinger, R.W. et Morgan, J.K. *Influence of mechanical stratigraphy and initial stress state on the formation of two fault propagation folds.* Journal of Structural Geology, 2005, vol. 27, n°11, pp. 1954–1972.

Cardozo, N., Bhalla, K., Zehnder, A.T. *et al. Mechanical models of fault propagation folds and comparison to the trishear kinematic model.* Journal of Structural Geology, 2003, vol. 25, n°1, pp. 1–18.

Castaing, C., Halawani, M.A., Gervais, F. *et al. Scaling relationships in intraplate fracture systems related to Red Sea rifting.* Tectonophysics, 1996, vol. 261, pp. 291–314.

Chilès, J.-P. et de Marsily, G. *Flow and Contaminant Transport in Fractured Rock.* New York : Academic Press, 1993. Stochastic models of fracture systems and their use in flow and transport modeling, pp. 169–236.

Clark, R.M. et Cox, S.J.D. *A modem regression approach to determining fault displacement-length scaling relationships.* Journal of Structural Geology, 1996, vol. 18, n°2/3, pp. 147–152.

Conraud, J. *Génération de maillages de simplexes pour la modélisation des objects naturels.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 1997.

Cooke, M.L., Simo, J.A., Underwood, C.A. *et al. Mechanical stratigraphic controls on fracture patterns within carbonates and implications for groundwater flow.* Sedimentary Geology, 2006, vol. 184, n°3-4, pp. 225–239.

Cooke, M.L. et Underwood, C.A. *Fracture termination and step-over at bedding interfaces due to frictional slip and interface opening.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 223–238.

Cornu, T., Schneider, F. et Gratier, J.-P. *Un modèle cinématique discret de déformation 3d d'un bassin sédimentaire.* Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP, 2000, vol. 55, n°6, pp. 583–590.

Cosgrove, J.W. et Engelder, T. (Eds). *The initiation, propagation and arrest of joints and other fractures.* Geological Society, London, Special Publication, 231., 2004.

COULOMB, C.A. *Sur une application des régles de maximis et minimis à quelques problèmes de statique relatifs à l'architecture.* Académie Royales des Sciences, Memoires de mathematique et de physique par divers savants, 1773, vol. 7, pp. 343–382.

CROUCH, S.L. et STARFIELD, S.L. *Boundary Element Methods in Solid Mechanics : With applications in rock mechanics and geological engineering.* Allen and Unwin, 1983.

CUISENAIRE, O. *Distance transformations : Fast algorithms and applications to medical image processing.* Th. Doct.. Université Catholique de Louvain. Louvain, Belgique, 1999.

DALY, C. et MUELLER, D. *Characterisation and modelling of fractured reservoirs - static model.* In 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR), Cannes, France, 30 August-2 September, 2004. pp. 1–8.

DARCEL, C. *Corrélations dans les réseaux de fractures : caractérisation et conséquences sur les propriétés hydrauliques.* Th. Doct.. Université de Rennes 1. Rennes, France, 2003.

DARCEL, C., BOUR, O. et DAVY, P. *Cross-correlation between length and position in real fracture networks.* Geophysical Research Letters, 2003, vol. 30, n°12, pp. 1650–1653.

DARCEL, C., BOUR, O. et DAVY, P. *Stereological analysis of fractal fracture networks.* Journal of Geophysical Research, 2003, vol. 108, n°B9, pp. 2451–2465.

DARCEL, C., BOUR, O., DAVY, P. *et al. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation.* Water Resources Research, 2003, vol. 39, n°10, pp. 1272–1284.

DE DREUZY, J.-R., DAVY, P. et BOUR, O. *Percolation parameter and percolation-threshold estimates for three-dimensional random ellipses with widely scattered distributions of eccentricity and size.* Physical Review E, 2000, vol. 62, n°5, pp. 5948–5952.

DE DREUZY, J.-R., DAVY, P. et BOUR, O. *Hydraulic properties of two-dimensional random fracture networks following a power law length distribution - 1. Effective connectivity.* Water Resources Research, 2001, vol. 37, n°8, pp. 2065–2078.

DE DREUZY, J-R. et ERHEL, J. *Efficient algorithms for the determination of the connected fracture network and the solution of the steady-state flow equation in fracture networks.* Computers & Geosciences, 2003, vol. 29, pp. 107–111.

DE GALARD, J.-H., ZOORMAND, G.H., GHANIZADEH, M. *et al. A case study on redevelopment of a giant highly fractured carbonate reservoir in Iran based on integrated reservoir characterization and 3d modeling studies.* In 14th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference (MEOS), Bahrain, 12-15 March (SPE 93760), 2005. pp. 1469–1482.

DERSHOWITZ, W.S., Einstein H.H. *Characterizing rock joint geometry with joint system models.* Rock Mechanics and Rock Engineering, 1988, vol. 21, n°1, pp. 21–51.

DERSHOWITZ, W. S. et FIDELIBUS, C. *Derivation of equivalent pipe network analogues for three-dimensional discrete fracture networks by the boundary element method.* Water Resources Research, 1999, vol. 35, n°9, pp. 2685–2691.

Dijkstra, E.W. *A note on two problems in connection with graphs.* Numerische Math, 1959, vol. 1, pp. 269–271.

