

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abou bekr Belkaid – Tlemcen

Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

MEMOIRE DE MAGISTER

Option : MACHINES THERMIQUES

THÈME

Contribution à l'étude des phénomènes de transferts dans les milieux poreux fracturés

Présenté Par

Mr Benosman Fayçal

Encadreur :

Mr Y.KHADRAOUI

Professeur . U de Tlemcen

Co -Encadreur :

Mr C. Seladji

Maitre de conférences. U de Tlemcen

Devant les membres du jury composé de :

Président :	Mr. O. Sebbane	Maitre de conférences	U.TLEMCEN
Examineurs:	Mr. A.N. Korti	Maitre de conférences	U.TLEMCEN
	Mr. R. Saim	Maitre de conférences	U.TLEMCEN

2011-2012

Remerciement

*Le présent travail a été effectué à l'université de Tlemcen, faculté de technologie
département de génie mécanique*

*Je remercie « ALLAH » de m'avoir donné la force et le courage pour terminer
ce travail.*

*Je remercie également mes directeurs de recherches, monsieur Khadraoui et
monsieur Seladji, pour leur suivi, leur assistance et leurs conseils précieux le
long de ma formation. Leurs compétences ainsi que leurs expériences dans le
domaine m'ont été d'une grande utilité.*

*Je remercie aussi les membres examinateurs, Messieurs, O.Sebbane, N. Korti et
R.Saim ainsi que tous mes enseignants du département de génie mécanique de
l'université de Tlemcen.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mes parents pour leur sacrifice et
soutien inestimable durant mes études, ainsi qu'à toute ma famille*

*Je remercie également mes très chers amis qui m'ont encouragé et qui ont cru
en moi « Amine, Khadîdja, Mourad... » Et tous ceux que ma plume a oublié, et
non pas mon cœur.*

*Enfin, mes remerciements vont aussi à tous mes collègues de magister, comme je
remercie tous ceux qui ont aidé de près ou de loin, à la réalisation de ce travail*

Résumé

La production des hydrocarbures constitue une source d'énergie qui n'est pas inépuisable, ce qui oblige les industriels à développer de nouvelles techniques afin d'optimiser encore d'avantage leur production. L'une de ces méthodes est de fracturer la roche poreuse contenant ces fluides

Nous entreprenons à travers ce travail de recherche, l'étude d'un écoulement (eau-air) diphasique ascendant vertical dans un canal complètement poreux contenant des fractures, dont l'objectif est d'observer l'influence de la fracture sur les aspects dynamiques et thermiques

Les résultats obtenus lors des simulations des écoulements ascendants de l'air dans une matrice fracturée saturée en eau, font apparaître l'influence des différentes configurations sur l'efficacité du drainage ainsi que leurs influences sur l'aspect thermique.

Mots clés : Milieux poreux – écoulements diphasiques – Fractures – Simulation *Fluent*

Abstract

Gas and oil productions are not an inexhaustible source of energies. That forces the industrial people to develop new techniques to optimize their production. One of these methods is to fracture the porous rock containing these fluids.

In this study, we simulate the ascending two-phase flow (water and gas) in a vertical porous channel containing a fracture. The objective is to observe the influence of the fracture on the dynamic and thermal aspects

The results obtained by simulations of ascending flows of gas in fractured porous medium, saturated by water, show the influence of different configurations on dynamic and thermal aspects.

Key words: porous media – Two-phase flow – Fractures – Simulation *Fluent*

المخلص

يمثل إنتاج المحروقات مصدر طاقة مهدد بالفناء, الشيء الذي يجبر المهندسين على تطوير تقنيات جديدة من أجل تحسين المنتوجية. من بين هذه الطرق التكسير.

إن العمل المقترح يستهدف دراسة سيلان صاعد لسائلين عبر المسامات المكونة لقناة عمودية. محتوية على كسور الهدف منها ملاحظة تأثير الكسر على الدراسة الديناميكية و الحرارية.

النتائج المحصل عليها عن طريق المحاكات للسيلان تظهر تأثير مختلف التركيبات الهندسية على المفهوم الديناميكية و الحرارية.

كلمات مفتاح؛ مسامات - سيلان لسائلين - كسور - محاكات Fluent

Sommaire

Introduction générale	1
Analyse bibliographique et Position du problème	2
Objectif de l'étude	6
Organisation du travail.....	6
Chapitre 1 : Généralités sur les milieux poreux	
1.1 Introduction	7
1.2 Types des milieux poreux.....	7
1.2.1 Les milieux poreux consolidés	7
1.2.2 Les milieux poreux non consolidés	8
1.3 Caractéristiques géométriques des milieux poreux	9
1.3.1 La porosité	9
1.3.2 La surface spécifique	10
1.3.3 La tortuosité	10
1.3.4 Indice des vides e	11
1.3.5 Densité globale ρ_b	11
1.3.6 Masse volumique du solide ρ_s	11
1.4 Matériel saturé en eau	12
1.5 Matériel partiellement saturé.....	12
1.6 Perméabilité et loi de Darcy.....	13
1.7 Équations de l'écoulement en milieu poreux saturé.....	14
1.7.1 La loi de Darcy.....	14
1.7.2 L'équation de continuité	15
1.8 Volume élémentaire représentatif.	16
1.9 Écoulement diphasique en milieux poreux.....	20
1.10 Forces agissant sur une particule fluide.....	21
1.10.1 Tension interfaciale.....	21
1.10.2 Mouillabilité.....	22
1.10.3 Pression capillaire	24

a)	Examen de la Relation entre la Pression capillaire et la saturation en laboratoire.....	24
b)	modèle de pression capillaire	25
1.10.4	Perméabilité relative.....	26
1.11	Conclusion.....	28

Chapitre 2 : Généralités sur les Fractures dans les milieux poreux

2.1	Introduction	30
2.2	Notion de fracture	30
2.3	Origine des fractures	31
2.4	Classification des fractures.....	32
2.4.1	Une classification fondée sur des critères descriptifs.....	32
a)	Fractures naturelles ou induites (causées)	32
b)	Fractures mesurables ou non mesurables	32
c)	Macro-fractures et micro-fractures	32
d)	Fractures ouvertes Fractures Fermées	32
2.4.2	Classification des fractures en fonction des critères géologiques.....	32
a)	Fractures associées au pliage	32
b)	Fractures et l'état de contrainte.....	33
c)	Fractures associées à la stratigraphie	33
2.5	Paramètres de base des fractures	34
2.5.1	Paramètres d'une fracture simple	34
a)	Ouverture de la fracture	34
b)	Taille de la fracture	35
c)	Nature de la fracture.....	36
d)	Orientation de la fracture	36
2.5.2	Paramètres d'un réseau de fracture	37
a)	Distribution des fractures.....	38
b)	Densité des fracturations	39
c)	intervalle de fracture	39
d)	l'intensité de la fracture	40
2.5.3	Propriétés physiques d'un réservoir fracturé.....	40
a)	POROSITÉ	40
i)	Définition de la double porosité	41
ii)	Définition de la porosité Φ_f À partir de l'analyse d'une section mince.....	42

b) PERMÉABILITÉ.....	43
i) La perméabilité de fracture intrinseque K_{ff}	43
ii) La perméabilité de fracture Conventiionnelle K_f	45
c) La perméabilité du système fracture-matrice	45
d) La perméabilité dans des modèles simplifiés.....	45
e) dans le cas d'une fracture simple	46
f) Dans le cas d'un réseau de fractures	46
2.5.4 Perméabilité relative dans un réservoir fracturé.....	48
2.5.5 Perméabilité relative et hétérogénéité.....	48
a) Expérience de Romm (1966)	49
b) Modèle de Prey (1973)	49
c) Expérience de Merill (1973)	50
2.6 Fracturation induite (causée)	50
2.6.1 Fracturation par explosif (shooting)	51
2.6.2 Fracturation hydraulique.....	51
2.7 Conclusion.....	52

Chapitre 3 : Modèles des écoulements dans les milieux poreux et fracturés

3.1 Introduction	54
3.2 Modèles sans présence de fracture	54
3.2.1 Modèle à écoulements séparés.....	55
a) Equation de mouvement	55
b) Equation de l'énergie.....	55
3.2.2 Modèle homogène à deux phases.....	57
a) Conservation de masse	60
b) Conservation de mouvement.....	60
c) Conservation de l'énergie	61
3.3 Modèles avec présence de fractures.....	62
3.3.1 Modèle discret (Non - Homogeneous model NH)	64
3.3.2 Modèle Equivalent Continuum (EC)	65
3.3.3 Modèle hybride	67
3.4 Coefficient d'échange matrice/fracture	67
3.4.1 Simple porosité ou bien simple milieu (1\emptyset/1K)	67
3.4.2 Double porosité ou bien double milieu (2\emptyset/2K)	68

3.5	Conclusion.....	70
-----	-----------------	----

Chapitre 4 : Procédure de Simulation numérique

4.1	Introduction	72
4.2	Modèle adopté.....	72
4.3	Procédure et étape de simulation numérique.....	74
4.3.1	Dessin et génération du maillage	74
4.3.2	Préparation du calcul sur FLUENT.....	76
4.5	Conclusion.....	82

Chapitre 5 : Résultats et discussion

5.1	Introduction	84
5.2	Validation du modèle	84
5.2.1	Validation de l'aspect dynamique	84
5.2.2	Etude comparative de l'aspect thermique.....	85
5.3	Étude de l'influence de la fracture	87
5.3.1	Comportement dynamique.....	87
a)	Taille de la fracture	87
b)	Étude de l'influence du nombre des fractures (connectées et non connectées)	89
c)	simulation d'un reseau complexe.....	91
5.3.2	Comportement thermique.....	92
5.4	Application en 3D	94
	Conclusion générale et perspectives	97
	Reference bibliographique.....	98
	Annexes.....	102

LISTE DES FIGURES

Chapitre 1 : Généralités sur les milieux poreux

<u>Figure 1.1</u>	Exemple de coupe d'un milieu poreux	7
<u>Figure 1.2</u>	Exemples de milieux poreux : A) sable de plage, B) grès, C) calcaire, pain de seigle, E) bois, et F) poumon humain	8
<u>Figure. 1.3</u>	Le système de porosité	9
<u>Figure 1.4</u>	Concept de la longueur effective	10
<u>Figure 1.5</u>	Schéma explicatif de l'expérience de Darcy	14
<u>Figure 1.6</u>	Écoulement d'un fluide à travers les pores	16
<u>Figure 1.7</u>	définition du volume élémentaire représentatif	17
<u>Figure 1.8</u>	Hétérogénéité et échelles	18
<u>Figure 1.9</u>	Domaine de validité du VER	18
<u>Figure 1.10</u>	Types échelles de perception des phénomènes physiques en milieu poreux	20
<u>Figure 1.11</u>	Ligne triple de trois fluides	21
<u>Figure 1.11</u>	équilibre des force à m'interface solide/fluide g /fluide l	22
<u>Figure 1.12</u>	Courbes de drainage et d'imbibition obtenues ; a). pour quatre sables propres ; b) pour deux sables argile	25
<u>Figure 1.13</u>	Profil de la perméabilité relative selon le modèle de Corey	27

Chapitre 2 : Généralités sur les fractures en milieux poreux

<u>Figure 2.1</u>	représentation schématique d'une fracturation (avec déplacement de la roche et sans déplacement de la roche)	31
<u>Figure 2.3</u>	Couches non fracturées a et c, couche fracturée b	31
<u>Figure 2.4</u>	différents types de fractures générées par un processus de pliage	33
<u>Figure 2.5</u>	Réduction de l'ouverture de la fracture causée par l'effet de la chute de pression	35
<u>Figure 2.6</u>	orientation de la fracture dans un repère cartésien	36
<u>Figure 2.7</u>	Milieux poreux naturels et fracturés	37
<u>Figure 2.8</u>	Milieux fracturés modèles 3D/2D	37
<u>Figure 2.9</u>	Différentes combinaisons de réseaux de fractures et leur évaluation qualitative de leur degré de fracturation	38
<u>Figure 2.10</u>	espace vide des grains consolidés	41
<u>Figure 2.11</u>	espace vide de fracture et cavité	41
<u>Figure 2.12</u>	Fracture dans un bloc, simple schématisation	42
<u>Figure 2.13</u>	bloc matriciel contenant une fracture simple. Fracture 1 ($\alpha=0$). Fracture 2 ($\alpha\neq 0$)	44
<u>Figure 2.14</u>	couche multi fracture. Fracture et couches en parallèle	46
<u>Figure 2.15</u>	Courbes de perméabilité relative. (a) l'orientation de la fracture n'est différente De celle de l'écoulement, (b) l'orientation de la fracture dans le sens de Ecoulement	.49
<u>Figure 2.16</u>	courbes de perméabilité relative (expérience de(Romm1966))	49
<u>Figure 2.17</u>	Représentation d'une fracturation par explosive	51
<u>Figure 2.18</u>	Schéma technique d'une fracturation hydraulique	52

Chapitre 3 modèles d'écoulement en milieux poreux et fracturés

<u>Figure 3.1</u>	Fractures représentés sur différents échelles d'observation	62
<u>Figure 3.2</u>	une nappe souterraine fracturée avec des discontinuités différentes	63
<u>Figure 3.3</u>	Le concept de modèle NH	64
<u>Figure 3.4</u>	Le concept de modèle EC	65

Chapitre 4 Procédure de la simulation numérique

<u>Figure 4.1</u>	Représentation des conditions initiales et aux limites	73
<u>Figure 4.2</u>	création de la géométrie	74
<u>Figure 4.3</u>	maillage quadratique de la géométrie	74
<u>Figure 4.4</u>	détermination des conditions aux limites	75
<u>Figure 4.5</u>	exportation du maillage	75
<u>Figure 4.6</u>	Version 2ddp de démarrage du Fluent	76
<u>Figure 4.7</u>	ouverture du fichier Mesh	76
<u>Figure 4.8</u>	Définition de l'Echelle du modèle	77
<u>Figure 4.9</u>	Définition du modèle	77
<u>Figure 4.10</u>	Définition des propriétés des matériaux	78
<u>Figure 4.11</u>	Définition des noms des phases existants	78
<u>Figure 4.12</u>	Définition des conditions de fonctionnement	79
<u>Figure 4.13</u>	Définir le type du milieu	79
<u>Figure 4.14</u>	Définir la valeur de la vitesse débitante	80
<u>Figure 4.15</u>	Lancement des calculs	80
<u>Figure 4.16</u>	extraction des différents profils	81
<u>Figure 4.17</u>	extraction des différents graphes	81

Chapitre 5 Résultats et discussion

<u>Figure 5.1</u>	Evolution de la saturation en gaz dans la matrice poreuse	84
<u>Figure 5.2</u>	representation shematique du probleme thermique	85
<u>Figure 5.3</u>	Champs des temperatures pour differents vitesses d'entree (a : 0.005, b : 0.01, et c : 0.05 m/s)	86
<u>Figure 5.4</u>	Evolution de la saturation en gaz. a) d=0. B) d=1.5cm	87
<u>Figure 5.5</u>	progression de la quatité de gaz injecté	88
<u>Figure 5.6</u>	Milieux poreux avec deux fractures identiques	89
<u>Figure 5.7</u>	Progression de la quatité de gaz injecté (influence du nombre de fracture)	89
<u>Figure 5.8</u>	comparaison entre les cas, a)fracture simple,b)reseau de fracture	90
<u>Figure 5.9</u>	Progression de la quantité de gaz injecté (influence de la connectivité des fractures)	90
<u>Figure 5.10</u>	Resaeu de fracture complexe, a) configuration geometrique	91

	choisie, b) c) d) profils de saturation pour les temps T1, T2, T3	
<u>Figure 5.11</u>	profile de la temperature pour le cas sans fracture	93
<u>Figure 5.12</u>	profile de la temperature pour le cas d'une fracture au centre	93
<u>Figure 5.13</u>	profile de la temperature pour le cas d'une fracture laterale	94
<u>Figure 5.14</u>	description géométrique des deux échantillons.	95
<u>figure 5.15</u>	profils des saturations pour les deux échantillons	95
<u>Figure 5.16</u>	progression de la quatité d'eau drainé pour les deux échantillons	96

Chapitre 5 Résultats et discussion

LISTE DES TABLEAUX

<u>Tableau. 1.1</u>	Propriété de quelques matériaux poreux	11
<u>Tableau 3.1</u>	Valeurs des coefficients d'échange suivant la dimensionnalité de la diffusion	69
<u>Tableau 5.1</u>	Comparaison des pressions d'injection pour différent débits	85
<u>Tableau A3.1</u>	coordonnées de la figure 5.12	104
<u>Tableau A3.2</u>	coordonnées de la figure 5.15 (échantillon 1)	104
<u>Tableau A3.3</u>	coordonnées de la figure 5.15 (échantillon 2)	104

Nomenclature

VARIABLES

A_{sf}	l'aire de surface totale des interfaces solide pores	$[m^2]$
A	la section droite	$[m^2]$
A_{fD}	densité surfacique	
c	La capacité thermique	$[kj/kg.K]$
D,L	dimensions géométriques du canal	
D^d	le tenseur de dispersion	
D	Le tenseur de conductivité total	
D(s)	coefficient de diffusion capillaire	
e	l'indice des vides	
f	représente le terme puits/source	
FF	fréquence des fractures	
FINT	l'intensité de la fracture	
g	l'accélération de la pesanteur	$[m.s^{-2}]$
$h^{(i)}$	Ouvertures des fractures	$[m]$
h	enthalpie	$[kj/kg]$
H	Charge hydraulique	
$J(S_l)$	fonction Levrett	
j ,	flux massique totale	
K	la perméabilité intrinsèque du milieu	$[m^2]$
K_i	perméabilité effective	
K_{ri}	perméabilité relative	
$K^{(i)}$	Perméabilité des fractures	$[m^2]$
K_{equi}	La perméabilité équivalente	
K_H	Conductivité hydraulique	
K_{ff}	La perméabilité de fracture intrinsèque,	
K_f	La perméabilité de fracture Conventionnelle	
K_e	le tenseur de conductivité efficace	

k_{eff}	conductivité thermique effective	
L	le chemin parcourus	[m]
L_e	Longueur de l'échantillon	[m]
L_{fD}	densité linéaire	
$l^{(i)}$	Longueurs des fractures	[m]
M_{totale}	masse totale	[kg]
N_{fr}	Nombre des fractures	
P	pression	[bar]
P_c	Pression capillaire	[bar]
Q	débit du fluide	[kg/s]
R	rayon de courbure	[m]
S	<i>La saturation</i>	
T	température	[K]
t	temps	[s]
THF	nombre de couches	
V_T	volume totale de l'échantillon	[m ³]
V_V	volume des vides	[m ³]
V_S	volume des solides	[m ³]
V_t	volume total	[m ³]
\vec{v}	vitesse de filtration (vitesse de Darcy)	[m/s]
u, v	composante du vecteur vitesse	[m/s]
V_{fD}	densité volumétrique	
V_B	volume de la matrice	
W_{ij}	travail d'adhésion	[joule]
\vec{x}	vecteur position	
$(x_c^{(i)}, y_c^{(i)})$	Position des centres	
z	hauteur piézométrique	[m]

SYMBOLE GREC

ε Porosité totale

α	surface spécifique	$[m^{-1}]$
τ	la tortuosité	
ρ	la masse volumique	$[kg/m^3]$
ρ_b	densité globale	$[kg/m^3]$
ρ_s	Masse volumique du solide	$[kg/m^3]$
ρ_w	Masse volumique du liquide	$[kg/m^3]$
μ	la viscosité dynamique	$[kg/m.s]$
$\nu(s)$	la viscosité cinématique	
Ψ_i	une grandeur généralisée	
σ_i	la tension interfaciale	$[N/m]$
θ	angle de contact	
$\alpha^{(i)}$	Orientations des fractures	$[degré]$
λ	Les mobilités	

INDICE

<i>eff</i>	effective
<i>f</i>	fluide
<i>l</i>	liquide
<i>i</i>	Associée à la phase
<i>r</i>	Relative
<i>S</i>	solide
<i>Sat</i>	Saturation
<i>T</i>	totale
<i>v</i>	vapeur
$\langle \rangle$	prise de moyenne

Introduction générale

De nombreuses applications en science et ingénierie impliquent des processus d'écoulement en milieu poreux, exemple des réservoirs de pétrole et de gaz. Il est donc nécessaire de bien connaître les caractéristiques et les propriétés de ces milieux afin de contribuer aux études liées à ce domaine et à l'application des lois qui régissent l'écoulement dans ces milieux.

En effet les réservoirs représentant un milieu poreux hétérogène, demandent une connaissance précise de leur nature à savoir leur perméabilité, leur porosité, les phénomènes de capillarité..., ceci afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

Les milieux poreux sont généralement hétérogènes. L'une des raisons est la présence des fractures qui peuvent jouer un rôle hydraulique en contribuant de manière considérable à la capacité des sols à transporter l'eau et les polluants ; ceci explique l'importance de la modélisation des fractures et de leur prise en compte lors d'une simulation d'écoulement dans un milieu poreux fracturé.

La plupart des milieux poreux naturels contiennent des fractures. L'ampleur et l'orientation des fractures influence fortement l'orientation de l'écoulement. Malheureusement, il y a des fractures avec des géométries complexes, il est donc difficile de les résoudre avec des méthodes classiques adaptées à la simulation des écoulements.

La notion des milieux fracturés se base sur l'existence des fissures influençant l'écoulement des fluides à travers ces milieux. Un milieu poreux fracturé est imaginé comme un système interconnecté des fissures qui divise le milieu en série de blocs poreux appelé «matrices poreuses».

Les caractéristiques d'un écoulement d'un milieu fracturé dépendent du degré de fracturation, de la connectivité du réseau de fractures, et de la distribution des valeurs de la porosité et de la perméabilité dans les matrices poreuses et les fractures. Les matrices poreuses favorisent le stockage du fluide alors que les fractures forment les chemins de circulation préférentielle des fluides.

Analyse bibliographique et Position du problème

La Modélisation des écoulements multiphasiques dans les milieux fracturés est d'une importance majeure dans la plupart des problèmes environnementaux et énergétiques. Exemples la gestion des déchets radioactifs dans le sous-sol, et la récupération améliorée du pétrole dans les réservoirs naturellement fracturés. Néanmoins, plusieurs chercheurs ont montré que la caractérisation géologique et la simulation d'écoulement multiphasique sont des tâches difficiles dans les milieux complexes fracturés. Divers modèles conceptuels ont été utilisés pour décrire l'écoulement multiphasique dans les milieux fracturés. Les principaux modèles sont basés sur la notion de *double porosité* et *simple porosité*.

Le modèle à double porosité a traditionnellement été adapté pour simuler l'écoulement dans les réservoirs d'hydrocarbures fracturés. Plusieurs chercheurs ont contribué à cette approche, Warren (1963) ; Kazemi, (1969) et Barenblatt (1983). Dans ce modèle, l'échange de masse matrice – fracture est décrit par des fonctions empiriques qui sont fondées sur des calculs théoriques développés pour des écoulements monophasiques.

Une approche basée sur la physique est le modèle à simple porosité. Notons le travail de Ghorayeb (2000) Ce modèle exige la caractérisation du réseau de fracture et les fonctions d'interaction fluide-fracture. La modélisation des fractures avec ce modèle peut être classée comme un cas complexe de milieux poreux hétérogènes, où les fractures sont traitées de manière similaire que celle de la matrice. Cependant, La mise en œuvre de ce modèle, presque impossible en raison de maillage excessif et des restrictions sévères sur le pas de temps

Le modèle de fracture discret Noorishad (1982) Baca (1984) traite le milieu fracturé comme un milieu non homogène, où la porosité et la perméabilité ont des valeurs discontinues qui varient brusquement. Ce modèle est considéré comme le modèle le plus précis car les fractures sont étudiées cas par cas sans aucune approximation. Cependant, il ne peut gérer qu'un nombre limité de fractures pour des raisons liées aux ressources de calcul.

Divers méthodes numériques basées sur le modèle discret ont été utilisées pour simuler les écoulements monophasiques et multiphasiques dans les milieux fracturés. Les méthodes qui sont développées pour une seule phase d'écoulement ne peuvent être étendues à l'écoulement diphasique. Le modèle discret a été utilisé dans les méthodes des différences finies (DF), des volumes finis (VF), et des éléments de Galerkin finis (EF). Comme on le verra ci-dessous.

Slough et al. (1999) ont utilisé la méthode DF pour simuler la migration d'un NAPL en 2D et 3D des milieux fracturés, Ils ont utilisé distincts degrés de liberté pour la saturation la pression dans les volumes de contrôle des fractures et de la matrice. Pour le maillage, l'intersection d'une fracture horizontale et une fracture verticale correspond à un volume de contrôle- qui a les dimensions des épaisseurs de fractures. Un tel volume de contrôle peut réduire de manière significative la taille du pas de temps dans le modèle numérique.

La méthode de Galerkin EF a été utilisé pour modéliser les écoulements monophasiques par Granet (1998) Juanes (2002) Zhang (2002) et les écoulements diphasiques par Kim (2000) Karimi (2003) dans les milieux fracturés. Dans l'espace 2D, les fractures sont représentées par des entités 1D et les degrés de liberté sont situés à des nœuds du maillage. Les fractures et la matrice se partagent les mêmes degrés de liberté, Par conséquent, il y a une hypothèse implicite de la continuité de la pression et la saturation à l'interface matrice-fracture, En conséquence, le FE souffre d'une faiblesse dans l'écoulement diphasique, car il ne peut pas prendre en compte correctement la discontinuité de la saturation et de la pression capillaire à l'interface matrice-fracture.

La méthode L'élément finis (FE) est caractérisée par ses puissantes fonctionnalités en matière de rapprochement du champ de vitesse dans des milieux fortement hétérogènes et anisotropes, elle a été largement utilisée pour modéliser écoulement monophasique dans les milieux fracturés Maryška (2003) Vohralík (2007) ils ont simulé un écoulement monophasique dans un réseau de fracture en régime stationnaire et le transfert de masse entre les fractures et la matrice a été négligé.

Deux méthodes VF avec différentes discrétisations spatiales ont été utilisées pour les milieux fracturés. Dans la première, les entités de fracture sont intégrées dans la matrice de contrôle de volume, plusieurs chercheurs ont utilisé cette méthode, Bastian (2000) Bogdanov (2003) Monteagudo (2004) Dans cette approche, le calcul de l'échange matrice-fracture est évité et il n'y a aucune difficulté dans le calcul de l'échange fracture - fracture.

La deuxième méthode, les cellules de la grille de fracture sont situées aux limites des cellules de la matrice. Notons le travail de Karimi - Fard et al. (2004) Cette approche peut très bien décrire les hétérogénéités au sein de la maille, Cependant, il y a la complexité numérique dans la définition de l'échange matrice-fracture et fracture-fracture, et que cette méthode pourrait créer des erreurs numériques dans le cas des fractures non orthogonales.

Dans ce domaine, notons le travail de Mr. Seladji (2011). Une simulation numérique 2D du processus de drainage dans le canal stratifié poreux vertical est effectuée pour des différents débits de gaz. La matrice poreuse est constituée de deux couches cylindriques homogènes remplies de sable avec des perméabilités et des épaisseurs différentes, initialement saturées en phase mouillante (eau). La porosité et la perméabilité de chaque couche sont supposées constantes. Les paramètres géométriques du corps cylindrique sont analysés. Certains résultats montrent que la récupération peut être améliorée par une répartition judicieuse des points d'injection de gaz. Les différentes épaisseurs des couches de matrice affectent de manière significative la saturation et les profils de vitesse.

D'autres parts, dans le domaine expérimental aussi plusieurs travaux ont été entrepris. Nous avons cité quelques uns.

Graham et Richardson (1950) ont utilisé un seul bloc de quartz fondu dans leurs expériences. Le bloc avait la forme d'un triangle isocèle droit. La perméabilité du bloc était de 27 Darcies et la porosité de 45%. Le bloc a été scellé avec un revêtement en plastique, sauf sur les deux côtés de longueur égale, qui représentaient les faces de fracture. Des barres en acier inoxydable ont été liées à ces faces afin de simuler des largeurs de fracture allant de 0 à 0,05 pouces. De l'eau distillée et du kérosène ont été les fluides utilisés. Dans l'expérience, le comportement de la pression et les saturations des fluides ont été mesurés pour différentes

configurations des fractures et différents taux d'injection. Les résultats obtenus sont des graphes de la fraction eau - huile pour différents taux d'injection avec une constante largeur de fracture, Ainsi que pour différentes largeurs de fracture pour le même débit d'injection. Ces chercheurs ont constaté que la production du pétrole dépend du taux d'injection (taux d'injection plus élevées implique une récupération élevée du pétrole). Ils ont également constaté que l'augmentation des perméabilités de fracture en augmentant la largeur des fractures fait augmenter la quantité du pétrole récupéré.

Une autre expérience a été effectuée par Romm (1966) dont le but été d'aboutir a une approche de la perméabilité relative dans un écoulement diphasique. L'expérience a été réalisée grâce à un modèle simplifié formée de 10 à 20 fractures parallèles. La saturation et la perméabilité on été mesurée à partir des débits d'écoulement des deux fluides, l'eau et le kérosène. Les résultats obtenus montrent une même tendance linéaire. Le résultat doit être considéré comme une valeur limitée, car le comportement de l'écoulement diphasique dans les fractures ne peut pas être réduit aux résultats d'une fracture simple. L'interconnexion des fractures peut complètement modifier les caractéristiques d'écoulement.

Kleppe and Morse (1974) par la contribution de la construction d'un modèle numérique pour simuler les écoulements dans les systèmes de fractures, Kleppe et Morse (1974) ont effectué des expériences d'écoulement similaires à celles des Mattax et Kyte (1962). Un cylindrique de quatre pieds de long, quatre pouces de diamètre, un espace annulaire de 2,5 mm. De l'eau et du kérosène étaient les fluides utilisés dans les expériences. L'échantillon est complètement saturé par le kérosène. L'eau est injecté dans un orifice au fond du tube et déplace le kérosène, la saturation des deux fluides a été enregistré au court du temps. L'expérience s'arrête lorsque la saturation du kérosène atteint 30 %. Les auteurs ont constaté que, à des faibles débits d'injection, le déplacement du kérosène était presque en forme de piston. Essentiellement quand le niveau de l'eau atteignait la base supérieure de l'échantillon il n'y avait plus de récupération de kérosène

A des débits d'injection élevés, l'eau traverse l'échantillon plus rapidement mais la récupération du kérosène se poursuit même après que l'eau atteigne l'extrémité supérieure de l'échantillon. Beckner (1990) affirme que le faible débit rapporté dans ce travail a été de 3,3 cm³/min, tandis que le débit le plus élevé était de 35 cm³/min.

Objectif de l'étude

Les phénomènes des écoulements en milieux poreux avec présence de fractures, une situation pouvant être rencontrée dans une multitude de cas industriel, n'a pas fait l'objet de beaucoup d'études, expérimentales soit elles ou de simulation, au sein de notre département. Dans le présent travail, nous nous proposons d'étudier le concept de la fracture et son influence dans les milieux poreux en mettant la lumière sur des propriétés géométriques, physiques, et mathématiques qui décrivent les écoulements dans ce domaine.

Afin d'observer d'une manière concrète cette influence, nous avons tenté d'effectuer une simulation d'écoulement à travers un échantillon, présentant un milieu poreux fracturé, à l'aide du code de calcul *Fluent*; les résultats obtenus ont fait l'objet de validation avec des travaux antérieurs. Enfin l'étude a été étendue à d'autre situation.

Organisation du travail

Afin d'atteindre les objectifs cités, plusieurs étapes sont entreprises. En premier lieu et avant d'entamer l'étude des fracture, nous avons jugé nécessaire de consacré tout un chapitre pour les milieux poreux d'une manière générale, afin de comprendre d'abord tous les concepts étudiés dans ce domaine. En deuxième lieu nous avons introduit la notion de fracture en ce basant sur toutes les propriétés des milieux fracturés et leur impact sur l'industrie. Nous avons aussi introduit les différents modèles mathématiques qui régissent les phénomènes de transport en milieux poreux et fracturés. Les différentes étapes de simulation sur *Fluent* ont été présentées. Les différents résultats de simulation on été discutés dans un dernier chapitre. Enfin, une conclusion générale a été dédiée aux différentes constatations et recommandations pour les futurs travaux.

Chapitre 1

Généralités sur les milieux poreux

1.1 Introduction :

On désigne communément par milieu poreux un solide de forme compliquée délimitant et englobant des espaces vides interconnectés contenant plusieurs phases (voir figure 1.1).

Les milieux poreux peuvent se trouver dans de multiples domaines, tant dans le secteur industriel (génie civil, génie thermique, géothermique...) que dans le secteur médical (exemple des membranes biologique). L'ensemble des phénomènes mis en jeu dans ces domaines dépend des propriétés de ces milieux poreux, parmi lesquelles nous retiendrons :

- ✓ Les possibilités de stockage des fluides sous forme adsorbé sur les parois du solide, ou bien en remplissant les pores
- ✓ Les propriétés de transfert : transfert de masse, transfert de quantité de mouvement et d'énergie
- ✓ Propriétés mécanique qui peuvent intéresse, entre autres, le secteur de la construction et du génie civil.



Figure 1.1 : Exemple de coupe d'un milieu poreux M.NICOLAS, (2003).

1.2 Types des milieux poreux

On distingue deux types de milieux poreux

1.2.1 Les milieux poreux consolidés : ou le squelette est compacte et ne peut se diviser en graines ou en fibre. On trouve ce genre de milieux dans,

- Domaine naturel : les roches calcaires, les grés (roches- magasins présentes dans les gisements d'hydrocarbures), les tissus végétaux et animaux, etc.

- Domaines industriel : les céramiques, les poudres frittées, l'amiante ciment, etc

1.2.2 Les milieux poreux non consolidés : ou la matrice et sous forme de grains ou de fibres non soudés entre eux.

- Pour les grains, on a : le gravier, le sable, le silt, les billes de verre ou d'acier constituant les colonnes de garnissage des réacteurs chimiques.

- Pour les fibres, on a :

Les fibres minérales : l'amiante, la laine de verre, etc.

Les fibres organiques : le coton, la laine, etc.

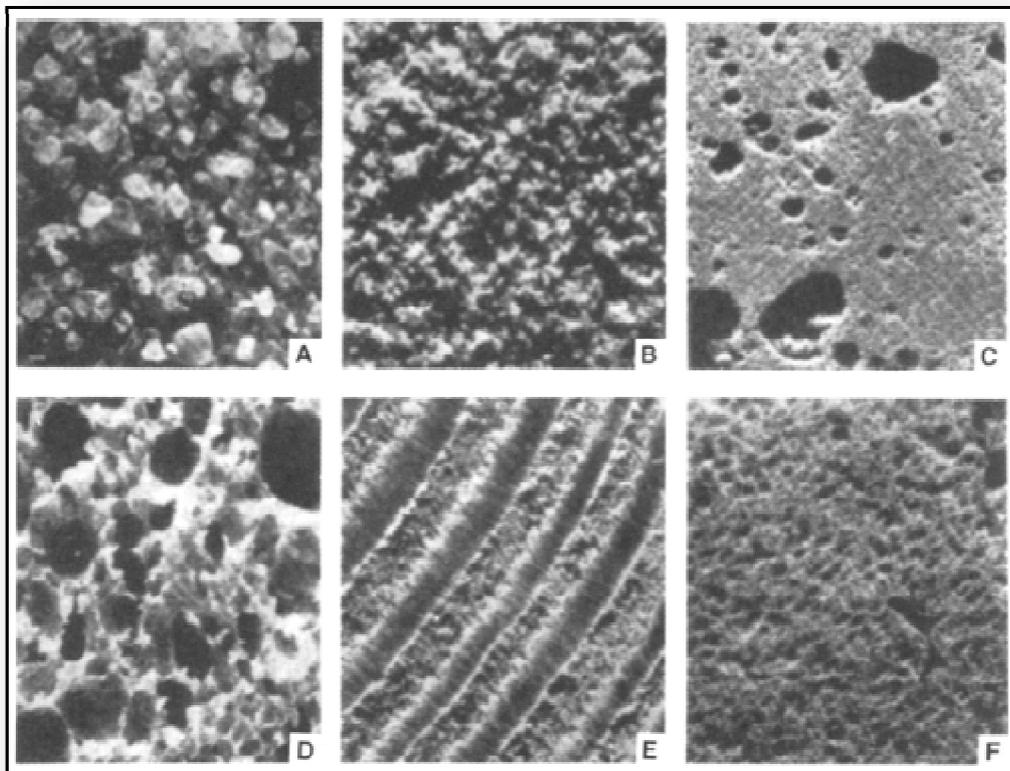


Figure 1.2 Exemples de milieux poreux : A) sable de plage, B) grès, C) calcaire, D) pain de seigle, E) bois, et F) poumon humain (Collins, 1961).

1.3 Caractéristiques géométriques des milieux poreux

L'un des attributs qui influence l'écoulement dans les milieux poreux est la matrice solide. Celle-ci donc est caractérisée par un certain nombre de grandeurs moyennes, géométriques ou statiques : porosité, surface spécifique, tortuosité, dimensions des grains et des pores, perméabilité.

1.3.1 La porosité :

La porosité se définit comme étant le rapport du volume des vides au volume apparent du milieu poreux. On distingue deux porosités : porosité totale qui tient compte des cavités occluses (pores fermés) au sein du solide, et porosité accessible ou espace poreux connecté, a travers lequel s'effectue l'écoulement des masses fluides (voir figure 1.3).