Diodato, D.M. *A compendium of fracture flow models – 1994.* Work sponsored by U.S. Department of Defense, United States Army, Europe, Combat Maneuver Training Center, Hohenfels, Germany, 1994, pp. 1–94.

Du, Y. et Aydin, A. *Elastic stress relaxation : A mechanism for opposite sense of secondary faulting with respect to a major fault.* Tectonophysics, 1996, vol. 257, pp. 175–188.

Duvinage, I. *Création et mise en cohérence de modèles structuraux à partir d'horizons extraits de données sismiques tridimensionelles.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2000.

El Ouahed, A.K., Tiab, D. et Mazouzi, A. *Application of artificial intelligence to characterize naturally fractured zones in Hassi Messaoud Oil Field, Algeria.* Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, vol. 49, pp. 122–141.

Eyal, Y., Gross, M.R., Engelder, T. *et al. Joint development during fluctuation of the regional stress field in southern Israel.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 279–296.

Fabbri, O., Gaviglio, P. et Gamond, J-F. *Diachronous development of master joints of different orientations in different lithological units within the same forearc-basin deposits, Kyushu, Japan.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 239–246.

Finkbeiner, T., Barton, C.A. et Zoback, M.D. *Relationships among in-situ stress, fractures and faults, and fluid flow : Monterey Formation, Santa Maria Basin, California.* AAPG Bulletin, 1997, vol. 81, n°12, pp. 1975–1999.

Fischer, M.P. et Wilkerson, M.S. *Predicting the orientation of joints from fold shape : Results of pseudo-three-dimensional modeling and curvature analysis.* Geology, 2000, vol. 28, n°1, pp. 15–18.

Foley, J. D., van Dam, A., Feiner, S. K *et al. Computer Graphics : Principles and Practice.* 2nd éd. Addison Wesley, 1996.

Fouché, O. et Diebolt, J. *Describing the geometry of 3D fracture systems by correcting for linear sampling bias.* Mathematical Geology, 2004, vol. 36, n°1, pp. 33–63.

FracMan. *Site internet.* http ://fracman.golder.com.

Frank, T. *Advanced rendering and geological co-visualization of tetrahedral meshes.* In 25th Gocad Meeting, Nancy, France, 2005. pp. 1–18.

Frank, T. *Advanced modeling and visualization of tetrahedral meshes.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2006.

Gauthier, B.D.M., Garcia, M. et Daniel, J.-M. *Integrated fractured reservoir characterization : A case study in a North Africa field.* SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2002, vol. 5, n°4, pp. 284–294.

GAUTHIER, B.D.M. et LAKE, S.D. *Probabilistic modeling of faults below the limit of seismic resolution in Pelican Field, North Sea, offshore United Kingdom.* AAPG Bulletin, 1993, vol. 77, n°5, pp. 761–777.

GEOFRACNET. *Site internet.* http ://www.dstu.univ-montp2.fr/geofracnet/home.html, 2005.

GILLESPIE, P.A., HOWARD, C.B., WALSH, J.J. *et al. Measurement and characterisation of spatial distributions of fractures.* Tectonophysics, 1993, vol. 226, pp. 113–141.

GILLESPIE, P.A., WALSH, J.J., WATTERSON, J. *et al. Scaling relationships of joint and vein arrays from the burren, Co. Clare, Ireland.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 183–201.

GILMAN, J.R. *Practical aspects of simulation of fractured reservoirs.* In 6th International Forum on Reservoir Simulation, Baden-Baden, Germany, 23–27 June, 2003. pp. 1–35.

GOODMAN, R.E. *Introduction to Rock Mechanics.* New York : John Wiley & Sons, 1989.

GRAY, F.D. et HEAD, K.J. *Fracture detection in the manderson field : a 3d avaz case history.* The Leading Edge, 2000, vol. 19, n°11, pp. 1214–1221.

GRIFFITH, A.A. *The theory of rupture.* First International Conference for Applied Mechanics, 1924, vol. Delft, pp. 55–63.

GRINGARTEN, E. *Geometric modeling of fracture networks.* Th. Doct.. Stanford University. Stanford, Californie, U.S.A., 1997.

GRINGARTEN, E. *FRACNET : Stochastic simulation of fractures in layered systems.* Computers & Geosciences, 1998, vol. 24, n°8, pp. 729–736.

GROSS, M., GUTIÉRREZ-ALONSO, G., BAI, T. *et al. Influence of mechanical stratigraphy and kinematics on fault scaling relations.* Journal of Structural Geology, 1997, vol. 19, n°2, pp. 171–183.

GUARDIANO, F.B. et SRIVASTAVA, R.M. *Geostat Troia 1992.* Kluwer, 1992. Multivariate geostatistics : beyond bivariate moments, pp. 133–144.

HARRIS, J.F., TAYLOR, G.L. et WALPER, J.W. *Relation of deformational structures in sedimentary rocks and local structure.* AAPG Bulletin, 1960, vol. 44, pp. 1853–1873.

HARRIS, S.D., MCALLISTER, E., KNIPE, R.J. *et al. Predicting the three-dimensional population characteristics of fault zones : a study using stochastic models.* Journal of Structural Geology, 2003, vol. 25, pp. 1281–1299.

HARTLEY, J. *Napsac (release 4.1).* Technical summary document, AEA Technology, 1998.