❖ Porosité totale ε_T :

$$\varepsilon_T = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume de l'échantillon}}$$

(1.1)

❖ Porosité accessible ε_{acc} :

$$\varepsilon_{acc} = \frac{\text{volume des pores accessibles}}{\text{volume de l'échantillon}}$$

(1.2)

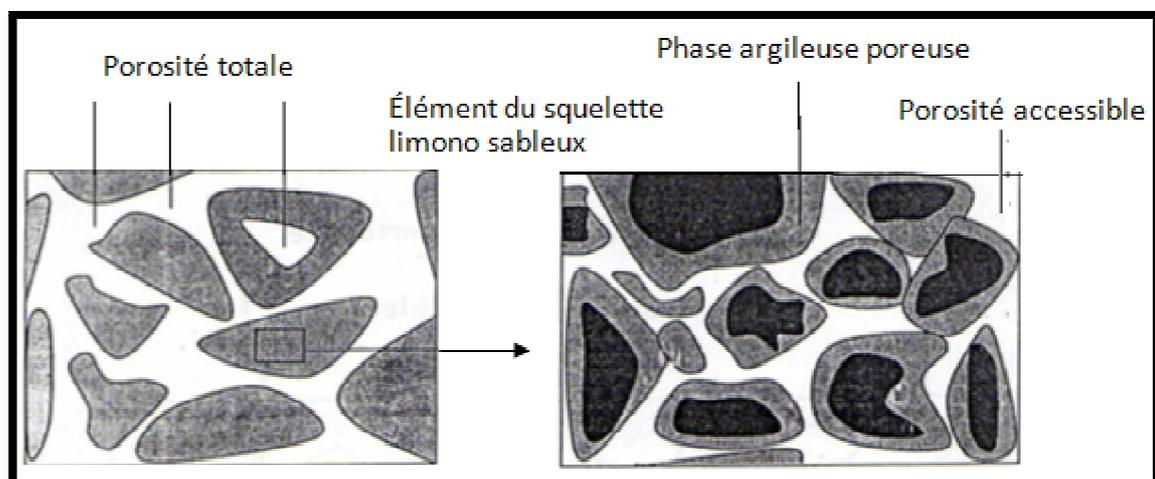


Figure. 1.3 : Le système de porosité Houpert, (1974)

1.3.2 La surface spécifique :

Elle se définit comme étant le rapport de l'aire de surface totale des interfaces solide pores A_{sf} au volume de l'échantillon V_T :

$$\alpha = \frac{A_{sf}}{V_T} \quad (1.3)$$

1.3.3 La tortuosité

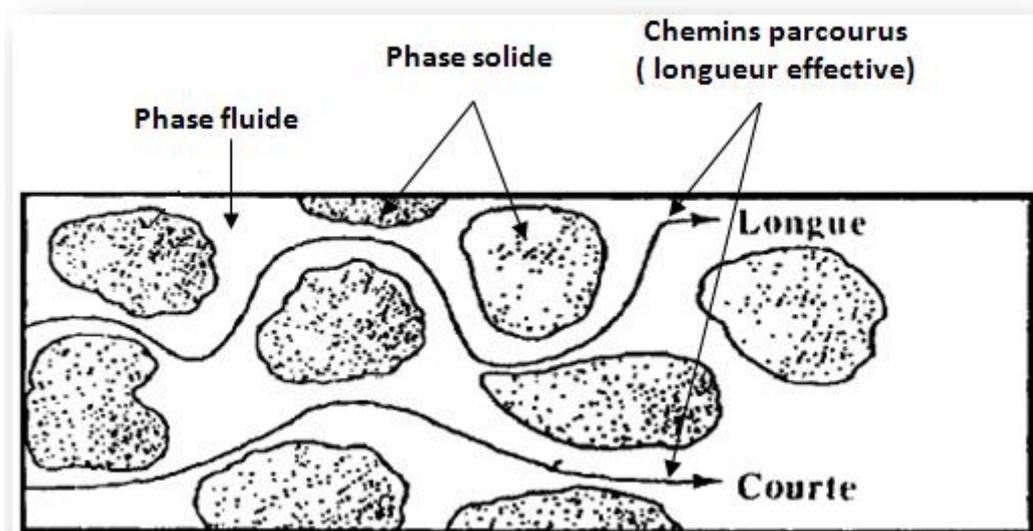
C'est le rapport de la longueur moyenne du chemin parcouru par une particule fluide traversant un échantillon, à la longueur de cet échantillon. Elle est définie par :

$$\tau = \frac{L}{L_e} \quad (1.4)$$

τ : Tortuosité

L : Chemin parcourus

L_e : Longueur de l'échantillon

**Figure 1.4** Concept de la longueur effective C.W Fetter (1988)

Matériaux	Porosité Φ	Surface spécifique α (m^{-1})	Perméabilité K (m^2)
Agar-agar	$2 \cdot 10^{-14}$ à $4,4 \cdot 10^{-13}$
Ardoise (en poudre)	0,51 à 0,66	$7 \cdot 10^5$ à $8,9 \cdot 10^5$	$4,9 \cdot 10^{-14}$ à $1,2 \cdot 10^{-13}$
Brique	0,12 à 0,34	$4,8 \cdot 10^{-15}$ à $2,2 \cdot 10^{-13}$
Catalyseur granulaire	0,45	$5,6 \cdot 10^7$	
Charbon	0,02 à 0,12		
Béton standard	0,02 à 0,07		
Béton bitumineux	10^{-13} à $2,3 \cdot 10^{-11}$
Cuivre (en poudre)	0,09 à 0,34		$3,3 \cdot 10^{-10}$ à $1,5 \cdot 10^{-9}$
Liège (en plaque)	$2,4 \cdot 10^{-11}$ à $5,1 \cdot 10^{-11}$
Fibre de verre	0,88 à 0,93	$56 \cdot 10^3$ à $77 \cdot 10^3$	
Feutre	$8,3 \cdot 10^{-10}$ à $1,2 \cdot 10^{-9}$
Cuir	0,56 à 0,59	$1,2 \cdot 10^6$ à $1,6 \cdot 10^6$	$9,5 \cdot 10^{-14}$ à $1,2 \cdot 10^{-13}$
Calcaire (dolomite)	0,04 à 0,10	$2 \cdot 10^{-15}$ à $4,5 \cdot 10^{-14}$
Sable	0,37 à 0,50	$15 \cdot 10^3$ à $22 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^{-11}$ à $1,8 \cdot 10^{-10}$
Grés	0,08 à 0,38	$5 \cdot 10^{-16}$ à $3 \cdot 10^{-12}$
Silice (en poudre)	0,37 à 0,49	$6,8 \cdot 10^5$ à $8,9 \cdot 10^5$	$1,3 \cdot 10^{-14}$ à $5,1 \cdot 10^{-14}$
Sol	0,43 à 0,54	$2,9 \cdot 10^{-13}$ à $1,4 \cdot 10^{-12}$
Lit de billes sphérique	0,36 à 0,43		

Le Tableau. 1.1 montre les propriétés de quelques matériaux poreux.

Tableau. 1.1: Propriété de quelques matériaux poreux Scheidegger (1974). Bejan et Lage (1991)

D'autres paramètres des milieux poreux peuvent être rencontrés dans la littérature (R.Lefebvre 2006), à savoir :

1.3.4 Indice des vides e :

Un autre paramètre caractérisant la proportion de pores dans un matériel est l'**indice des vides** e qui est défini par le rapport du volume des vides V_V sur celui des solides V_S :

$$e = V_V / V_S \quad (1.5)$$

1.3.5 Densité globale ρ_b :

La porosité d'un matériel est reliée à sa **densité globale** ("bulk") ρ_b , (kg/m³). Cette propriété représente la masse totale du matériel sur le volume total (avec eau, air et solides):

$$\rho_b = \frac{\text{masse totale}}{\text{volume total}} \quad (1.6)$$

1.3.6 Masse volumique du solide ρ_s :

$$\rho_s = \frac{\text{masse du solide}}{\text{volume du solide}} \quad (1.7)$$

La densité des solides pour des minéraux courants est de 2650 kg/m³ pour le quartz, de 2710 kg/m³ pour le calcaire, et de 2680 kg/m³ comme valeur couramment utilisée pour des matériaux meubles contenant des minéraux divers. Nous allons dériver les relations entre la densité et la porosité pour différentes conditions de saturation d'un matériel poreux.

1.4 Matériel saturé en eau :

Dérivons d'abord le lien entre la porosité et la densité globale pour un matériel saturé en eau. Dans ce cas, la masse totale M_{totale} présente dans le volume considéré dépendra de la proportion du volume total occupée par les pores saturés en eau et les solides:

$$M_{totale} = V_s \rho_s + V_v \rho_w \quad (1.8)$$

En divisant par le volume total V_t , on obtient une expression reliant la densité globale à la porosité et à la densité des solides et de l'eau:

$$\rho_b = (1 - \varepsilon) \rho_s + \varepsilon \rho_w \quad (1.9)$$

D'où :

$$\varepsilon = \frac{\rho_s - \rho_b}{\rho_s - \rho_w} \quad (1.10)$$

1.5 Matériel partiellement saturé

Avant de présenter la relation reliant la densité globale à la porosité d'un matériel partiellement saturé, nous devons définir une propriété décrivant la proportion de l'eau dans les pores qui est *La saturation en eau S*, elle représente le rapport entre le volume d'eau V_w et le volume des pores (vides) V_v :

$$S_w = V_w / V_v \quad (1.11)$$

Puisque le volume total des pores est égal à la somme du volume d'eau et du volume d'air contenu dans les pores, la somme de la saturation en eau et en air sera égale à 1:

$$S_w + S_A = 1 \quad \text{Ou} \quad V_w + V_A = V_V \quad (1.12)$$

En négligeant encore une fois la masse d'air, on obtient la relation suivante :

$$\rho_b = (1 - \varepsilon)\rho_s + \varepsilon \rho_w S_w \quad (1.13)$$

1.6 Perméabilité et loi de Darcy

La perméabilité géométrique, ou coefficient de filtration caractérise l'aptitude du milieu poreux à laisser circuler un fluide à travers ses pores. Sur la base d'observations expérimentales réalisées au moyen du dispositif représenté sur la figure 1.5, Darcy (1856) a pu montrer que le débit du fluide Q était proportionnel à la section droite A du milieu poreux, proportionnel à la différence des hauteurs piézométriques $(z_1 - z_2)$ et inversement proportionnel à la longueur L . D'où la formule de Darcy (1856) :

$$Q = \frac{K_H \cdot A}{L} (z_1 - z_2) \quad (1.13)$$

K_H étant un coefficient de proportionnalité dépendant notamment du milieu poreux considéré, appelé conductivité hydraulique du milieu poreux.

Cette loi a ensuite été généralisée et s'écrit actuellement sous la forme différentielle pour un écoulement s'effectuant en un milieu poreux homogène

$$\vec{v} = \frac{K}{\mu} (\vec{\nabla}P - \rho \cdot \vec{g}) \quad (1.14)$$

μ : représente la viscosité du fluide.

\vec{v} : vitesse de filtration (vitesse de Darcy).

$\vec{\nabla}P$: Gradient de pression.

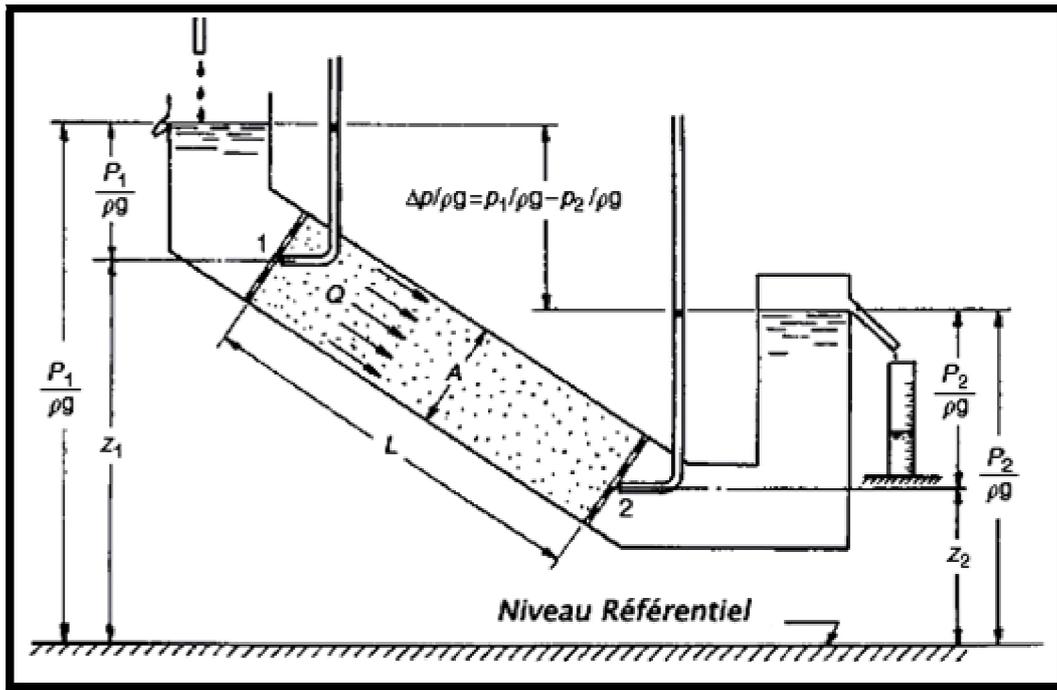


Figure 1.5 Schéma explicatif de l'expérience de Darcy (1856)

1.7 Équations de l'écoulement en milieu poreux saturé

La dynamique de l'eau en milieu poreux saturé est régie par deux équations principales qui sont la loi de Darcy et l'équation de continuité.

1.7.1 La loi de Darcy généralisée

L'eau souterraine s'écoule des niveaux d'énergie élevée vers les niveaux d'énergie plus faible. Cette énergie est essentiellement le résultat de l'altitude et de la pression. La loi de Darcy en milieu poreux exprime la vitesse de filtration en régime permanent ou transitoire en fonction du gradient de pression et de la gravité. Pour un fluide compressible. La loi de Darcy s'écrit sous la forme générale Bear (1979) :

$$\vec{v} = \frac{K}{\mu} (\vec{\nabla}P - \rho \cdot \vec{g}) \quad (1.15)$$

Le coefficient de la perméabilité K , ou encore la perméabilité intrinsèque k , sont des coefficients scalaires si le milieu poreux est isotrope ou si l'écoulement est unidirectionnel. Quand le milieu dans l'espace à trois dimensions est anisotrope, le coefficient de conductivité hydraulique est défini par un tenseur symétrique de la forme:

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{xy} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{xz} & K_{yz} & K_{zz} \end{bmatrix} \quad (1.16)$$

En se plaçant dans le repère de coordonnées dont les axes sont les directions pour lesquelles l'écoulement est effectivement parallèle au gradient de charge, le tenseur de conductivité se réduit à ses composantes diagonales:

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{bmatrix} \quad (1.17)$$

En pratique, deux perméabilités sont distinguées : une perméabilité verticale K_{zz} et une autre horizontale $K_{xx} = K_{yy}$ Marsily, (1981)

1.7.2 L'équation de continuité

L'équation de continuité exprime le principe de conservation de la masse d'un fluide en mouvement. Dans un volume élémentaire, la masse du fluide prélevée ou injectée est égale à la somme de la variation de la masse du fluide durant un intervalle de temps élémentaire et des flux massiques traversant la surface de ce volume. Bear (1979).

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = \rho f \quad (1.18)$$

Où f représente le terme puits/source par unité de volume.

Si le milieu poreux est indéformable. La porosité ε est indépendante du temps

Afin de donner une justification à la loi empirique de Darcy, qui a ensuite donné naissance à la loi de Darcy généralisée, plusieurs approches ont été déployées. L'une des méthodes les plus citées dans la littérature est celle du volume élémentaire représentatif (V.E.R)

1.8 Volume élémentaire représentatif.

On dit qu'un milieu est homogène lorsque ses caractéristiques physiques sont constantes dans la direction de l'écoulement. Or, la modélisation mathématique des phénomènes de transfert en milieu poreux s'inspire directement des méthodes classiques de la mécanique des milieux continus (équation de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie) s'appliquant qu'aux seuls milieux homogènes.

En raison de la complexité géométrique de l'espace poreux, cette description ne peut, toute fois, être mise en pratique qu'après un changement d'échelle dont l'étape essentielle conduit à définir un volume élémentaire de référence permettant d'établir une équivalence entre un milieu dispersé réel et un milieu continu fictif. Dans cette nouvelle échelle, les phénomènes sont décrits en moyenne par des équations dont les variables et les paramètres sont déduits des équations et des paramètres à l'échelle du pore.

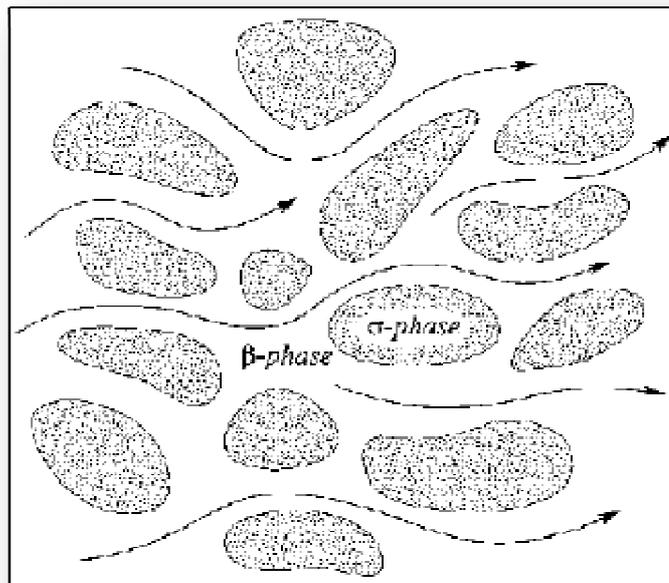


Figure 1.6 : Écoulement d'un fluide à travers les pores Kambiz (2000)

Selon Whitaker (1986), un volume de définition est requis afin de pouvoir décrire les caractéristiques de l'écoulement. Ce volume ne doit pas être trop grand pour que des variables significatives de ces paramètres puissent être prises en compte. Le volume intermédiaire est appelé volume élémentaire représentatif (VER). Il doit satisfaire deux contraintes.

- Etre suffisamment grand pour permettre la caractérisation de toute propriété.
- Etre aussi petit que possible afin d'assurer la discrétisation spatiale du milieu poreux la plus fine

Lorsqu'on étudie les écoulements dans un milieu poreux, deux échelles de perception s'imposent au choix de l'observateur pour analyser les phénomènes :

- Echelle des pores ou des grains à l'intérieur de laquelle les grandeurs locales ou microscopiques au sens de la thermodynamique des milieux continus peuvent largement varier.
- Echelle du milieu poreux ou macroscopique caractéristique des variations significatives de ces mêmes grandeurs, définies en moyenne sur un certain volume du milieu poreux.

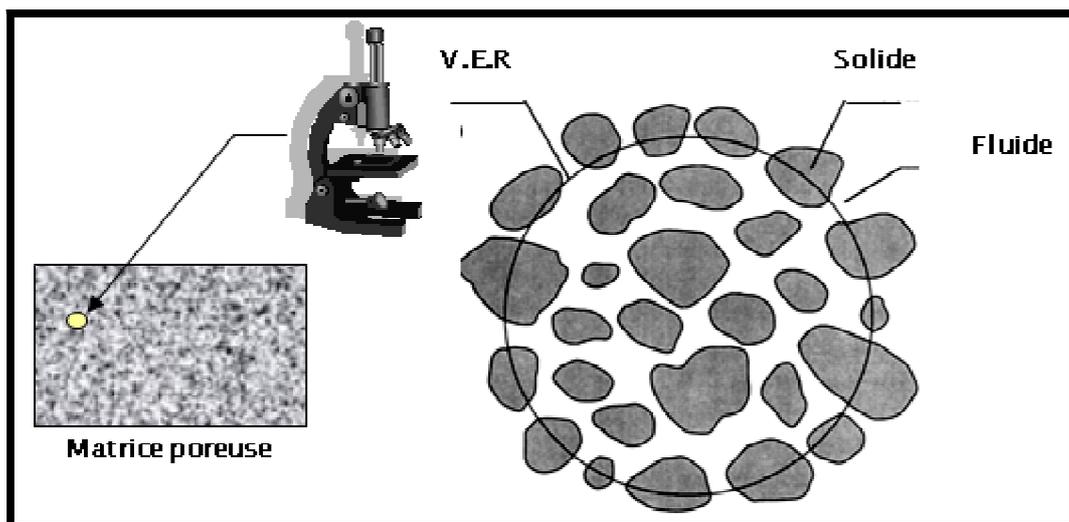


Figure 1.7 : définition du volume élémentaire représentatif

Les figures (1.8 et 1.9) nous aident à mieux comprendre et situer le domaine de validité de l'échelle du VER.

- (1) : hétérogène ordonné mais homogène à l'échelle du volume globale.
- (2) : échantillon hétérogène à l'échelle locale mais homogène à l'échelle du VER
- (3) : hétérogène à l'échelle du pore et du grain (microscopique)

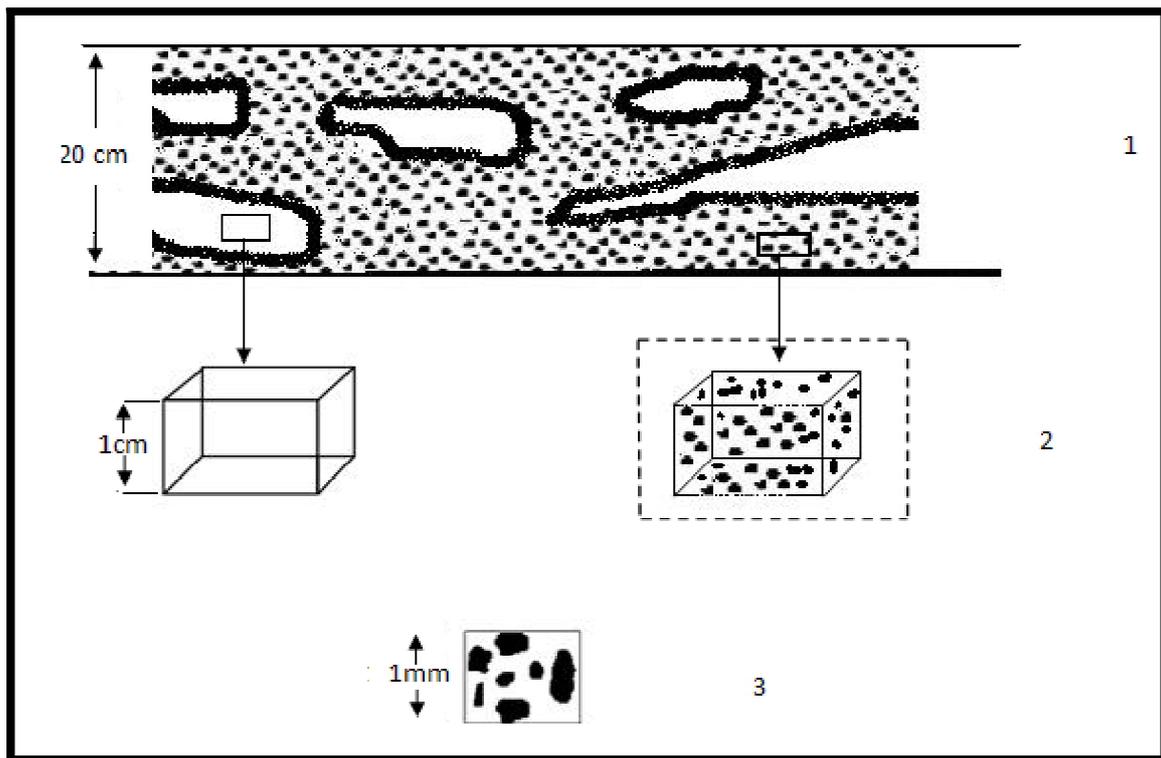


Figure 1.8: Hétérogénéité et échelles (Whiting 1960)

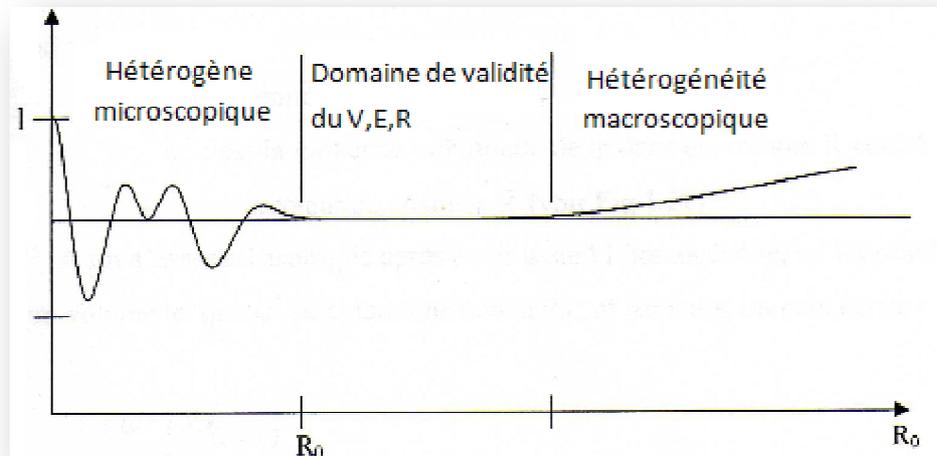


Figure 1.9 : Domaine de validité du VER

En règle générale, l'échelle microscopique est associée au diamètre moyen des grains ou des pores, et l'échelle macroscopique à une dimension géométrique L du milieu.

Pour définir le concept du VER et en tenant compte des contraintes précédemment évoquées, nous définissons Ψ_i une grandeur généralisée (vitesse, masse volumique,...), associée à la phase i

Partout définie et continue au sein de l'espace des pores. Soit la moyenne volumique de Ψ_i dans un volume R , centrée en un point et repérée par un vecteur position \vec{x} .

$$\langle \Psi_i \rangle(\vec{x}, t) = \frac{1}{R} \int \langle \Psi_i \rangle(\vec{x} + \vec{\xi}, t) dv_{\xi} \quad (1.19)$$

En général cette équation sera fonction du volume, de la forme et de l'orientation de $R(\vec{x}, t)$ au temps t . pour qu'une fonction continue soit indépendante de ses facteurs et ne dépend que de \vec{x} et de t , il convient de sélectionner un volume R_0 soit :

$$\frac{\partial \langle \Psi_i \rangle(\vec{x}, t)}{\partial R_0} = 0 \quad (1.20)$$

Si une telle condition peut être dégagée, quel que soit \vec{x} dans un certain domaine du milieu poreux, ce dernier pourra être considéré macroscopiquement continu pour Ψ_i .

R_0 l'échelle de continuité de $\langle \Psi_i \rangle$ est appelée (VER). Un système multiphasique $i = 1, 2, 3, \dots, n$, ne pourra être traité comme continu pour les grandeurs Ψ_i que si l'échelle est continue pour l'ensemble des phases.

Selon qu'on s'intéresse à des phénomènes de laboratoire ou bien à l'échelle des formations géologiques naturelles, les descriptions, analyses et modélisation sont menées à différents niveaux d'échelles

Les différentes équations qui illustrent la relation entre grandeurs macroscopiques et microscopiques sont représentées en (annexe 1).

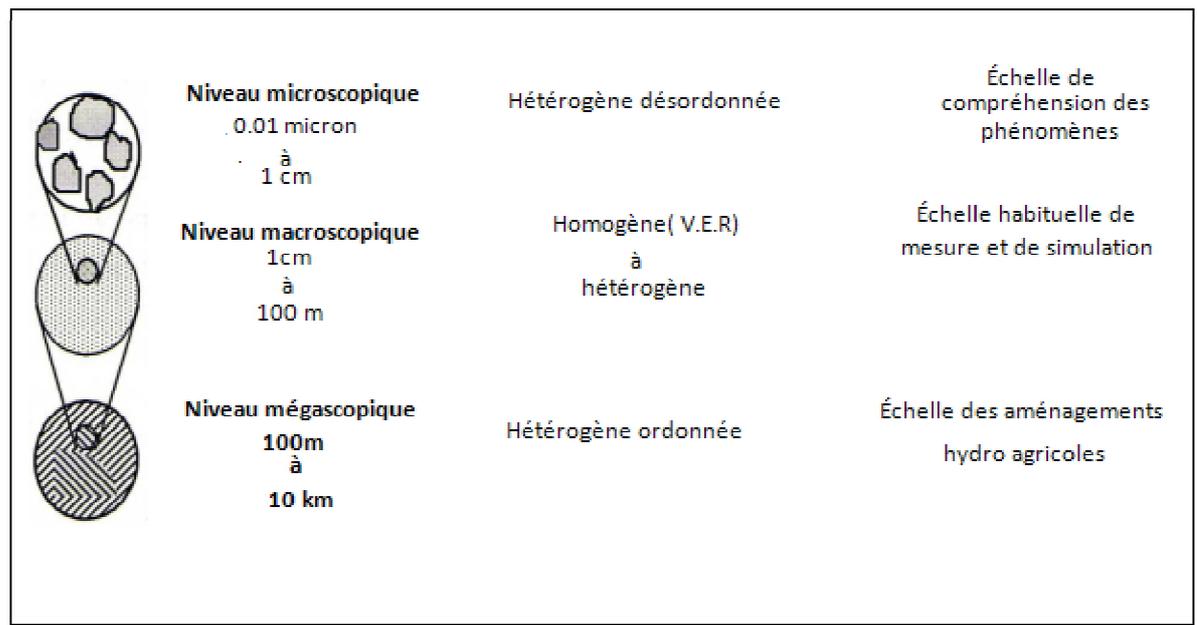


Figure 1.10 Types échelles de perception des phénomènes physiques en milieu poreux (Bear, 1972)

1.9 Écoulement diphasique en milieux poreux

Dans le cas des écoulements multiphasiques (l'écoulement diphasique entre autre), la perméabilité intrinsèque K , définie précédemment n'est plus suffisante pour décrire la perméabilité effective du milieu traversé par l'une des deux phases. En effet, une perméabilité relative est introduite tenant compte de la présence des autres phases.

L'écoulement diphasique est considéré comme écoulement de chaque phase séparément et la saturation locale dépend de la distribution de chaque phase dans le volume élémentaire représentatif. Cette distribution est affectée par la saturation locale, la porosité, l'angle de contact, le rapport de densité et la tension superficielle (interfaciale). Ces facteurs sont généralement examinés expérimentalement.

Dans un écoulement diphasique, on distingue les deux phases pour dire que l'une est mouillante et l'autre non mouillante

Les premiers travaux concernant la description rationnelle des écoulements diphasique en milieux poreux ont été publiés, indépendamment par Marle C., en 1984 en France, et

Whitaker S. en 1986 aux USA. Comme dans le cas monophasique, le problème a été résolu pour des fluides newtoniens, incompressibles, s'écoulant simultanément dans l'espace des vides, cependant, pour tenir compte des interactions entre phase, sur les interfaces communes au fluides et au solide, des contraintes particulières doivent être prises en considération.

Dans ce qui suit, un intérêt particulier est consacré à l'analyse des phénomènes d'interaction fluide/fluide et fluide/solide

1.10 Forces agissant sur une particule fluide

Nous pouvons décrire le phénomène d'interaction agissant sur une particule fluide, par des forces à savoir :

1. Les forces de pression, que la particule fluide considérée reçoit du fluide environnant.
2. Les forces de frottement visqueux (exercées par le fluide environnant et par le solide)
3. Les forces de pesanteur.
4. Les forces d'inertie.
5. Les forces superficielles.

L'importance des forces agissantes sur les particules fluides, permet de modéliser correctement le phénomène d'un point de vue macroscopique. Il est à considérer que les forces d'inerties sont négligeables, vu les faibles débits d'écoulement (sauf dans certaines roches fissurées, au voisinage des puits) par contre, les forces de pressions et les forces de frottement visqueux, non négligeables, sont proportionnelles à la vitesse d'écoulement des fluides. Enfin, les forces capillaires et les forces de pesanteur prennent de l'ampleur lorsque les débits sont de plus en plus faibles. En dernier lieu, il est opportun d'évoquer les forces assurant l'équilibre entre phase.

1.10.1 Tension interfaciale :

À l'intérieur d'un fluide, toute molécule agit sur ses voisines et subit une attraction de la part de celles-ci. Les actions mutuelles de ces molécules s'équilibrent, sauf au voisinage des interfaces fluide/fluide ou fluide/solide. Dans le premier cas, ce déséquilibre donne naissance aux forces de tension interfaciale, dans le second aux forces d'adsorption. On

définit la tension interfaciale σ_{ij} comme la force à exercer par unité de longueur pour séparer la substance i de la substance j d'une surface unitaire.

De la même façon, la tension interfaciale σ_i entre une substance et sa propre vapeur est appelée tension superficielle. Elle est définie par :

$$\sigma_i = \left(\frac{\partial F}{\partial A} \right)_{T,P,C} \quad (1.21)$$

Où : F est l'énergie libre du système et A l'aire de l'interface, σ_i est en règle générale fonction de la température T de la pression P et éventuellement des concentrations en constituants chimiques. On notera que la tension interfaciale σ_{ij} et les tensions superficielles σ_i et σ_j pour les substances i et j peuvent être reliées par l'équation de Dupré :

$$W_{ij} = \sigma_i + \sigma_j - \sigma_{ij} \quad (1.22)$$

Où, W_{ij} est le travail d'adhésion qui consiste à séparer l'interface i/j en deux interfaces $i/vapeur$ et $j/vapeur$

1.10.2 Mouillabilité

Lorsque les deux phases fluides sont en contact avec une phase solide, il existe, à l'intersection des interfaces, une ligne, appelée ligne de contact ou ligne triple

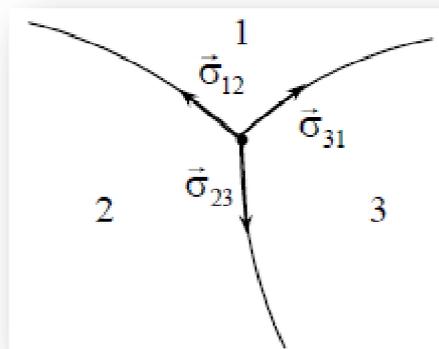


Figure 1.11: Ligne triple de trois fluides

Sur cette ligne les tensions interfaciales vérifient également la relation géométrique de Neuman :

$$\vec{\sigma}_{12} + \vec{\sigma}_{23} + \vec{\sigma}_{13} = \vec{0} \quad (1.23)$$

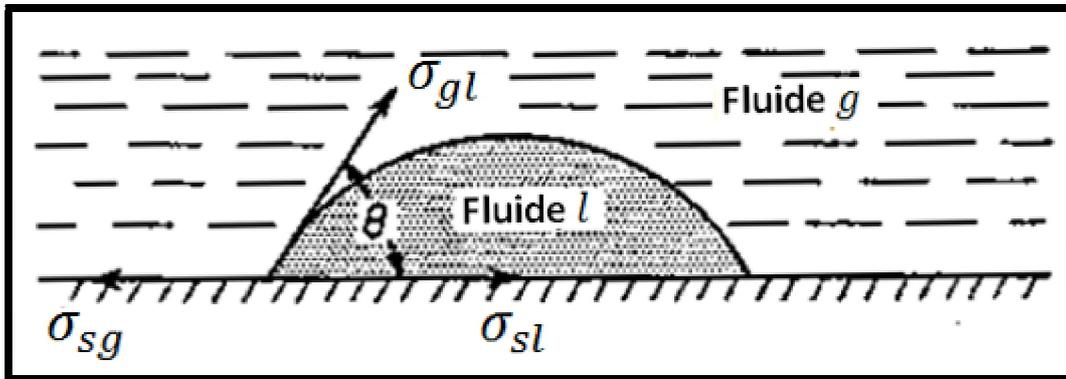


Figure 1.11 équilibre des force à l'interface solide/fluide g /fluide l. Benner (1941)

l'angle θ , formé entre interface des fluides l, g et la surface solide S , est appelé angle de contact ou de mouillage. La projection des tensions interfaciales sur l'axe horizontal conduit à l'équation de Young-Dupré :

$$\sigma_{sg} = \sigma_{sl} + \sigma_{gl} \cdot \cos\theta \quad (1.24)$$

Où, $\sigma_{sg}, \sigma_{sl}, \sigma_{gl}$ sont respectivement les tensions interfaciales entre solide/fluide g , solide/fluide l , et fluide g /fluide l , l'existence d'un angle de contact θ , fait appel à la notion de mouillabilité, qui est une caractéristique de l'action des forces de surface sur la paroi solide, et le résultat d'une compétition entre deux énergies d'adhésion. Pour définir les critères de mouillabilité, il est indispensable d'étudier les différentes valeurs de l'angle de contact θ , qui s'exprime par :

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{sg} - \sigma_{sl}}{\sigma_{gl}} \quad (1.25)$$

- ❖ Si $\theta = 0$, le fluide l est dit parfaitement mouillant.
- ❖ Si $\theta < \pi/2$, fluide l est partiellement mouillant.
- ❖ Si $\theta = \pi/2$ le solide n'est préférentiellement mouillé ni par le fluide l ni par le fluide g
- ❖ Si $\pi/2 < \theta < \pi$, le fluide g mouille préférentiellement le solide.

- ❖ Si $\theta = \pi$ le fluide g est parfaitement mouillant et c'est le fluide l qui est parfaitement non mouillant.

1.10.3 Pression capillaire

La pression capillaire est la différence entre la pression dans le fluide mouillant et la pression dans le fluide non mouillant de part et d'autre de l'interface $P_c = P_1 - P_2$. Donc la pression capillaire est l'excès de pression qui existe du côté où se trouve le centre du plus petit des deux rayons de courbure principaux de la surface au point considéré

$$P_1 - P_2 = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.26)$$

R_1 et R_2 les rayons de courbure principaux au point considéré de l'interface, σ tension interfaciale.

A. Examen de la Relation entre la Pression capillaire et la saturation en laboratoire

En pratique, la relation entre la pression capillaire et la saturation peut être déterminée en laboratoire en prenant un échantillon initialement saturé en fluide mouillant et en injectant dans cet échantillon des quantités croissantes de fluide non mouillant, en attendant après chaque injection que les fluides se mettent en équilibre. Une fois l'équilibre atteint, on mesure les pressions dans chacune des phases. On peut tracer, à ce moment, la relation $P_c(s)$. (Voir Figure 1.12)

On constate que cette relation n'est pas unique :

La courbe de drainage initiale caractérise le déplacement de la phase mouillante depuis la saturation maximale ($S_m=100\%$) jusqu'à la saturation résiduelle (saturation en fluide mouillant obtenue par des valeurs élevées de la pression capillaire)

La courbe d'imbibition (repérée par A sur la figure) représente l'accroissement de la saturation en phase mouillante depuis la saturation résiduelle jusqu'à la saturation irréductible (c'est la fraction du volume de la phase non mouillante piégée lorsque l'on fait décroître la pression capillaire jusqu'à une valeur nulle).

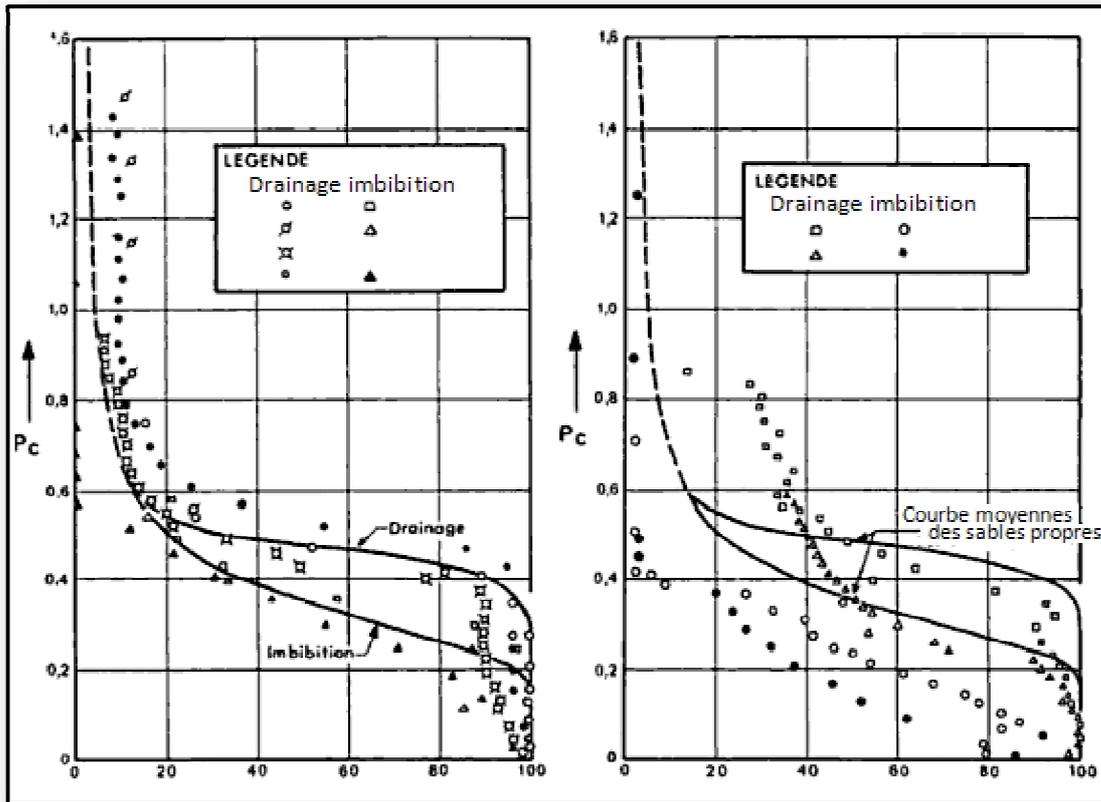


Figure 1.12 : Courbes de drainage et d'imbibition obtenues ; a). pour quatre sables propres ; b) pour deux sables argileux. Leverett (1941).