HEALY, D., YIELDING, G. et KUSZNIR, N. *Fracture prediction for the 1980 El Asnam, Algeria earthquake via elastic dislocation modeling.* Tectonics, 2004, vol. 23, pp. 1–21.

HEGELSON, D.E. et AYDIN, A. *Characteristics of joint propagation across layer interfaces in sedimentary rocks.* Journal of Structural Geology, 1991, vol. 13, n°8, pp. 897–911.

Henk, A. *Stress and strain during fault-controlled lithospheric extension—insights from numerical experiments.* Tectonophysics, 2006, vol. In Press.

Hennings, P.H., Olson, J.E. et Thompson, L.B. *Combining outcrop data and three-dimensional structural models to characterize fractured reservoirs : An example from Wyoming.* AAPG Bulletin, 2000, vol. 84, n°6, pp. 830–849.

Hesthammer, J., Johansen, T.E.S. et Watts, L. *Spatial relationships within fault damage zones in sandstone.* Marine and Petroleum Geology, 2000, vol. 17, n°8, pp. 873–893.

Hobbs, D.W. *The formation of tension joints in sedimentary rocks : an explanation.* Geological Magazine, 1967, vol. 104, n°6, pp. 550–556.

Huang, Q. et Angelier, J. *Fracture spacing and its relation to bed thickness.* Geological Magazine, 1989, vol. 126, n°4, pp. 355–362.

Hudson, J.A. *Wave speeds and attenuation of elastic waves in a material containing cracks.* Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 1981, vol. 64, n°2, pp. 133–150.

Hudson, J.A. et Priest, S.D. *Discontinuity frequency in rock masses.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics, 1983, vol. 20, n°2, pp. 73–89.

Jaeger, J.C. *Elasticity, Fracture and Flow, with Engineering and Geological Applications.* 3rd éd. London : Methuen, 1969.

Jensen, C.L., Lee, S.H., Milliken, W.J. *et al. Field simulation of naturally fractured reservoirs using effective permeabilities derived from realistic fracture characterization.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Lousiana, U.S.A., 27-30 September, 1998. pp. 157–170.

Ji, S. et Saruwatari, K. *A revised model for the relationship between joint spacing and layer thickness.* Journal of Structural Geology, 1998, vol. 20, n°11, pp. 1495–1508.

Jing, L. *A review of techniques, advances and outstanding issues in numerical modelling for rock mechanics and rock engineering.* International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2003, vol. 40, pp. 283–353.

Johnston, J.D. et McCaffrey, K.J.W. *Fractal geometries of vein systems and the variation of scaling relationships with mechanism.* Journal of Structural Geology, 1996, vol. 18, n°11, pp. 349–358.

Josnin, J.-Y., Jourde, H., Fénard, P. *et al. A three-dimensional model to simulate joint networks in layered rocks.* Canadian Journal of Earth Sciences, 2002, vol. 39, n°10, pp. 1443–1455.

Karimi-Fard, M., Durlofsky, L.J. et Aziz, K. *An efficient Discrete-Fracture model applicable for General-Purpose Reservoir Simulators.* SPE Journal, 2004, vol. 9, n°2, pp. 227–236.

Kattenhorn, S.A., Aydin, A. et Pollard, D.D. *Joints at high angles to normal fault strike : an explanation using 3D numerical models of fault-perturbed stress fields.* Journal of Structural Geology, 2000, vol. 22, pp. 1–23.

Kessler, J.H. et Hunt, J.R. *Dissolved and colloidal contaminant transport in a partially clogged fracture.* Water Resources Research, 1994, vol. 30, pp. 1195–1206.

La Pointe, P.R. *A method to characterize fracture density and connectivity through fractal geometry.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1988, vol. 25, n°6, pp. 421–429.

Ladeira, F.L. et Price, N.J. *Relationship between fracture spacing and bed thickness.* Journal of Structural Geology, 1981, vol. 3, n°2, pp. 179–183.

Lantuéjoul, C. *Geostatistical Simulation : Models and Algorithms.* Berlin, Germany : Springer, 2002.

Ledez, D. *Modélisation d'objets naturels par formulation implicite.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2003.

Lee, S.H., Lough, M.F. et Jensen, C.L. *Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales.* Water Resources Research, 2001, vol. 37, n°3, pp. 443–455.

Li, X.-Y., Liu, Y.-J., Liu, E. *et al. Fracture detection using land 3D seismic data from the Yellow River Delta, China.* The Leading Edge, 2003, vol. 22, pp. 680–683.

Lisle, R.J. *Detection of zones of abnormal strains in structures using gaussian curvature analysis.* AAPG Bulletin, 1994, vol. 78, n°12, pp. 1811–1819.

Lisle, R.J. et Robinson, J.M. *The mohr circle for curvature and its application to fold description.* Journal of Structural Geology, 1995, vol. 17, n°5, pp. 739–750.

Luthi, S.M. et Souhaite, P. *Fracture apertures from electrical borehole scans.* Geophysics, 1990, vol. 55, n°7, pp. 821–833.

Macé, L. et Fetel, E. *Predicting fracture density using response surface in naturally fractured reservoirs.* In 26th Gocad Meeting, Nancy, France, 2006.

Macé, L. et Mallet, J.-L. *Reconciling observed and forecasted fracture orientations.* In 25th Gocad Meeting, Nancy, France, 2005. pp. 13.

Macé, L., Muron, P. et Mallet, J.-L. *Integration of fracture data into 3D geomechanical modeling to enhance fractured reservoirs characterization.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October (SPE 95827), 2005. pp. 1–9.

Macé, L., Souche, L. et Mallet, J.-L. *3D fracture characterization based on geomechanics and geologic data uncertainties.* In 24th Gocad Meeting, Nancy, France, 2004. pp. 16.

Macé, L., Souche, L. et Mallet, J.-L. *3D fracture characterization based on geomechanics and geologic data uncertainties.* In 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR), Cannes, France, 30 August-2 September, 2004. pp. 1–8.

Maerten, L. *Variation in slip on intersecting normal faults : Implications for paleostress inversion.* Journal of Geophysical Research, 2000, vol. 105, n°B11, pp. 25553–25565.

Maerten, L., Pollard, D.D. et Gillespie, P. *Effects of local stress perturbation on secondary fault development.* Journal of Structural Geology, 2002, vol. 24, pp. 145–153.

Mallet, J.-L. *Discrete smooth interpolation.* ACM Transactions on Graphics, 1989, vol. 8, pp. 121–144.

Mallet, J.-L. *Geomodeling.* New York : Oxford University Press, 2002.

Mallet, J.-L. *Space-time mathematical framework for sedimentary geology.* Mathematical Geology, 2004, vol. 36, n°1, pp. 32.

Manceda, R., Fanjul, J.P., Maerten, L. *et al. Characterization and modeling of fractured reservoirs : Using conventional and unconventional approaches : An application to the Tropical Field, Serranía del Interior, Venezuela.* In 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13-16 June, 2005. pp. 1–4.

Mandelbrot, B.B. *The fractal geometry of nature.* New York : Freeman, 1983. 468p.

Mandujano, J.J., Khachaturov, R.V., Tolson, G. *et al. Curvature analysis applied to the Cantarell structure, southern Gulf of Mexico : implications for hydrocarbon exploration.* Computers & Geosciences, 2005, vol. 31, pp. 641–647.

Manzocchi, T., J.J.Walsh, P.N. *et al. Fault transmissibility multipliers for flow simulation models.* Petroleum Geoscience, 1999, vol. 5, pp. 53–63.

Marrett, R. et Allmendinger, R.W. *Estimates of strain due to brittle faulting : sampling of fault populations.* Journal of Structural Geology, 1991, vol. 13, n°6, pp. 735–738.

Masaferro, J.L., Bulnes, M., Poblet, J. *et al. Kinematic evolution and fracture prediction of the Valle Morado structure inferred from 3-D seismic data, Salta province, northwest Argentina.* AAPG Bulletin, 2003, vol. 87, n°7, pp. 1083–1104.

Massot, J. *Implémentation de méthodes de restauration équilibrée.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2002.

Mauldon, M., Dunne, W.M. et Jr., M.B. Rohrbaugh. *Circular scanlines and circular windows : new tools for characterizing the geometry of fracture traces.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 247–258.

Mohammad, N., Reddish, D.J. et Stace, L.R. *The relation between in situ and laboratory rock properties used in numerical modelling.* International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 1997, vol. 34, n°2, pp. 289–297.

Mohr, O. *Welch umsttinde bedingen die elastizitltsgrenze und den bruch eines materials ?* Zeitschrift Verein Deutsch Iwenieur, 1900, vol. 44, pp. 1524–1530.

Mohr, O. *Abhandlugen aus dem Gebiete der technische Mechanik.* Berlin : Ernst und Sohn, 1914.

Moreno, L. et Neretnieks, I. *Fluid flow and solute transport in a network of channels.* Journal of Contaminant Hydrology, 1993, vol. 14, n°3-4, pp. 163–192.

Moretti, I., Lepage, F. et Guiton, M. *KINE3D : a new 3D restoration method based on a mixed approach linking geometry and geomechanics.* Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP, 2005, vol. 60, pp. 1–12.

Moyen, R. *Paramétrisation 3D de l'espace en géologie sédimentaire : le modèle geochron.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2005.

Muron, P. *Méthodes numériques 3-D de restauration des structures géologiques faillées.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2005.

Muron, P. et Mallet, J.-L. *3D balanced unfolding : the tetrahedral approach.* In 23th Gocad Meeting, Nancy, France, 2003. pp. 1–17.

Murray, G.H. *Quantitative fracture study ; Sanish Pool, McKenzie County, North Dakota.* AAPG Bulletin, 1968, vol. 52, n°1, pp. 57–65.

Narr, W. *Fracture density in the deep subsurfaces : Techniques with application to Point Arguelo oil field.* AAPG Bulletin, 1991, vol. 75, n°8, pp. 1300–1323.

Narr, W. et Suppe, J. *Joint spacing in sedimentary rocks.* Journal of Structural Geology, 1991, vol. 13, n°9, pp. 1037–1048.

National Research Council. *Rock Fractures and Fluid Flow : Contemporary Understanding and Applications.* Washington D.C. : National Academy Press, 1996.

Nelson, R.A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs.* 2nd éd. Houston : Gulf Professional Publishing, 2001.

Nemcok, M., Henk, A., Gayer, R.A. *et al. Strike-slip fault bridge fluid pumping mechanism : Insights from field-based palaeostress analysis and numerical modelling.* Journal of Structural Geology, 2002, vol. 24, n°12, pp. 1885–1901.