B. modèle de pression capillaire

Plusieurs corrélations utilisées dans l'étude des écoulements diphasiques en milieu poreux ont été données par Kaviany (1995). Les corrélations sont faites soit sur le processus de l'imbibition ou alors sur les données expérimentales de drainage. Ho et Webb (2006), mentionnent que les courbes de Van Genuchten sont les plus largement utilisés

$$P_c = \frac{1}{\alpha} \left[S_e^{-1/m} - 1 \right]^{1/n} \quad (1.27)$$

Où α est le paramètre de pression capillaire, m et n sont donnés paramètres d'ajustement à partir des données expérimentales. Ces paramètres sont discutés par de nombreux auteurs et ils ont proposé de nombreuses expressions Van Genuchten (1978), Mualem (1976). Une autre corrélation est le modèle Levrett (1941).

$$P_c = \sigma \sqrt{\frac{\varepsilon}{K}} J(S_l) \quad (1.28)$$

$J(S_l)$ est la fonction Levrett, elle ne dépend que de la S_l de saturation du liquide. σ est la tension superficielle entre les phases, ε est la porosité du milieu poreux et K est la perméabilité.

Dans le cas d'un écoulement air-eau dans un sable, le modèle de Scheidegger (1974) est utilisé. Ce modèle permet de prendre en compte la variabilité de la pression capillaire en fonction de la perméabilité

$$\langle P_c \rangle = \frac{1}{(k/\varepsilon)^{1/2}} \left[0.364 \cdot (1 - e^{-40 \cdot (1 - S_g)}) + 0.221(1 - S_g) + \frac{0.005}{S_g - 0.12} \right] \quad (1.29)$$

1.10.4 Perméabilité relative

La notion de perméabilité relative a été introduite afin de décrire les écoulements multiphasiques dans les milieux poreux, elle est définie comme étant le rapport entre la perméabilité mesurée pour la saturation du fluide considéré perméabilité effective et la perméabilité du milieu définie pour un seul fluide, perméabilité absolue (géométrique)

$$K_e = K \cdot K_r \quad (1.30)$$

Supposons le fluide I mouillant. Il est bien évident tout d'abord qu'on ne peut avoir écoulements simultanés des deux fluides que si la saturation en fluide 1 est supérieure à la saturation irréductible S_{im} et si la saturation en fluide 2 est supérieure à la saturation résiduelle $(1 - S_{iM})$. Par conséquent, la notion de perméabilité relative n'a de sens que dans l'intervalle de saturation en fluide 1 :

$$S_{im} \leq S \leq S_{iM} \quad (1.31)$$

Cependant, il est extrêmement difficile de mesurer les différents paramètres. Pour un milieu poreux hétérogène, le modèle de Corey (1954) est fréquemment utilisé pour décrire la perméabilité relative :

$$K_{rl} = S_e^4 \quad (1.32)$$

$$K_{rg} = (1 - S_e)^2 (1 - S_e^2) \quad (1.33)$$

Tel que :

$$S_e = \frac{S_l - S_r}{1 - S_r} \quad (1.34)$$

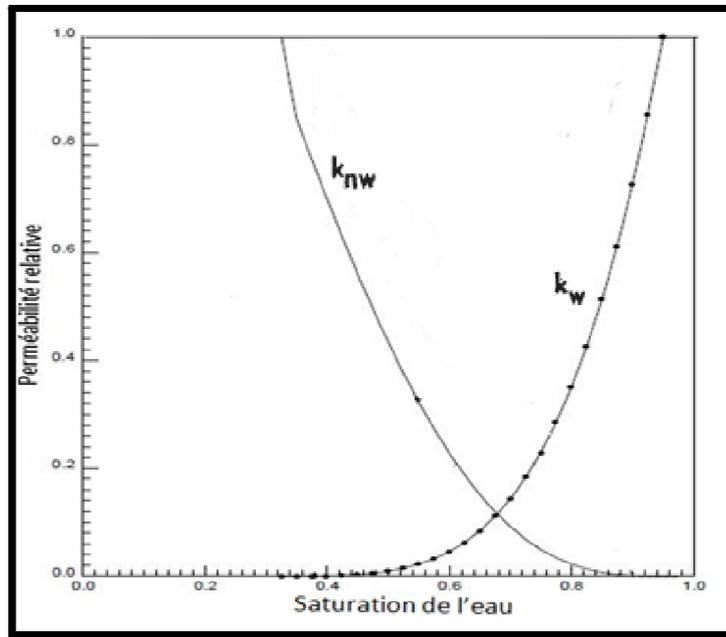


Figure 1.13 : Profil de la perméabilité relative selon le modèle de Corey (1954)

Ces dernières années, le concept de la perméabilité relative a fait l'objet de beaucoup de critiques depuis l'apparition des ordinateurs et l'on est arrivé au point où les ingénieurs des réservoirs pétroliers préfèrent ajuster les courbes des perméabilités relatives en recherchant la concordance des résultats des modèles mathématiques avec la réalité plutôt que d'utiliser des courbes établies au laboratoire sur les échantillons du gisement, ceci soit à cause des mauvaises techniques de mesure des coefficients de perméabilité relative, ou bien à cause des mauvaises techniques de combinaison de la perméabilités relative dans l'espace, ou encore l'insuffisance du concept lui-même qui ne traduit pas la réalité physique d'une manière convenable.

1.11 Conclusion

Dans ce chapitre, les propriétés des milieux poreux ont été traitées d'une manière générale, sans inclure les fractures, afin de permettre aux lecteurs d'avoir une introduction et une idée générale sur les phénomènes qui se produisent dans ce domaine. Dans le chapitre suivant nous allons introduire la notion de *Fracture*.

Chapitre 2

Généralités sur les Fractures dans les milieux poreux

2.1 Introduction

La plupart des milieux poreux naturels contiennent des fractures. Pour des petites fractures les informations déterministes ne sont pas facilement disponibles, par contre pour des fractures à grande échelle dans des formations souterraines souvent on dispose des informations sur la taille, l'emplacement et la géométrie de ces fractures.

L'étude d'un réservoir fracturé exige l'étude de la relation entre le processus de fracturation et les événements géologiques qui ont eu lieu pendant cette phase. Cela comprend l'élaboration d'une théorie correcte de la fracturation et un diagnostic valable sur les caractéristiques d'un réservoir fracturé. Le plus souvent La fracturation des roches est l'origine d'un phénomène géologique (tectonique).

La compréhension du processus de fracturation a récemment progressé passant d'une étude empirique à une approche plus scientifique, ce qui permet une meilleure description des réservoirs fracturés

Il est cependant nécessaire de rappeler que l'évaluation d'un réservoir fracturé est beaucoup plus complexe que l'évaluation d'un réservoir classique à savoir la porosité, la perméabilité etc. En fait, la fracture dépend de la configuration des contraintes mécaniques et des propriétés de la roche; par conséquent, les paramètres de la fracturation, tels que les ouvertures de la fracture, la taille, la distribution, l'orientation, etc, seront liés à des propriétés de la roche, exemple (fragile ou ductile).

Avant d'entrer dans une analyse détaillée des phénomènes de fracture, il est essentiel que certains termes soit définis

2.2 Notion de fracture

Selon différents points de vue, différentes définitions peuvent être données, mais d'un point de vue strictement géo mécanique une fracture est la surface où une perte de cohésion a eu lieu. Une fracture est alors le résultat d'une rupture. Une fracture peut aussi être définie, d'une manière plus générale, comme étant une discontinuité qui brise la roche.

En général, on peut distinguer deux cas, une fracture dans laquelle s'est produit un déplacement relatif, ou une fracture dans laquelle aucun déplacement n'a eu lieu (figure 2.1).

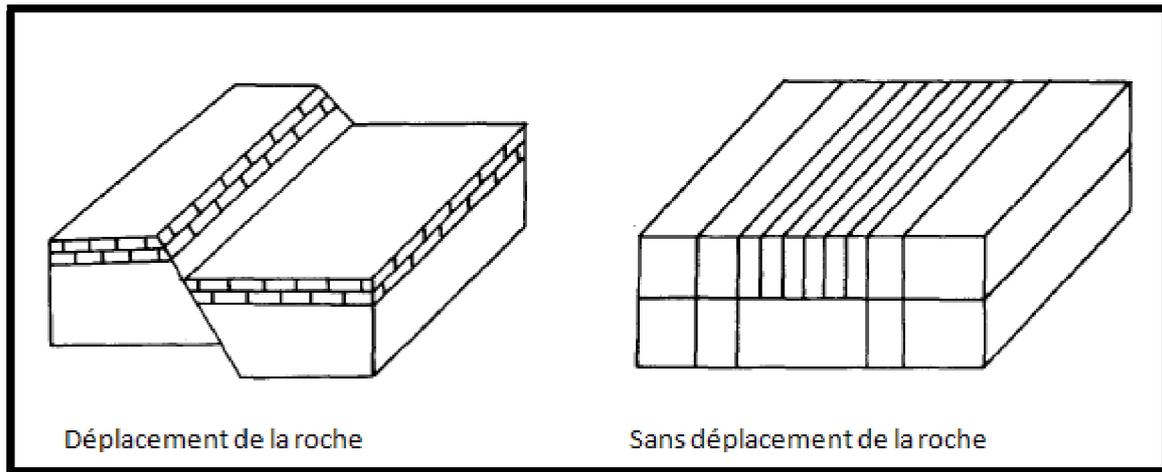


Figure 2.1 représentation schématique d'une fracturation (avec déplacement de la roche et sans déplacement de la roche)

2.3 Origine des fractures

L'environnement géologique joue un rôle essentiel dans le développement de fracturation des réservoirs. Le plus souvent La fracturation des roches est causée par des processus géologiques. Néanmoins le comportement du réservoir envers ces processus n'est identique d'une couche à une autre à cause de la différence des propriétés physiques de chaque couche.

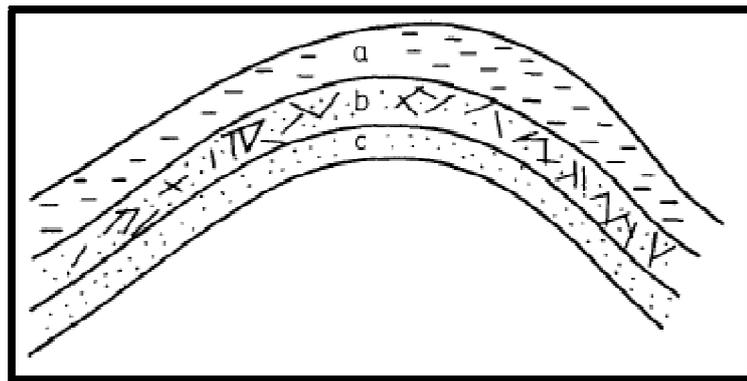


Figure 2.3 Couches non fracturées a et c, couche fracturée b RACHT (1982)

La figure 2.3, montre les trois couches a, b et c. on observe que pour le même processus géologique (dans ce cas, pliage), l'intensité de la fracturation dans la couche b est plus importante que dans les couches a et c.

2.4 Classification des fractures

Afin d'avoir une description plus détaillée des caractéristiques de la fracture il est nécessaire de faire une classification des différents types de fractures Harriss (1960) ; Hodgson (1961) ; Steams et Friedman(1972)

2.4.1 Une classification fondée sur des critères descriptifs

a) Fractures naturelles ou induites (causées)

Une fracture naturelle c'est toute rupture ou fissure, se produisant dans la roche, Alors que les fractures induites sont ceux qui résultent des fissures lors des opérations de forage ou de carottage.

b) Fractures mesurables ou non mesurables

Les fractures mesurables sont des fractures visibles qui peuvent être définies par la largeur, la longueur, l'orientation, tandis que les fractures non mesurables il est difficile de déterminer leurs paramètres, soit parce qu'elles sont trop denses et irrégulières, soit parce qu'elles sont difficilement accessibles.

c) Macro-fractures et micro-fracture

La différence entre ces deux catégories concerne principalement les dimensions de la fracture. En général, macrofracture correspond à une fracture avec une grande largeur, tandis que microfracture s'applique à une fracture où la longueur et la largeur est limitée.

d) Fractures ouvertes Fractures Fermées

Cela a un rapport avec le liquide circulant dans les fractures. Si ce liquide circule librement, la fracture est dite ouverte, alors que si le liquide trouve des difficultés à circuler, la fracture est dite fermée

2.4.2 Classification des fractures en fonction des critères géologiques

L'histoire géologique d'un réservoir est directement liée au processus de fracturation. Donc toute classification des fractures doit prendre ces critères en considération.

a) Fractures associées au pliage

En général, les fractures sont liées à l'axe de pliage (figure 2.4) et sont donc nommées:

- fractures longitudinales - longues de l'axe de pliage
- fractures transversales - perpendiculaires à l'axe de pliage
- fractures en diagonale - en relation avec l'axe de pliage

b) Fractures et l'état de contrainte

Si les fractures sont associées à un ou plusieurs états de contrainte, ils sont divisés en deux groupes:

- fractures conjugué
- fractures non conjugué (orthogonales)

Où les fractures conjuguées sont celles qui ont été développés à partir d'un seul état de contrainte.

c) Fractures associées à la stratigraphie

On distingue deux catégories

- premier ordre : ceux qui traversent plusieurs couches de la roche
- second ordre : sont limités à une seule couche de la roche.

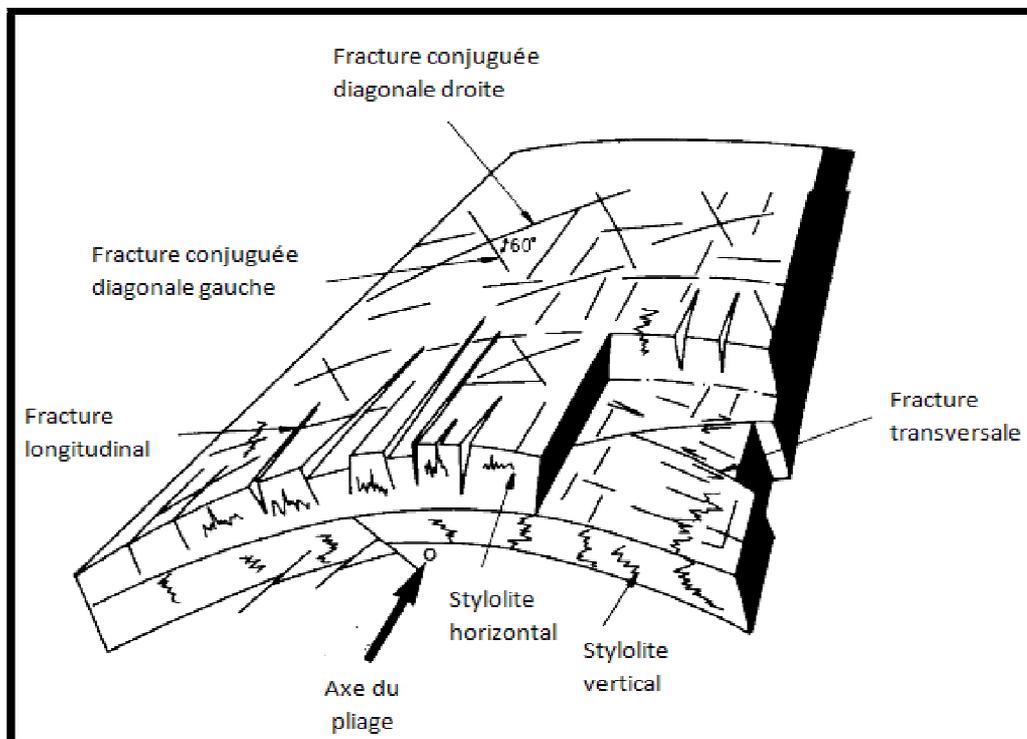


Figure 2.4 différents types de fractures générées par un processus de pliage Leroy (1976)

La détection des fractures et leur évaluation sont réalisées lors des différentes opérations dans les phases d'exploration et de production de développement des champs pétrolifères. Les meilleures informations quantitatives concernant les paramètres de fracture sont obtenues par mesure directe sur les affleurements (si disponible) et sur des carottes obtenues lors des opérations de forage.

Dans ce chapitre, les paramètres de base d'une seule fracture et aussi réseau de fractures sont définis en détail. Il s'agit notamment de l'ouverture, la taille, la nature et l'orientation d'une fracture simple, et la distribution, la densité et l'intensité des réseaux de fractures.

2.5 Paramètres de base des fractures.

Les variations dans l'espace des caractéristiques de la fracture, comme la taille, l'orientation et la description, sont si irrégulières et compliquées que la description d'un tel réservoir est sensiblement plus difficile que celle d'un réservoir classique.

Dans ce qui va suivre, les paramètres de base d'une fracture simple et d'un réseau de fractures sont définis en détail. Les fractures simples se réfèrent à des caractéristiques, telles que l'ouverture, la taille, la nature et l'orientation. Alors que pour un réseau de fracture on parle de l'arrangement des fractures, Le nombre de fractures et leur orientation, la distribution et la densité des fractures. Lorsque la densité de fracture est liée à la lithologie, un autre paramètre est introduit, appelé l'intensité de fracture.

2.5.1 Paramètres d'une fracture simple

a) Ouverture de la fracture

L'ouverture de fracture est représentée par la distance entre les parois de la fracture. L'ouverture de fracture dépend des caractéristiques lithologiques de la roche, la nature des contraintes et de l'environnement du réservoir.