Nicol, A., Walsh, J.J., Watterson, J. *et al. Fault size distributions - are they really power-law ?* Journal of Structural Geology, 1996, vol. 18, pp. 191–197.

Oda, M. *Permeability tensor for discontinuous roch masses.* Geotechnique, 1985, vol. 35, n°4, pp. 483–495.

Odling, N.E. *Scaling and connectivity in a joint system in sandstones from western Norway.* Journal of Structural Geology, 1997, vol. 19, pp. 1257–1271.

Odling, N.E., Gillespie, P., Bourgine, B. *et al. Variations in fracture system geometry and their implications for fluid flow in fractured hydrocarbon reservoirs.* Petroleum Geoscience, 1999, vol. 5, pp. 373–384.

Ouenes, A. et Hartley, L.J. *Integrated fractured reservoir modeling using both discrete and continuum approaches.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., 1–4 October (SPE 62939), 2000. pp. 91–100.

Özkaya, S.I. *CURVAZ - a program to calculate magnitude and direction of maximum structural curvature and fracture-flow index.* Computers & Geosciences, 2002, vol. 28, pp. 399–407.

Özkaya, S.I. *QUADRO - a program to estimate principal curvatures of folds.* Computers & Geosciences, 2002, vol. 28, pp. 467–472.

Özkaya, S.I. *Fracture length estimation from borehole image logs.* Mathematical Geology, 2003, vol. 35, pp. 737–753.

Özkaya, S.I. et Mattner, J. *Fracture connectivity from fracture intersections in borehole image logs.* Computers & Geosciences, 2003, vol. 29, pp. 143–153.

Parney, B. et La Pointe, P. *3-D seismic data in imaging fracture properties for reservoir development.* Adapted for online presentation from the Geophysical Corner column in AAPG Explorer October and November, 2002, entitled "Fractures Can Come Into Focus" and "Simple Seismic, Complex Fractures" respectively, 2002, pp. 1–11.

Peacock, D.C.P. *The temporal relationship between joints and faults.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 329–341.

Peacock, D.C.P. *Predicting variability in joint frequencies from boreholes.* Journal of Structural Geology, 2006, vol. 28, n°2, pp. 353–361.

Peacock, D.C.P., Harris, S.D. et Mauldon, M. *Use of curved scanlines and boreholes to predict fracture frequencies.* Journal of Structural Geology, 2003, vol. 25, n°1, pp. 109–119.

Pickering, G., Bull, J.M. et Sanderson, D.J. *Sampling power-law distributions.* Tectonophysics, 1995, vol. 248, pp. 1–20.

Pollard, D.D. et Aydin, A. *Progress in understanding jointing over the past century.* Geological Society of America Bulletin, 1988, vol. 100, pp. 1181–1204.

Pouya, A. et Courtois, A. *Définition de la perméabilité équivalente des massifs fracturés par des méthodes d'homogénéisation.* Comptes Rendus Géoscience, 2002, vol. 334, pp. 975–979.

Press, W.H., Teukolsky, S.A., Vetterling, W.T. *et al. Numerical Recipies in C.* Cambridge University Press, 1992.

Price, N.J. *Fault and joint development in brittle and semi-brittle rock.* Oxford : Pergamon Press, 1966.

Priest, S.D. et Hudson, J.A. *Discontinuity spacings in rock.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1976, vol. 13, pp. 135–148.

Pyrak-Nolte, L.J. *The seismic response of fractures and the interrelations among fracture properties.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1996, vol. 73, pp. 787–802.

Quiblier, J.A., Tremolieres, P. et Zinszner, B. *A tentative fault propagation description by three-dimensional finite-element analysis.* Tectonophysics, 1980, vol. 68, n°3-4, pp. 199–212.

Ramsay, J.G. *Folding and fracturing of rocks.* McGraw Hill, 1967.

Renshaw, C.E. et Pollard, D.D. *An experimentally verified criterion for propagation across unbonded frictional interfaces.* International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1995, vol. 32, n°3, pp. 237–249.

RENSHAW, C. E. *Connectivity of joint networks with power law length distributions.* Water Resources Research, 1999, vol. 35, n°9, pp. 2661–2670.

RIVES, T. *Mécanismes de formation des diaclases dans les roches sédimentaires : Approche expérimentale et comparaison avec quelques exemples naturels.* Th. Doct.. Université de Montpellier II. Montpellier, France, 1992.

RIVES, T., RAZACK, M., PETIT, J.-P. *et al. Joint spacing : analogue and numerical simulations.* Journal of Structural Geology, 1992, vol. 14, n°8/9, pp. 925–937.

ROHRBAUGH, Jr.M.B., DUNNE, W.M. et MAULDON, M. *Estimating fracture trace intensity, density, and mean length using circular scan lines and windows.* AAPG Bulletin, 2002, vol. 86, n°12, pp. 2089–2104.

RONGVED, L. et FRASIER, J.T. *Displacement discontinuity in the elastic half-space.* Journal of Applied Mechanics, 1958, vol. 25, pp. 25–128.

ROSENFELD, A. et PFALTZ, J.L. *Sequential operations in digital picture processing.* Journal of the ACM, 1966, vol. 13, n°4, pp. 471–494.

ROUBY, D. *Restauration en carte des domaines faillés en extension, méthode et applications.* Th. Doct.. Université de Rennes I. Rennes, France, 1994.

RUF, J.C., RUST, K.A. et ENGELDER, T. *Investigating the effect of mechanical discontinuities on joint spacing.* Tectonophysics, 1998, vol. 295, n°1-2, pp. 245–257.

SAGY, A., RECHES, Z. et ROMAN, I. *Dynamic fracturing : field and experimental observations.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, n°8, pp. 1223–1239.

SAMANTRAY, A. *Methodology for quantifying subseismic faults in petroleum reservoirs.* Th. Doct.. Norwegian University of Science and Technology. Trondheim, Norvège, 1996.

SANDERS, C., BONORA, M., KOZLOWSKI, E. *et al. From 2D to 4D fracture network model, structural modeling of a complex thrust trap : A case study from the Tarija Basin, Argentina.* In SPE/ISRM Rock Mechanics Conference held in Irving, Texas, U.S.A., 20-23 October (SPE/ISRM 78184), 2002. pp. 1–8.

SANDERS, C., BONORA, M., RICHARDS, D. *et al. Kinematic structural restorations and discrete fracture modeling of a thrust trap : a case study from the Tarija Basin, Argentina.* Marine and Petroleum Geology, 2004, vol. 21, n°5, pp. 845–855.

SARDA, S., JEANNIN, L. et BOURBIAUX, B. *Hydraulic characterization of fractured reservoirs : Simulation on discrete fracture models.* In SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., 11–14 February (SPE 66398), 2001. pp. 1–12.

SASSI, W. et FAURE, J.-L. *Role of faults and layer interfaces on the spatial variation of stress regimes in basins : inferences from numerical modelling.* Tectonophysics, 1997, vol. 266, pp. 101–119.

SCHÖN, J.H. *Physical Properties of Rocks : Fundamentals and Principles of Petrophysics.* K. Helbig and S. Treitel, 2004.

Schwarz, M. et Henk, A. *Evolution and structure of the upper rhine graben : Insights from three-dimensional thermomechanical modelling.* International Journal of Earth Sciences, 2005, vol. 94, n°4, pp. 732–750.

Sédov, L. *Mécanique des Milieux Continus.* Moscou : MIR, 1973.

Segall, P. et Pollard, D.D. *Mechanics of discontinuous faults.* Journal of Geophysical Research, 1980, vol. 85, pp. 4337–4350.

Selroos, J.-O., Walker, D.D., Ström, A. *et al. Comparison of alternative modelling approaches for groundwater flow in fractured rock.* Journal of Hydrology, 2002, vol. 257, n°1-4, pp. 174–188.

Shen, F. et Li, S. *A combined geological, geophysical and rock mechanics approach to naturally fractured reservoir characterization and its applications.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September (SPE 90275), 2004. pp. 2085–2092.

Shipton, Z.K. et Cowie, P.A. *A conceptual model for the origin of fault damage zone structures in high-porosity sandstone.* Journal of Structural Geology, 2003, vol. 25, n°3, pp. 333–344.

Silliman, S.E. et Berkowitz, B. *The impact of biased sampling on the estimation of the semivariogram within fractured media containing multiple fracture sets.* Mathematical Geology, 2000, vol. 32, n°5, pp. 543–560.

Snow, D.T. *Anisotropic permeability of fractured media.* Water Resources Research, 1969, vol. 5, pp. 1273–1289.

Souche, L. *Méthodes numériques pour la représentation des failles et des structures géologiques faillées.* Th. Doct.. Institut National Polytechnique de Lorraine. Vandoeuvre-les-Nancy, France, 2005.

Souche, L. et Macé, L. *Discrete fracture network modelling : Perpectives.* In 23th Gocad Meeting, Nancy, France, 2003. pp. 1–18.

Souche, L. et Mallet, J.-L. *Consistent fault modeling using displacement information.* In 22th Gocad Meeting, Nancy, France, 2002. pp. 1–15.

Stafford, P.L., Toran, L.E. et McKay, L.D. *Influence of fracture truncation on dispersion : A dual permeability model.* Journal of Contaminant Hydrology, 1998, vol. 30, pp. 79–100.

Stauffer, D. et Aharony, A. *Introduction to the Percolation Theory.* London : Taylor and Francis, 1992.

Stearns, D.W. et Friedman, M. *Reservoirs in fractured rocks.* AAPG Bulletin, 1972, vol. 16, pp. 82–106.

Stoyan, D. et Stoyan, H. *Fractals, random shapes and point fields.* New York : John Wiley & sons, 1994.

Suzuki, S., Daly, C., Caers, J. *et al. History matching of naturally fractured reservoir using elastic stress simulation, fracture-to-perm calibration and probability perturbation method.* In 18th Annual Meeting Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF), Stanford, California, U.S.A., 5-6 May, 2005. pp. 1–164.

Suzuki, S., Daly, C., Mueller, D. *et al. History matching of naturally fractured reservoirs using elastic stress simulation and probability perturbation method.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October (SPE 95498), 2005.

Tamagawa, T., Matsuura, T., Anraku, T. *et al. Construction of fracture network model using static and dynamic data.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 29 September–2 October (SPE 77741), 2002. pp. 3465–3476.

Tamagawa, T. et Tezuka, K. *Validation of clustering of fractures in discrete fracture network model by using fracture density distributions along boreholes.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September (SPE 90342), 2004. pp. 2313–2322.