La figure 2.5 montre l'influence de la pression interstitielle sur l'ouverture de la fracture

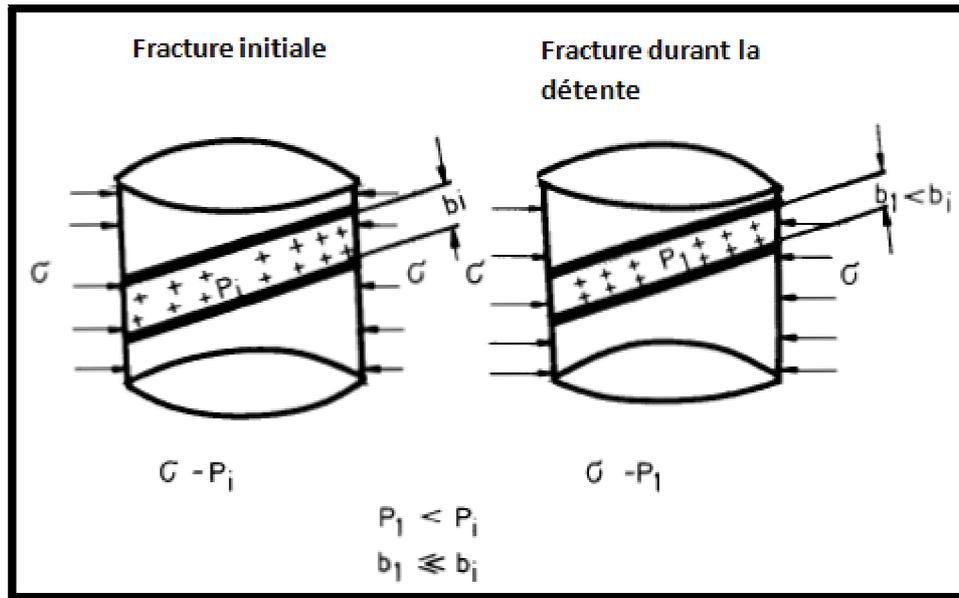


Figure 2.5 Réduction de l'ouverture de la fracture causée par l'effet de la chute de pression RACHT (1982)

b) Taille de la fracture

La taille de la fracture se réfère à la relation entre la longueur et l'épaisseur de la fracture, surtout si une évaluation qualitative doit être formulée. Dans ce cas, les fractures peuvent être évaluées comme étant mineurs, moyens et majeures.

- fractures mineures : ont une longueur inférieure à celle de la couche ou elles se trouvent
- fractures moyennes : traversent plusieurs couches
- fractures majeures : ont une extension très large, souvent des dizaines voire des centaines de mètres.

Les Fractures mineures sont équivalentes à la précédente définition " fractures second ordre " tandis que les fractures moyennes et majeures sont équivalentes à des « fractures de premier ordre ».

Selon les observations de Ruhland (1973), des fractures mineures ont généralement des ouvertures plus petites et sont souvent remplies, alors que les fractures majeures ont de grandes ouvertures et sont rarement remplies.

c) Nature de la fracture

La nature des fractures concerne principalement l'état de fractures sous observation en référence à l'ouverture, le remplissage et les caractéristiques des parois sont généralement discutés dans les termes suivants:

La nature des fractures se réfère principalement à l'ouverture, le remplissage et les caractéristiques des parois de la fracture. On parle des termes suivants:

- ouverture: ouverte, jointe, fermée
- remplissage: minéral, minéraux divers
- fermée par : matériau de remplissage homogène ou diffusée
- paroi de fracture - rugueux, lisse, poli, rampante

d) Orientation de la fracture

L'orientation de la fracture est le paramètre qui relie la fracture simple à l'environnement. Elle peut être définie par deux angles profonds azimuth δ et l'angle de profonde ω (figure 2.6). L'orientation du plan peut également être déterminée vectoriellement par les trois directions correspondant aux angles α_1, α_2 et α_3 entre x_1, x_2 et x_3 et le vecteur unitaire. Les directions x_1, x_2 et x_3 sont orientées vers l'est, le nord et le zénith, par conséquent:

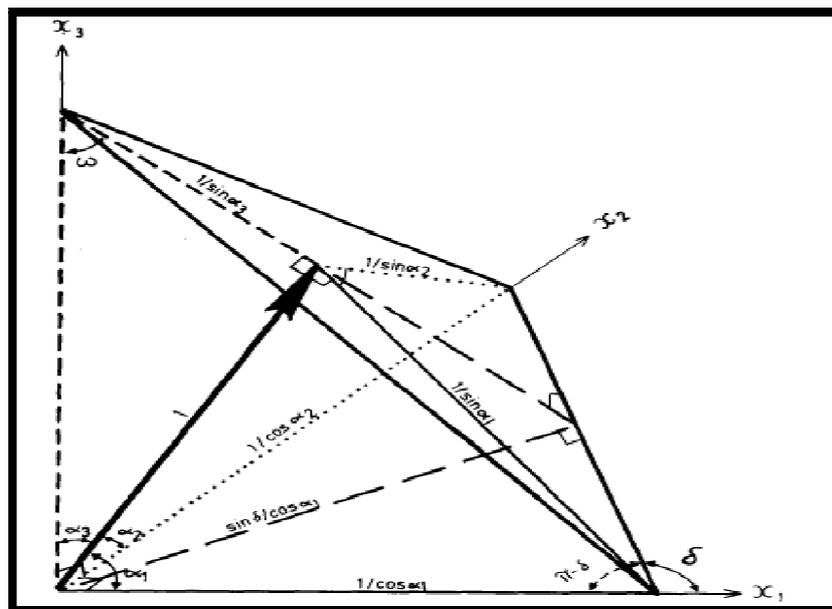


Figure 2.6 orientation de la fracture dans un repère cartésien RACHT, (1982)

On obtient les relations géométriques suivantes

$$\cos \alpha_1 = \sin \delta \times \cos \omega \quad (2.1a)$$

$$\cos \alpha_2 = -\cos \delta \times \cos \omega \quad (2.1b)$$

$$\cos \alpha_3 = \sin \omega \quad (2.1c)$$

2.5.2 Paramètres d'un réseau de fracture

Le réseau de fractures est un système contenant deux ou plusieurs fractures simples. En raison de son faible volume par rapport au volume total du domaine, la capacité de stockage du système de fracture est faible.

Les figures 2.7 et 2.8 représentent respectivement un exemple de milieux poreux et une représentation d'un réseau de fracture en 3D et 2D.

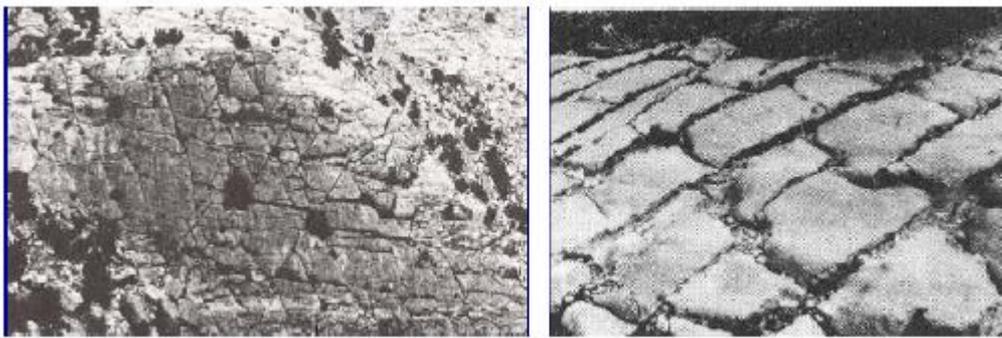


Figure 2.7 Milieux poreux naturels et fracturés

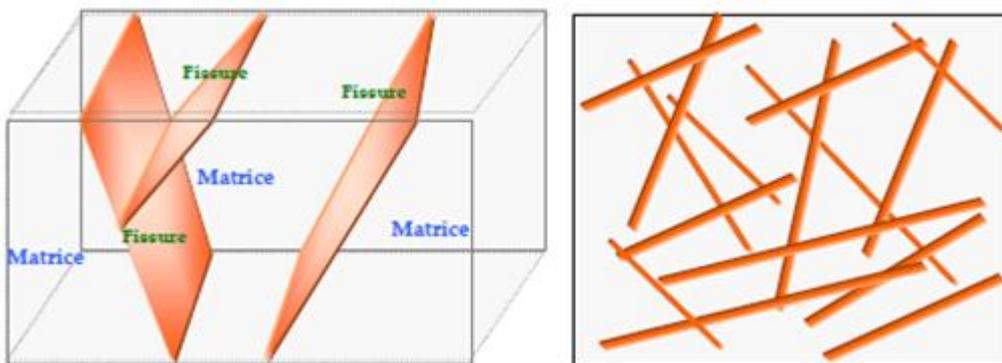


Figure 2.8 Milieux fracturés modèles 3D/2D. FAHS(2010)

La géométrie du réseau est définie comme suit :

- Nombre des fractures, N_{fr} ;

- Position des centres $(x_c^{(i)}, y_c^{(i)})$;
- Orientations des fractures, $\alpha^{(i)}$;
- Longueurs des fractures, $l^{(i)}$;
- Ouvertures des fractures $h^{(i)}$;
- Perméabilité des fractures, $K^{(i)}$;

a) Distribution des fractures

La Distribution des fractures est exprimée par un certain degré et facteur de fracturation. Ce facteur sera plus fort si il ya une intercommunication continue entre les fractures alors qu'il sera plus faible si l'intercommunication est interrompue.

À titre d'exemple deux systèmes fractures orthogonaux sont présentés dans la figure 2.9.

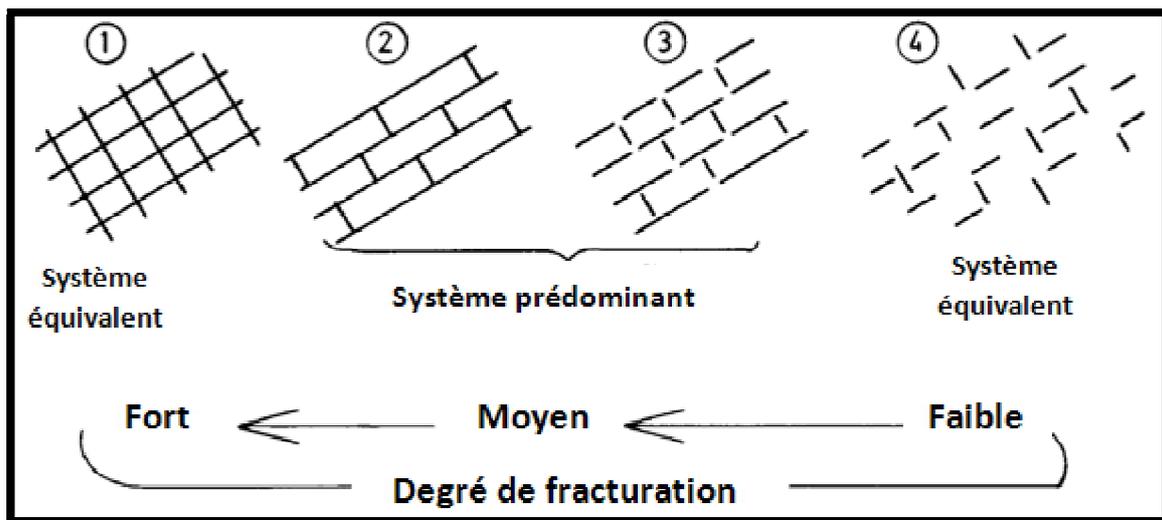


Figure 2.9 Différentes combinaisons de réseaux de fractures et leur évaluation qualitative de leur degré de fracturation Ruhland (1973)

Dans le cas 1 les densités des fractures entre les deux systèmes sont équivalentes et sont continuellement communicantes. Cela correspond à un fort degré de fracturation.

Dans les cas 2 l'un des deux systèmes est prédominant, le degré de fracturation est qualifié de moyenné.

Dans les cas 3, les deux systèmes sont partiellement interrompue, le degré de fracturation est qualifié de moyenné.

Dans le cas 4 Le réseau de fractures interrompu correspond à un faible degré de fracturation.

b) Densité des fracturations

La densité des fractures exprime le degré de fracturation des roches à travers divers rapports relatifs. Si le rapport se réfère au volume du bloc la densité de fracture est appelée *densité* volumétrique. Si le rapport se réfère à la surface ou à une longueur de la fracture la densité est appelée densité surfacique ou densité linéaire. Reiss (1966)

Les expressions analytiques de ces densités sont comme suit:

- La densité volumétrique; le rapport entre la surface des fractures S et le volume de la matrice:

$$V_{fD} = \frac{S}{V_B} \quad (2.2)$$

- densité surfacique

Le rapport entre la longueur cumulée des fractures $l = \sum_1^n l_i = n_f \times l$ et la surface de matrice S dans une section transversale d'écoulement,

$$A_{fD} = \frac{n_f \times l}{S_B} = \frac{l_T}{S_B} \quad (2.3)$$

- densité linéaire : le rapport entre le nombre (n) de fractures coupant une ligne droite (normale sur la direction que l'écoulement) et la longueur de la ligne droite:

$$L_{fD} = \frac{n_f}{L_B} \quad (2.4)$$

c) intervalle de fracture

L'Intervalle de fracture est un paramètre souvent utilisé, il représente la longueur de la matrice entre deux fractures consécutives.

d) l'intensité de la fracture

Si une analyse quantitative des fractures doit être effectuée, il est nécessaire d'associer les fractures avec la lithologie, il est donc nécessaire d'utiliser un autre paramètre, qui est l'intensité de la fracture.

Selon Ruhland (1973), ce paramètre exprime le rapport entre la fréquence des fractures (FF :entre autre, la densité lineaire) et le nombre de couches (THF),

$$FINT = \frac{FF}{THF} \quad (2.5)$$

S'il existe une seule couche, l'intensité est pratiquement similaire à la densité linéaire (équation 2.6):

$$L_{fD} = \frac{n_f}{L_B} \quad (2.6)$$

Si $FINT \leq 0.05$	une zone pratiquement fracturée	catégorie 1
Si $FINT \sim 0.1$	une zone moyennement fracturée	catégorie 2
Si $FINT = 5 - 10$	une zone forte fracturée	catégorie 3
Si $FINT = 20 - 50$	une zone très forte fracturée	catégorie 4
Si $FINT \geq 100$	une brèche	catégorie 5

2.5.3 Propriétés physiques d'un réservoir fracturé**a) POROSITÉ**

Les réservoirs fracturés sont constituées de systèmes à deux porosités; une inter-granulaire (figure 2.10) formé par les espaces vides entre les grains de la roche, et la seconde constitué par les espaces vides des fractures et les cavités (figure 2.11). VAN GOLF (1982)

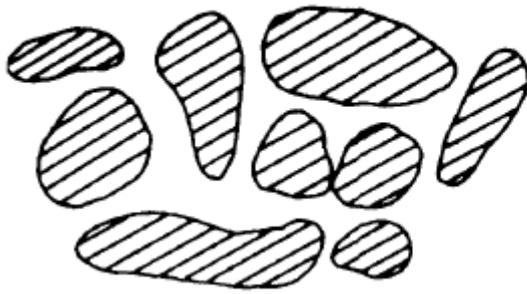


Figure 2.10 espace vide des grains consolidés

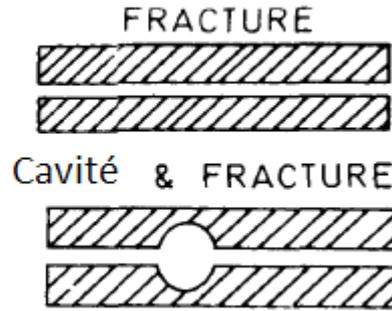


Figure 2.11 espace vide de fracture et cavité

Le premier type est appelé porosité primaire, en se référant aux grains. Le deuxième type est appelé porosité secondaire, en se référant seulement aux fractures et aux cavités.

i) Définition de la double porosité

Dans un réservoir fracturé la porosité totale (ε_t) est le résultat de la simple addition des porosités primaires et secondaires,

$$\varepsilon_t = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 \quad (2.7)$$

D'un grand nombre de mesures en laboratoire sur différents types de roches, la porosité de fracture est inférieure à la porosité matricielle.

Les deux porosités sont exprimées par les définitions conventionnelles, et sont relatifs au volume total (matrice + fractures)

$$- \quad \varepsilon_1 = \text{Volume des vide de la matrice} / \text{volume totale du bloc} \quad (2.8)$$

$$- \quad \varepsilon_2 = \text{Volume des vide de la fracture} / \text{volume totale du bloc} \quad (2.9)$$

Dans la corrélation de la porosité matricielle ε_m et la porosité de fracture ε_f le fait que la porosité matricielle se réfère uniquement à la matrice rocheuse peut être pris en considération

$$\varepsilon_m = \frac{\text{volume de vide de la matrice}}{\text{volume du bloc de la matrice}} \quad (2.10)$$

Tandis que la porosité de fracture,

$$\varepsilon_2 \approx \varepsilon_f \quad (2.11)$$

Dans ce cas, la porosité primaire, en fonction de la porosité matricielle, est exprimé par,

$$\varepsilon_1 = (1 - \varepsilon_2)\varepsilon_m \quad (2.12)$$

ii) Définition de la porosité ε_f À partir de l'analyse d'une section mince

La méthode la plus utilisée pour la mesure de la porosité dans les réservoirs classiques est celle de l'injection de fluide. En réalité, en appliquant cette méthode dans le cas de présence de fractures, on observe que le fluide s'écoule dans la matrice, mais aussi cherche à suivre le réseau de fracture, ce qui va conduire à une incertitude dans l'évaluation de la porosité de fracture. Par conséquent, l'utilisation de la méthode de mesures de section mince reste favorable, surtout si un nombre suffisant de lames minces sont disponibles.