Taner, N.T. *Seismic attributes.* Recoder, 2001, vol. 26, n°9, pp. 48–56.

Terzaghi, R.D. *Sources of error in joint surveys.* Geotechnique, 1965, vol. 15, pp. 287–303.

Thomas, A.L. *Poly3d : A three-dimensional, polygonal element, displacement discontinuity boundary element computer program wth applications to fractures, faults and cavities in earth's crust.* Th. Doct.. Stanford University. Stanford, Californie, U.S.A., 1993.

Toublanc, A., Clausen, C.K. et Hagen, N.E. *Associating different curvatures with fracture distribution characterization.* In 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France, 7-10 June, 2004. pp. 1–4.

Twiss, R.J. et Moores, E.M. *Structural geology.* New York : W.H. Freeman and Company, 1992.

Van Dijk, J.P., Bello, M., Toscano, C. *et al. Tectonic model and three-dimensional fracture network analysis of Monte Alpi (southern Apennines).* Tectonophysics, 2000, vol. 324, pp. 203–237.

Vitel, S. *A generic network model for flow grids.* In 25th Gocad Meeting, Nancy, France, 2005.

Vitel, S. *Fast transmissibility upscaling technique for naturally fractured reservoirs.* In 26th Gocad Meeting, Nancy, France, 2006.

Wang, L. *Modeling complex reservoir geometries with multiple-point statistics.* Mathematical Geology, 1996, vol. 28, n°7, pp. 895–907.

Warren, J.E. et Root, P.J. *The behavior of naturally fractured reservoirs.* SPE Journal, 1963, pp. 245–255.

Wennberg, O.P., Azizzadeh, M., Blanc, E. *et al. Use of outcrop analogues in fractured reservoir characterization – an example from the Dezful Embayment, SW-Iran.* In 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13-16 June, 2005. pp. 1–4.

Wheeler, H.E. *Time-stratigraphy.* AAPG Bulletin, 1958, vol. 42, n°5, pp. 1047–1063.

Wilkins, S.J., Gross, M.R., Wacker, M. *et al. Faulted joints : kinematics, displacement-length scaling relations and criteria for their identification.* Journal of Structural Geology, 2001, vol. 23, pp. 315–327.

Willemse, E.J M., Pollard, D. D. et Aydin, A. *Three-dimensional analyses of slip distributions on normal fault arrays with consequences for fault scaling.* Journal of Structural Geology, 1996, vol. 18, n°2-3, pp. 295–309.

Willsey, S.P., Umhoefer, P.J. et Hilley, G.E. *Early evolution of an extensional monocline by a propagating normal fault : 3D analysis from combined field study and numerical modeling.* Journal of Structural Geology, 2002, vol. 24, n°4, pp. 651–669.

Wilson, T.H. *Scale transitions in fracture and active fault networks.* Mathematical Geology, 2001, vol. 33, n°5, pp. 591–613.

Winston, P.H., , Danzart, A. *et al. Intelligence artificielle.* InterEditions, 1988.

Withjack, M.O. et Scheiner, C. *Fault patterns associated with domes - an experimental and analytical study.* AAPG Bulletin, 1982, vol. 66, n°3, pp. 302–316.

Wu, H. et Pollard, D.D. *An experimental study of the relationship between joint spacing and layer thickness.* Journal of Structural Geology, 1995, vol. 17, n°6, pp. 887–905.

Wu, H. et Pollard, D.D. *Imaging 3-D fracture networks around boreholes.* AAPG Bulletin, 2002, vol. 86, n°4, pp. 593–604.

Xu, C., Dowd, P.A., Mardia, K.V. *et al. Parametric point intensity estimation for stochastic fracture modelling.* In Leeds University Mining Association Journal, 2003. pp. 85–93.

Zhan, L. et Ershaghi, I. *An integrated pipe network model for simulation of highly fractured reservoirs.* In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 30 September–3 October (SPE 71616), 2001. pp. 2503–2512.

Glossaire

* **Amas de fractures** : Groupe de fractures d'un même système ayant une très forte densité de fracturation et étant étroitement espacées.

* **Bandes de cisaillement** : Fractures de mode II ou III (en cisaillement) apparaissant en système anastomosé et résultant d'un mécanisme de cataclase.

* **Caractéristiques de fracturation** : Ensemble des paramètres d'une famille de fractures permettant de la décrire quantitativement et/ou qualitativement. Il s'agit notamment quantitativement de la densité, de l'orientation, des dimensions, de l'ouverture, et qualitativement de la forme, du type de remplissage des fractures, etc..

* **Coordinence d'une fracture** : Nombre de fractures qui lui sont connectées.

* **Densité de fracturation** : Nombre de fractures par unité de volume à l'intérieur d'un massif rocheux (en m^{-3}).

* **Faille** : Fracture de mode II ou III accommodant le mouvement relatif cisaillant de deux compartiments. Les failles peuvent être de toutes échelles et d'ouverture variable.

* **Famille de fractures** : Ensemble structuré de fractures partageant nécessairement une origine génétique commune (i.e. elles appartiennent au même système de fractures) et des caractéristiques de fracturation similaires.

* **Fracturation de fond ou diffuse** : Système de fractures généralement limitées à l'épaisseur des bancs élémentaires, de densité relativement régulière et ayant une répartition régionale.