Revenant à la densité surfacique de fracture, l'évaluation de la porosité de fracture sera exprimée par.

$$\varepsilon_f = \frac{V_{\text{vide}}}{V_{\text{Bloc}}} = \frac{V_{\text{fracture}}}{V_{\text{Bloc}}} = \frac{\text{Surface de fracture} \times \text{ouverture}}{V_{\text{Bloc}}} \quad (2.13)$$

Dans un cas simplifié présenté dans la figure 2.12, on observe qu'il ya une différence entre b l'ouverture réelle et l'ouverture mesurée b_m dans une section horizontale mince:

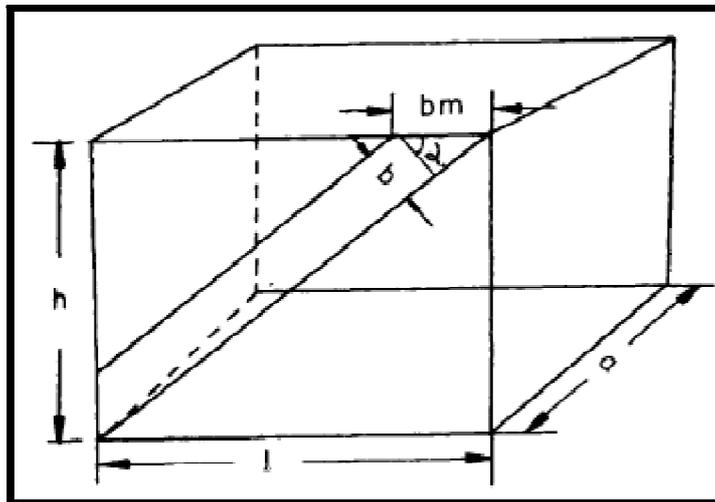


Figure 2.12 Fracture dans un bloc, simple schématisation.

$$\varepsilon_f = \frac{b_m \times \cos \alpha \times h / \cos \alpha}{Lah} = \frac{b_m}{L} = \frac{b_m \times a}{L} \quad (2.14)$$

Pour n fractures parallèlement les unes aux autres (appartenant à un système de fracture):

$$\varepsilon_f = \frac{n \times b_m \times a}{S} = b_m \times A_{fD} = b_m \frac{l_T}{S} \quad (2.15)$$

Une valeur plus précise de la porosité se traduira par un plus grand nombre de sections minces.

b) PERMÉABILITÉ

Les bases de la perméabilité établies dans le cas d'un réservoir classique restent valables dans le cas d'un réservoir fracturé. Mais en présence de deux systèmes (matrice et les fractures), la perméabilité peut être redéfini comme la perméabilité de matrice, perméabilité de fracture ou alors perméabilité du système (fracture-matrice)

Cette redéfinition de la perméabilité peut créer une certaine confusion, en particulier concernant la perméabilité de fracture, qui peut être interprétée comme la perméabilité de fracture simple ou comme la perméabilité du réseau de fracture, Par conséquent, les diverses expressions de la perméabilité seront examinées et discutées en détail.

i) La perméabilité de fracture intrinsèque, K_{ff}

La perméabilité de fracture intrinsèque est associée à la conductivité mesurée pendant l'écoulement du fluide à travers une fracture simple ou à travers un réseau de fractures, qui est indépendante de la roche environnante (matrice). C'est, en fait, la conductivité d'un seul canal (fracture) ou d'un groupe de canaux (réseau de fractures). VAN GOLF (1982)

Dans le cas simplifié d'un bloc, où la fracture est parallèle à la direction d'écoulement (figure 2.13, fracture 1), le débit à travers la fracture est donnée par,

$$q_f = a \times b \times \frac{b^2}{12\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l} = a \frac{b^3}{12\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l} \quad (2.16)$$

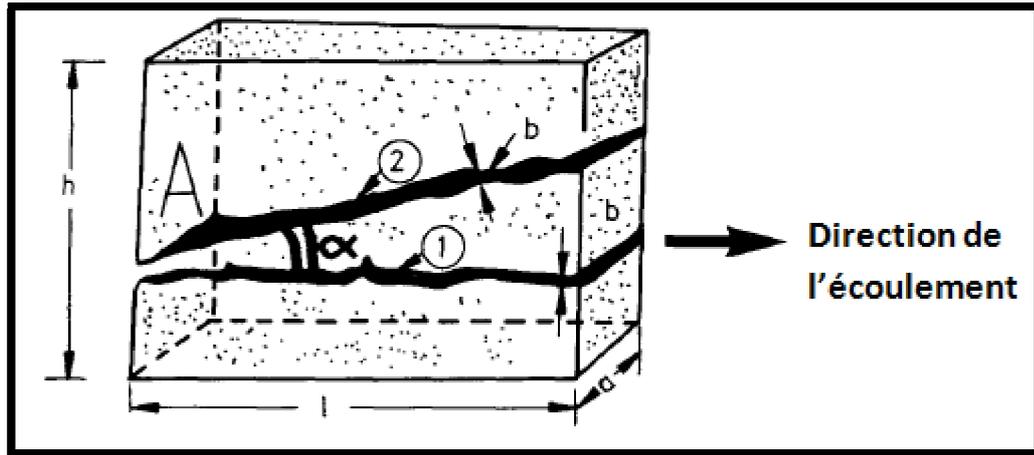


Figure 2.13 bloc matriciel contenant une fracture simple. Fracture 1 ($\alpha=0$). Fracture 2 ($\alpha\neq 0$)

Si la fraction forme un angle avec la direction du flux (figure 2.13, la fracture 2), la fracture sera projetée sur la direction du flux:

$$q_f = a b \times \frac{b^2 \cos^2 \alpha}{12\mu} \times \frac{\Delta P}{l} \quad (2.17)$$

D'autre part, basée sur le concept de Darcy, si on se limite à la section transversale d'écoulement $A = axb$, le débit est exprimé par,

$$q = A \frac{K_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} = ab \times \frac{K_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} \quad (2.18)$$

La comparaison de l'équation 2.17 avec 2.18 va donner,

$$K_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos^2 \alpha \quad (2.19)$$

Pour un système de fractures ayant « n » fractures d'orientation similaire, la perméabilité intrinsèque est exprimé par,

$$K_{ff} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} [\sum_1^n b_i^2] \quad (2.20)$$

ii) La perméabilité de fracture Conventionnelle K_f

La perméabilité de fracture intrinsèque, comme discuté ci-dessus, ne tient pas compte du volume de roche associé à la fracture simple ou au réseau des fractures; par contre, la perméabilité de fracture conventionnelle (basée sur la définition classique de Darcy) la fracture et la roche associée forment une unité hydrodynamique. Cela signifie que la section d'écoulement, si on se réfère à la figure 2.13, n'est pas exprimé par la section $A = ab$, mais plutôt par, $A_B = ah$

Et donc

$$q = A_B \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{l} = ah \times \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{l} \quad (2.21)$$

Si les équations 2.21 et 2.16 sont comparées, et que le résultat sera ensuite appliqué à l'équation 2.18, l'expression suivante sera obtenue :

$$K_f = K_{ff} \frac{ab}{ah} = K_{ff} \frac{b}{h} \quad (2.22)$$

c) La perméabilité du système fracture-matrice.

La perméabilité d'un système de fracture-matrice peut être représentée par la simple addition des perméabilités K_m de matrice, et celle des fractures K_f ,

$$K_t = K_m + K_f \quad (2.23)$$

Si l'équation 2.23 se réfère au bloc décrit dans la figure 2.13, où les perméabilités spécifiques de matrice et de fracture ont été discutées, il est évident que la perméabilité totale dépendra de la direction du flux. Tout changement dans la direction du flux va changer la valeur de K_f , puisque K_f dépend de la relation entre la fracture et les directions d'écoulement.

d) La perméabilité dans des modèles simplifiés

Un modèle équivalent géométrique peut être obtenu en simulant les caractéristiques des fractures et de leur géométrie, soit dans le cas d'une fracture simple, ou alors dans le cas d'un réseau de fractures. Cette procédure permet la transformation des résultats obtenus à partir des essais de puits ou d'analyse de base dans ce qu'on appelle un modèle de réservoir fracturé idéalisée.

e) dans le cas d'une fracture simple

Si la fracture simple est semblable à la fracture 1 du modèle représenté dans la figure 2.13, la porosité peut être exprimé par,

$$\varepsilon_f = \frac{a \times L \times b}{a \times L \times h} = \frac{b}{h} \quad (2.24)$$

Ce qui, combiné avec l'équation 2.22, donnera,

$$K_f = \frac{b^3}{12 h} = \frac{b^2}{12} \Phi_f = K_{ff} \times \Phi_f \quad (2.25)$$

La porosité et l'ouverture de fracture associée à la perméabilité sera dérivée de l'équation 2.25:

$$\varepsilon_f = \frac{b}{h} = \frac{12 K_f}{b^2} \quad (2.26)$$

$$b = \sqrt[3]{12hK_f} = \sqrt{12K_f/\varepsilon_f} \quad (2.27)$$

f) Dans le cas d'un réseau de fractures.

Le modèle du réseau de fractures est formé par des tranches parallèles de la matrice, qui s'alternent régulièrement avec des intervalles, et donc le débit est considéré comme parallèle à la fracture. Cette idéalisation va permettre la simulation des résultats sur le terrain grâce à un modèle de flux de plus simple.

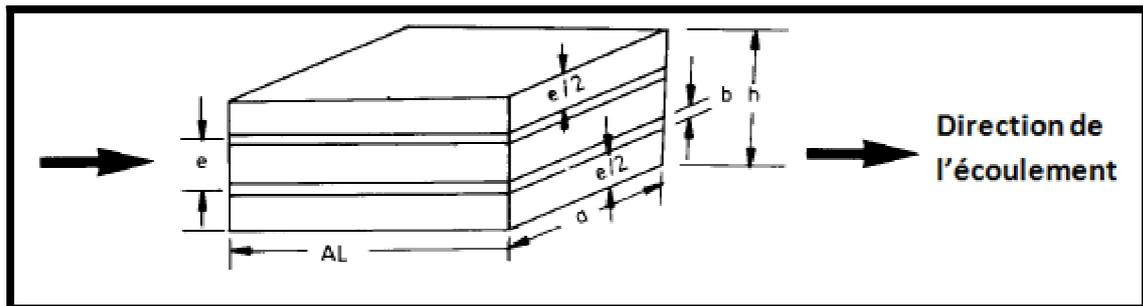


Figure 2.14 couche multi fracture. Fracture et couches en parallèle

L'écoulement d'un fluide à travers « n » fractures comme dans la figure 2.14 peut être exprimée par,

$$q_f = n \times \text{écoulement à travers une seule fracture} \quad (2.28)$$

Ou

$$q_f = n \times ab \times \frac{K_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} = na \frac{b^3}{12\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} \quad (2.29)$$

Le débit à travers N fractures, basé sur la loi de Darcy, est exprimée par

$$q_f = S \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} = ah \times \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} \quad (2.30)$$

Dans la continuité, l'analogie entre les équations 2.30 et 2.29 va donner :

$$K_f = \frac{nab^3}{12S} = A_{fD} \times \frac{b^3}{12S} = \Phi_f b^2 / 12 \quad (2.31)$$

or

$$K_f = \frac{nab^3}{12ah} = L_{fD} \times \frac{b^3}{12} = A_{fD} b K_{ff} \quad (2.32)$$

Puisque les densités surfaciques et linéaires de fracture sont, respectivement,

$$A_{fD} = \frac{n \times a}{S} = \frac{l_T}{S} = \frac{n \times a}{h \times a} = \frac{n}{h} = L_{fD} \quad (2.33)$$

Et

$$\Phi_f = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = A_{fD} \times b \quad (2.34)$$

D'autres relations entre la perméabilité, la porosité, la densité de fractures et l'ouverture de fracture en moyenne, peut être exprimé par:

$$\varepsilon_f = \frac{nab \times l}{S \times L} = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = \frac{nb}{h} = A_{fD} \times b = L_{fD} \times b \quad (2.35a)$$

$$K_f = \varepsilon_f \frac{b^2}{12} = K_{ff} \times b \times A_{fD} = K_{ff} \times b \times L_{fD} \quad (2.35b)$$

$$b = \sqrt{12K_f / \varepsilon_f} = \sqrt[3]{12K_f / A_{fD}} = \sqrt[3]{12K_f / L_{fD}} \quad (2.35c)$$

$$\varepsilon_f = \frac{12K_f}{b^2} = \sqrt[3]{12K_f A_{fD}^2} \quad (2.35d)$$

2.5.4 Perméabilité relative dans un réservoir fracturé.

L'évaluation des courbes de perméabilité relative dans un réservoir classique est beaucoup plus simple que celle dans un réservoir fracturé, où la fracture entre les deux unités de la matrice développe une discontinuité de l'écoulement multiphasique.

Les paramètres physiques des fluides et des roches qui peuvent influencer l'écoulement dans un milieu fracturé sont: la densité, la viscosité, la tension interfaciale, la mouillabilité, la largeur de fracture, la rugosité des parois de la fracture et leur profondeur.

2.5.5 Perméabilité relative et hétérogénéité

Le comportement de perméabilité relative en fonction de l'hétérogénéité peut être utilisé comme une approche de base dans un réservoir fracturé Huppler (1970), Brandner (1975), Erlich (1971)

La présence de fracture a une influence significative sur la détermination des courbes de la perméabilité relative

La figure (2.15) représente deux cas, le premier (a) l'orientation de la fracture n'est pas dans le sens de l'écoulement, alors que dans le cas (b) elle l'est

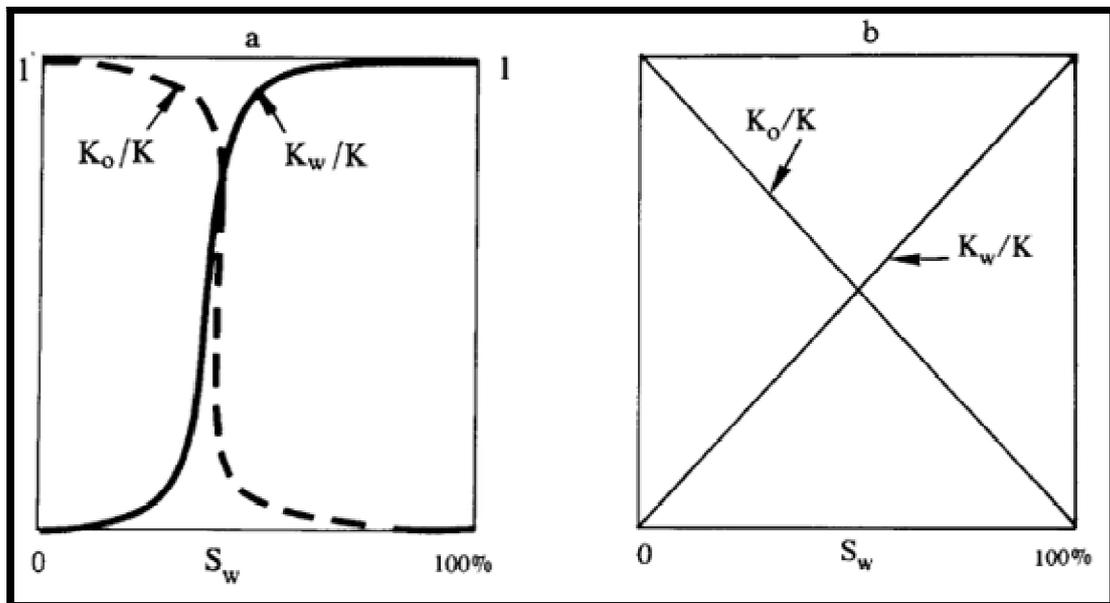


Figure 2.15 - courbes de perméabilité relative. (a) l'orientation de la fracture n'est différente de celle de l'écoulement, (b) l'orientation de la fracture dans le sens de l'écoulement.

On observe bien qu'il ya une influence considérable des fractures et de leur orientation

a) Expérience de (Romm 1966)

Une autre approche de la perméabilité relative dans un écoulement diphasique a été réalisée grâce à un modèle simplifié (Romm) formée de 10 à 20 fractures parallèles. La saturation et la perméabilité on été mesurée à partir des débits d'écoulement des deux fluides, l'eau et le kérosène. Les résultats obtenus montrent la même tendance linéaire, K_f fonction de la saturation.(voir figure 2.16)

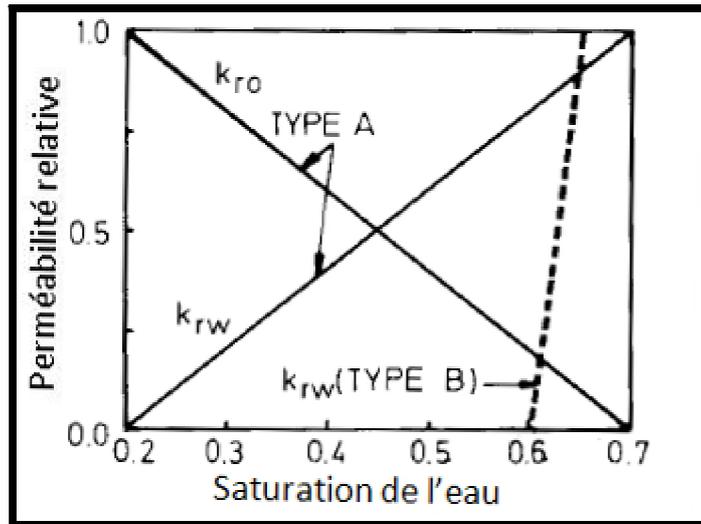


Figure 2.16 courbes de perméabilité relative (expérience de(Romm 1966))

Le résultat doit être considéré comme une valeur limitée, car le comportement de l'écoulement diphasique dans les fractures ne peut pas être réduit aux résultats d'une fracture simple. L'interconnexion des fractures peut complètement modifier les caractéristiques d'écoulement.

b) Modèle de Prey (1973)

D'autres expériences effectuées par **Prey** 1973. La perméabilité relative a été obtenue à partir des débits Q_o , et Q_w par des équations théoriques:

$$K_{ro} = \frac{12 Q_o \mu_o L_f}{a b^3 \Delta P_o} \quad (2.36)$$

$$K_{rw} = \frac{12 Q_w \mu_w L_f}{a b^3 \Delta P_w} \quad (2.37)$$

c) Expérience de Merill 1973

Les expériences des écoulements diphasiques ont également été réalisées par Merill dans des plaques de verre parallèles, où le saumure (une solution aqueuse d'un sel, généralement de chlorure de sodium) et des hydrocarbures ont été injectés. Basé sur une analyse théorique et résultats expérimentaux, Merill a recommandé une relation entre le de gradient de pression total $\Delta P/\Delta l$ et le gradient de pression phasique $\Delta P/L_f$,

$$\frac{\Delta P}{l} = \frac{12 \mu_w}{b^2} \left(V_{sw} + V_{so} \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) + \frac{\Delta P_i}{L_f} \quad (2.38)$$

d'où la perméabilité relative de la phase i (huile ou eau) devient

$$K_{ri}^{(i)} = \frac{12 Q_i \mu_i}{ab^3 [12 \mu_w (Q_w + Q_o \mu_o / \mu_w) / ab^3 + \Delta P_i / L_f]} \quad (2.39)$$

Le processus d'écoulement diphasique dans le réseau de fractures doit encore être étudiée afin de trouver une réponse à un certain nombre de problèmes tels que:

- le concept de perméabilité relative peut être étendue au réseau de fracture?
- Quelle peut être la relation entre l'ouverture et la fracture de la force minimale glisser pour déplacer ces gouttes?
- Quel est le comportement de ces gouttes dans les fractures horizontales par rapport aux fractures verticales?

Le bilan matières dans un réservoir fracturé dépend en grande partie de l'échange de liquides dans le système matrice-fracture, et donc, de nouveaux concepts sont attendus à partir de futures recherches, dans ce domaine.

2.6 Fracturation induite (causée)

Beaucoup de formations ne contiennent que peu ou pas de fractures naturelles, et doivent être donc être artificiellement fracturées pour optimiser la production.

Il y a deux raisons fondamentales pour effectuer une fracturation artificielle d'un puits ; la première est pour optimiser la production, soit en augmentant la surface effective du trou de forage, soit en augmentant la perméabilité moyenne de la formation. La deuxième Pour contourner des zones peu ou pas perméable

Il y'a plusieurs façons pour former des fractures artificiellement induites ; parmi elles :

2.6.1 Fracturation par explosive (shooting)

Des Charges explosives déclenchées dans la roche génèrent un système de fractures autour du point d'allumage. (Figures 2.17). L'intensité de fracturation ainsi que la distance de propagation des fractures sont liées à l'énergie totale de l'explosion.

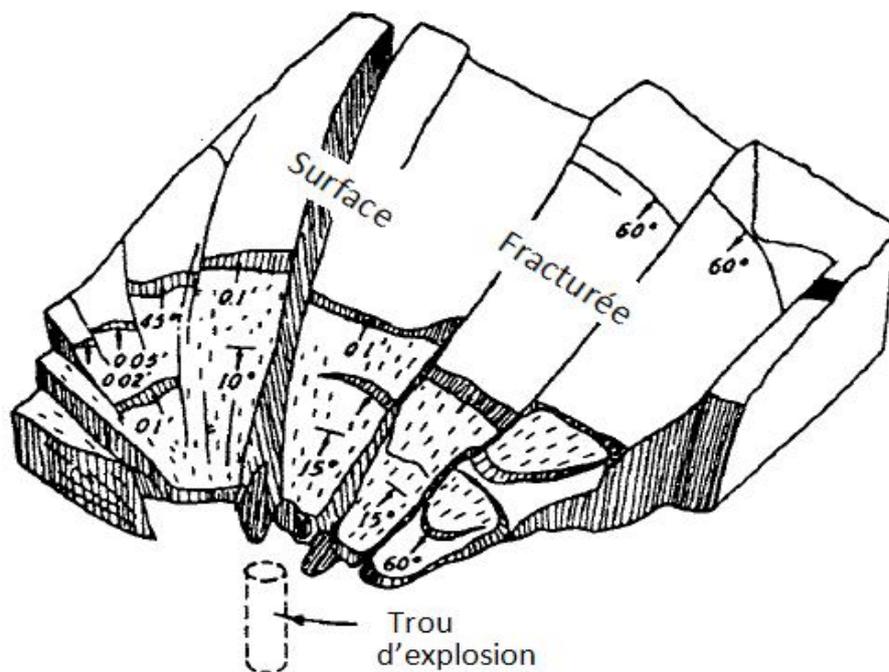


Figure 2.17 Représentation d'une fracturation par explosive Nelson (2001)

2.6.2 Fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique crée de petites fracturations ou fissures dans la formation de shale profonde (figure 2.18). Ces dernières forment les voies de passage du gaz naturel vers le puits. Le shale est moins perméable que le béton, le gaz contenu dans le shale ne s'écoule pas de façon efficace à moins qu'il contienne ces fracturations créées de façon naturelle ou artificiellement. La procédure implique le pompage à haute pression d'eau, de sable et d'additifs dans le shale. Ce mélange appelé fluide de fracturation est composé à plus de 99 %

d'eau et de sable et d'une faible concentration d'additifs. Les additifs servent principalement à réduire la tension superficielle de l'eau et à transporter le sable. Une fois que les fracturations ont été créées, le sable aide à les soutenir ou à les garder ouvertes afin que le gaz naturel puisse passer pour se rendre au puits.