* **Fracture** : Discontinuité mécanique non-sédimentaire indépendante de la nature, de l'échelle et de la complexité interne de la roche. Ce terme général désigne des failles, des joints et ou des bandes de cisaillement.

* **Intensité de fracturation** : Aire de fractures par unité de volume à l'intérieur d'un massif rocheux (en m^{-1}).

* **Joint** : Fracture de mode I (en ouverture), typiquement organisée en système et réseau. Les joints ne présentent pas de mouvement tangentiel mesurable et leur ouverture est perpendiculaire aux parois.

* **Mode de fracturation** :
  I : en ouverture.
  II : en cisaillement plan (ou glissement).
  III : en cisaillement transversal (ou déchirement).

* **Ouverture d'une fracture** : Taille de l'ouverture mesurée perpendiculairement aux parois de la fracture.

* **Réseau de fractures** : Ensemble des systèmes de fractures relatif à un massif rocheux.

* **Réservoir naturellement fracturé** : Ensemble de formations sédimentaires présentant une fracturation naturelle ayant un effet considérable sur les propriétés pétrophysiques des roches ainsi que sur les écoulements fluides ; une autre conséquence majeure étant une modification des propriétés de stockage du réservoir.

* **Système de fractures** : Ensemble des familles de fractures de même origine génétique (i.e. conséquentes d'un même épisode tectonique ou sédimentaire), mais ne partageant pas nécessairement des caractéristiques de fracturation similaires.

* **Trace d'une fracture** : Intersection de la fracture avec une surface spécifique telle qu'une surface d'affleurement, une paroi de puits de forage, etc..

Résumé

Caractérisation et modélisation numériques tridimensionnelles des réseaux de fractures naturelles - Application au cas des réservoirs

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir, que ce soit dans les domaines de l'ingénierie pétrolière et minière, ou de l'hydrogéologie. En effet, qu'elles soient conductrices ou barrières, elles contrôlent généralement les écoulements ainsi que les capacités de stockage des réservoirs.

Ces travaux de thèse s'inscrivent au sein de la chaîne de *modélisation numérique d'un réservoir naturellement fracturé*, leurs objectifs étant de caractériser, puis de modéliser les fractures en trois dimensions. Les méthodologies proposées abordent successivement les premières étapes logiques de cette modélisation :

1. *La caractérisation des fractures naturelles à partir de données structurales* : les données tensorielles de déformation (résultant d'une modélisation génétique ou inverse) sont intégrées au sein d'une approche tridimensionnelle géomécanique et probabiliste afin de déterminer de nouveaux indicateurs structuraux de fracturation, concernant notamment son intensité et son orientation. La formulation mathématique adoptée prend également en compte les incertitudes sur les propriétés pétrophysiques des roches.

2. *La modélisation numérique d'un réseau de fractures* : une approche tridimensionnelle par réseau de fractures discrètes a été développée du fait de sa flexibilité et de son réalisme. Une simulation numérique stochastique offre la possibilité de modéliser tout type de réseau de fractures respectant des données de terrains et des contraintes géologiques prédéfinies (confinement aux couches, chronologie relative des fractures, etc.).

3. *L'analyse de la connectivité de réseaux de fractures discrètes* : une structure de type graphe reflète les relations de connectivité entre les fractures discrètes d'un réseau en trois dimensions. Différentes méthodologies d'analyse qualitative et quantitative de cette connectivité sont ensuite exposées, leur but étant d'améliorer la compréhension de l'impact de la fracturation sur les écoulements fluides.

Mots-clés: réseau de fractures, géomodélisation, géomécanique, simulation stochastique, connectivité.

Abstract

Three-dimensional numerical characterization and modelling of natural fracture networks - Application to reservoirs

Natural fractures have a dramatic impact on reservoirs either in fields such as mining and petroleum engineering or hydrogeology. Acting as conductors or barriers, they often control flow and also storage capacity in such reservoirs.

The presented work is part of the *naturally fractured reservoirs numerical modelling pipeline*, addressing the specific issues of characterizing and modelling fractures in three dimensions. The proposed approaches successively deal with the first logical stages of this modelling :

1. *Characterization of natural fractures from structural data* : a geomechanical and probabilistic approach in three dimensions integrates tensorial strain data (obtained from forward or backward modelling techniques) in order to compute new structural drivers of fracturing intensity and orientation. The proposed mathematical framework also accounts for petrophysical rock property uncertainties.

2. *Numerical fracture network modelling* : a discrete fracture network modelling approach in three dimensions was developed because of its flexibility and its realism. A numerical stochastic simulation enables to model any kind of fracture network while honouring field data and predefined geological constraints (such as strata confinement, relative chronology between several fracture systems, etc.).

3. *Connectivity analysis of discrete fracture networks* : a graph structure highlights connectivity relationships between the discrete fractures of a three-dimensional network. Several connectivity analysis methods, both qualitative and quantitative, are then outlined with an emphasis on how they help understanding the impact of fracturing on fluid flow.

Keywords: fracture network, geomodelling, geomechanics, discrete stochastic simulation, connectivity.

Centre de Recherches Pétrographiques et Géochimiques

Laboratoire d'Infographie et d'Analyse de Données

Rue du Doyen Marcel Roubault - 54500 Vandœuvre