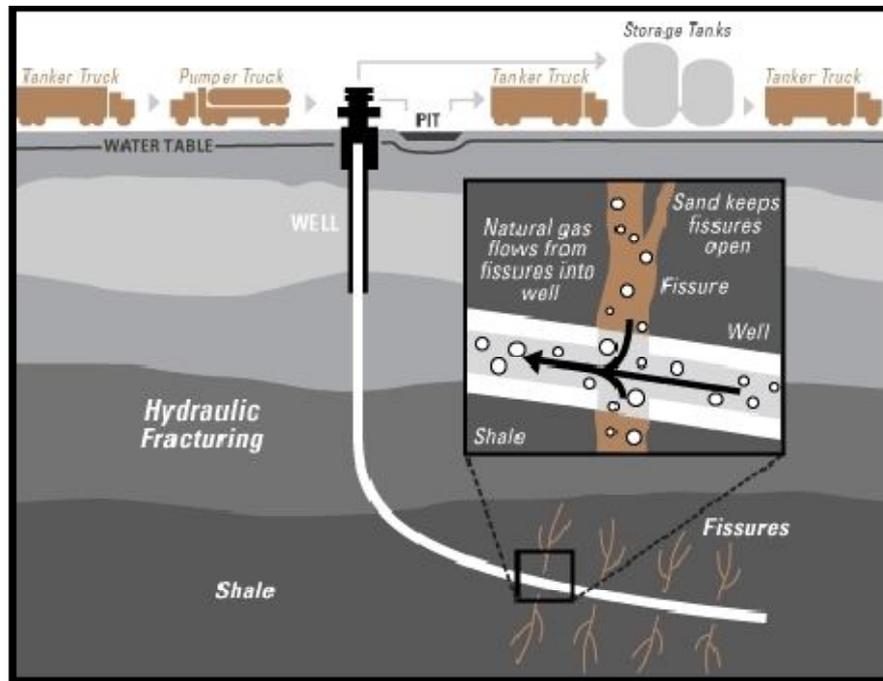


Figure 2.18 Schéma technique d'une fracturation hydraulique (Parfitt ; 2010)

Cette technique a récemment rendu accessible des ressources autrefois soit inaccessibles, ou bien exploitables qu'à des coûts exorbitants. Néanmoins elle représente des dangers irréversibles, notamment La pollution des nappes phréatiques qui contamine l'eau potable contenue dans ces nappes

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé tenté de mettre la lumière sur le concept de fracture dans les milieux poreux en donnant des définitions des paramètres et propriétés liés à ce domaine afin de marquer la différence entre le cas où il y a présence de fracture et le cas où il n'y a pas de fracture

Dans le chapitre suivant, nous allons présenter les différents modèles mathématiques utilisés dans ce domaine.

Chapitre 3

Modèles des écoulements dans les milieux poreux et fracturés

3.1 Introduction

Les écoulements en milieu poreux est un sujet important, dans ce chapitre nous allons tenter de mettre la lumière sur les modèles utilisés pour décrire ses écoulements.

On peut distinguer deux cas

- Milieu poreux sans présence de fractures : les modèles les plus utilisés sont, le modèle à écoulements séparés, appelés aussi modèle phasique, et le modèle homogène à deux phases.

- Milieux poreux avec présence de fractures : Il existe trois modèles principaux; Modèle discrets, Modèle Equivalent Continuum et le modèle hybride.

3.2 Modèles sans présence de fracture :

Afin de décrire les écoulements diphasiques dans les milieux poreux, plusieurs auteurs font référence au modèle à mélange pour le traitement de ce type de problème. Bowen (1976) à élaboré un modèle dit homogène classique à deux ou plusieurs composants, ceci en considérant des propriétés physique moyennées des fractions constituants le mélange. En adoptant ce modèle, nous considérons que l'équilibre thermique local entre phases est établi, mais également, elles évoluent à une même vitesse. Dans ce cas, les méthodes d'analyses monophasiques sont utilisées.

D'autres auteurs approchent les écoulements multiphasiques par des modèles à écoulements séparés Scheidegger (1974), Kaviany (1995), appelés aussi modèles phasiques. Les fluides sont considérés comme distincts par leurs propriétés thermo-physiques et leurs vitesses de filtration. Mathématiquement, le phénomène est décrit par des équations phasiques en tenant en considération les interactions ayants lieu à l'interface séparant les fluides. Certains auteurs tels que Wang et Beckermann (1993) ont tenté de construire un modèle tirant profit de la rigueur du modèle phasique et de la simplicité du modèle homogène.

3.2.1. Modèle à écoulements séparés

a) Equation de mouvement :

Le comportement de tout écoulement dans un milieu poreux est décrit par la loi de Darcy.

L'équation de Darcy diphasique généralisée est une extension du cas monophasique en tenant compte de l'influence de la seconde phase introduite dans le coefficient de filtration K_i tel que $K_i = K \cdot K_{r_i}$. Le coefficient K_{r_i} représente la perméabilité relative à la phase i .

$$\vec{v}_i = \frac{K_i}{\mu_i} (\vec{\nabla} P^i - \rho_i \cdot \vec{g}) \quad (3.1)$$

Bear et Bensabat (1989) introduisent dans l'équation de Darcy l'effet du *gradient de la tension superficielle* qui peut affecter le mouvement de l'interface fluide. Ils écrivent alors :

$$\vec{v}_i = \frac{K_i}{\mu_i} (\vec{\nabla} P^i - \rho_i \cdot \vec{g}) + K_{ij} \cdot \vec{v}_i + K_{i\Delta\sigma} \cdot \nabla \sigma \quad (3.2)$$

Tel que $K_{i\Delta\sigma}$ coefficient dépendant de la viscosité, la saturation ainsi que d'autres paramètres géométriques. K_{ij} étant des coefficients tenant compte des effets de glissement de l'interface fluide / fluide.

Plus de détails sur la loi de Darcy sont représentés en annexe 2

b) Equation de l'énergie :

Le modèle phasique repose sur l'expression des bilans énergétiques des trois phases : solide liquide, et gaz par une formulation à trois équations

Pour les trois phases (solide, liquide gaz)

$$(\rho c_p)_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = K_s \nabla^2 T_s + \dot{s}_s, \quad (3.3)$$

$$(\rho c_p)_\ell \left(\frac{\partial T_\ell}{\partial t} + u_\ell \cdot \nabla T_\ell \right) = K_\ell \nabla^2 T_\ell + \dot{s}_\ell, \quad (3.4)$$

$$(\rho c_p)_g \left(\frac{\partial T_g}{\partial t} + u_g \cdot \nabla T_g \right) = K_g \nabla^2 T_g - \nabla \cdot \sum_{i=1}^{n_r} \rho_{ig} i_{ig} u_{ig} + \dot{s}_g, \quad (3.5)$$

Nous avons une phase gazeuse à plusieurs composants, tandis que les phases liquides et solides sont supposées avoir des concentrations constantes et uniformes.

La capacité thermique de la phase gazeuse est :

$$(c_p)_g = \sum_{i=1}^{n_r} \frac{\rho_{ig}(c_p)_{ig}}{\rho_g} \quad (3.6)$$

On fait une prise de moyenne dans un volume élémentaire représentatif

Pour la phase solide

$$(1 - \varepsilon)(\rho c_p)_s \frac{\partial \langle T \rangle^s}{\partial t} = K_s \nabla \cdot [\nabla(1 - \varepsilon)\langle T \rangle^s + \frac{1}{V} \int_{A_{sl}} T_s n_{sl} dA + \frac{1}{V} \int_{A_{sg}} T_s n_{sg} dA] + \frac{K_s}{V} (\int_{A_{sl}} \nabla T_s n_{sl} dA + \int_{A_{sg}} \nabla T_s n_{sg} dA) + \langle \dot{s}_s \rangle \quad (3.7)$$

Pour la phase liquide

$$\varepsilon s (\rho c_p)_\ell \frac{\partial \langle T \rangle^\ell}{\partial t} + (\rho c_p)_\ell \langle u_\ell \rangle \cdot \nabla \langle T \rangle^\ell + (\rho c_p)_\ell \nabla \cdot \langle u'_\ell T'_\ell \rangle + \frac{(\rho c_p)_\ell}{V} \int_{A_{sl}} T'_\ell (u_\ell - w) n_{\ell g} dA = K_\ell \nabla \cdot (\nabla \varepsilon s \langle T \rangle^\ell + \frac{1}{V} \int_{A_{ls}} T_\ell n_{\ell s} dA + \frac{1}{V} \int_{A_{lg}} T_\ell n_{\ell g} dA) + \frac{K_s}{V} (\int_{A_{ls}} \nabla T_\ell n_{\ell s} dA + \int_{A_{lg}} \nabla T_\ell n_{\ell g} dA) + \langle \dot{s}_\ell \rangle \quad (3.8)$$

Pour la phase gazeuse

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{n_r} \langle \rho_{ig} \rangle (c_p)_{ig} \frac{\partial \langle T \rangle^g}{\partial t} + \sum_{i=1}^{n_r} (c_p)_{ig} \langle \rho_{ig} u_{ig} \rangle \cdot \nabla \langle T \rangle^g \frac{\partial \langle T \rangle^g}{\partial t} + \nabla \cdot \sum_{i=1}^{n_r} (c_p)_{ig} \langle \rho'_{ig} u'_{ig} T'_g \rangle \\ & + \frac{1}{V} \int_{A_{lg}} \sum_{i=1}^{n_r} (\rho c_p)_{ig} T'_g (u_{ig} - w) n_{g\ell} dA + \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^{n_r} (c_p)_{ig} \langle \rho'_{ig} T'_g \rangle \\ & = K_g \nabla \cdot [\nabla \varepsilon (1 - s) \langle T \rangle^g + \frac{1}{V} \int_{A_{gs}} T_g n_{gs} dA + \frac{1}{V} \int_{A_{g\ell}} T_g n_{g\ell} dA] \\ & + \frac{K_s}{V} (\int_{A_{gs}} \nabla T_g n_{gs} dA + \int_{A_{g\ell}} \nabla T_g n_{g\ell} dA) + \langle \dot{s}_g \rangle \end{aligned} \quad (3.9)$$

Selon Kaviany(1995), la complexité de ces trois équations nécessite certaines considérations afin de pouvoir les résoudre. La considération clé est l'hypothèse de l'équilibre thermique entre les trois phases $T_s = T_\ell = T_g$

Cette hypothèse nous permet de ramener le problème thermique en un système à une seule équation.

Le résultat est :

$$(1 - \varepsilon)(\rho c_p)_s + \varepsilon s(\rho c_p)_\ell + \varepsilon(1 - s)\langle \rho \rangle^g c_{pg} \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial t} + [(\rho c_p)_\ell \langle u_\ell \rangle + (\rho c_p)_g \langle u_g \rangle] \cdot \nabla \langle T \rangle + \Delta i_{\ell g} \langle \dot{n} \rangle = \nabla \cdot [\mathbf{K}_e + (\rho c_p)_\ell \mathbf{D}^d] \cdot \nabla \langle T \rangle + \langle \dot{s} \rangle \quad (3.10)$$

Nous définissons le tenseur de conductivité efficace pour l'écoulement diphasique en milieu poreux comme

$$\mathbf{K}_e \equiv [k_\ell \varepsilon s + k_g \varepsilon(1 - s) + k_s(1 - \varepsilon)] \mathbf{I} + \frac{k_s - k_\ell}{V} \int_{A_{s\ell}} n_{s\ell} b_s dA + \frac{k_\ell - k_g}{V} \int_{A_{\ell g}} n_{\ell g} b_\ell dA + \frac{k_g - k_s}{V} \int_{A_{gs}} n_{gs} b_g dA \quad (3.11)$$

Aussi, nous définissons le tenseur de dispersion pour les écoulements diphasiques en milieu poreux comme

$$(\rho c_p)_\ell \mathbf{D}^d = -(\rho c_p)_\ell \langle u'_\ell b_\ell \rangle - (\rho c_p)_g \langle u'_g b_g \rangle \quad (3.12)$$

Le tenseur de conductivité total \mathbf{D} est défini comme :

$$\mathbf{D} = \frac{\mathbf{k}_e}{(\rho c_p)_\ell} + \mathbf{D}^d \quad (3.13)$$

3.2.2. Modèle homogène à deux phases

Pour ce modèle Les équations de conservation sont dérivées du modèle séparé classique sans faire appel à des hypothèses supplémentaires. Cette formulation, en raison de la réduction considérable du nombre des équations différentielles, offre une alternative pour les analyses théoriques et les simulations numériques des phénomènes de transport à deux phases dans les milieux poreux. Plusieurs problèmes complexes notamment dans les interfaces, deviennent plus traitables dans le cadre de cette nouvelle formulation. Cependant, les phénomènes ayant lieu à l'interface ne sont pas omises. La densité et la viscosité du mélange ainsi que sa vitesse seront définies en fonction de la saturation en phase mouillante $\mathbf{S}_l = \mathbf{S}$

La densité et la vitesse du mélange sont définies comme suit :

$$\rho = \rho_l s + \rho_v (1 - s) \quad (3.14)$$

$$\rho \mathbf{u} = \rho_l \mathbf{u}_l + \rho_v \mathbf{u}_v \quad (3.15)$$

Où S est la saturation en phase mouillante et \mathbf{u} la vitesse de Darcy

La spécification de la pression de mélange est plus complexe en raison de la différence entre les pressions du liquide et du gaz en raison des forces capillaires. Cette difficulté est surmontée en utilisant la pression modifiée de Chavent (1976). Soit :

$$v(\mathbf{s}) = \frac{1}{\frac{k_{rl}(\mathbf{s})}{v_l} + \frac{k_{rv}(\mathbf{s})}{v_v}} \quad (3.16)$$

Représente la viscosité cinématique du mélange diphasique

Ou :

$$\lambda_l(\mathbf{s}) \equiv \lambda(\mathbf{s}) = v(\mathbf{s}) k_{rl}(\mathbf{s}) / v_l \quad (3.17)$$

Et

$$\lambda_v(\mathbf{s}) \equiv 1 - \lambda(\mathbf{s}) = v(\mathbf{s}) k_{rv}(\mathbf{s}) / v_v \quad (3.18)$$

Sont Les mobilités relatives à chaque phase

La pression du mélange est alors définie selon Chavent (1976) :

$$p = \frac{p_l + p_v}{2} + \frac{1}{2} \int_0^{p_c} [\lambda_v(\xi) - \lambda_l(\xi)] d\xi \quad (3.19)$$

Les indices L et V désignent les phases liquides et vapeur, respectivement ; Le terme v représente la viscosité cinématique, Kr , est la perméabilité relative définie dans le modèle à écoulements séparés, et P_c , la pression capillaire,

Lorsque la force capillaire est négligeable $p = p_l = p_v$. En outre, comme la saturation du liquide.

Après avoir défini les propriétés du mélange, nous allons maintenant formuler les équations de conservation pour un tel mélange. Pour ce faire on utilise les équations qui sont directement tirées du modèle à écoulements séparés.

Comme présenté par Scheidegger (1974) ou Bear (1972) les formes des équations gouvernant un écoulement diphasique, incompressible et immiscible à travers un milieu poreux

(1) Les équations exprimant le principe de conservation de la masse pour les deux phases: sont :

$$\rho_l \left[\varepsilon \frac{\partial s}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{u}_l \right] = \dot{m}_l \quad (3.20)$$

$$\rho_v \left[\varepsilon \frac{\partial (1-s)}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{u}_v \right] = \dot{m}_v \quad (3.21)$$

Où

ε est la porosité du milieu poreux

\dot{m}_l et \dot{m}_v Sont les débits massique pour le deux phases

En l'absence de toute source de masse externe

$$\dot{m}_l + \dot{m}_v = 0 \quad (3.22)$$

(2) Le modèle d'écoulement de Darcy, reflétant la relation entre les vitesses d'écoulement et les pressions de chaque phase:

$$\vec{u}_l = -K \frac{k_{rl}}{\mu_l} (\vec{\nabla} p_l - \rho_l \vec{g}) \quad (3.23)$$

$$\vec{u}_v = -K \frac{k_{rv}}{\mu_v} (\vec{\nabla} p_v - \rho_v \vec{g}) \quad (3.24)$$

K Est la perméabilité absolue du milieu poreux et k_r , la perméabilité relative à chaque phase.

(3) La définition de la pression capillaire, p_c entre deux phases:

$$p_c = p_v - p_l \quad (3.25)$$

a) **Conservation de masse** L'équation de conservation de la masse pour le mélange diphasique peut être facilement obtenue par addition des équations de conservation de phase (3.20) et (3.21).en tenant compte de l'équation (3.22).Par conséquent,

$$\varepsilon \frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u}) = 0 \quad (3.26)$$

b) Conservation de mouvement

Le développement des équations de conservation de mouvement pour le mélange nécessite certaines manipulations algébriques. Premièrement. Les équations de mouvement, équations (3.23) et (3.24), les deux phases sont multipliées par leurs densités respectives, ensuite on fait la sommation des équations obtenues, on aura

$$\rho \vec{u} = -\frac{K}{v(s)} [(\lambda_l \vec{\nabla} p_l + \lambda_v \vec{\nabla} p_v) - (\lambda_l \rho_l + \lambda_v \rho_v) \vec{g}] \quad (3.27)$$

En suite, pour définir les caractéristiques individuelles de chaque phase on utilise les équations suivantes une fois l'équation du mélange résolue.

$$\rho_l \vec{u}_l = \lambda \rho \vec{u} + \mathbf{j} \quad (3.28)$$

$$\rho_v \vec{u}_v = (1 - \lambda) \rho \vec{u} - \mathbf{j} \quad (3.29)$$

Avec \mathbf{j} , appelé le flux massique totale

$$\mathbf{j} = -D(s) \vec{\nabla} s + f(s) \frac{K \Delta \rho}{v_v} \vec{g} \quad (3.30)$$

Ou $D(s)$ est appelé coefficient de diffusion capillaire

$$D(s) = \frac{K}{v(s)} \lambda (1 - \lambda) \cdot [-p'_c(s)] \quad (3.31)$$

La fonction $f(s)$ est définie comme suit

$$f(s) = k_{rl}(s) \lambda(s) \quad (3.32)$$

Et p'_c est la dérivée de la pression capillaire attributions à l'égard de la saturation du liquide.

c) Conservation de l'énergie

De façon identique au modèle phasique, les équations de conservation de l'énergie pour chaque phase (solide, liquide et gaz) sont combinées en tenant compte de l'hypothèse de l'équilibre thermique locale Cheng (1978). Ainsi

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \varepsilon)\rho_s h_s + \varepsilon s \rho_l h_l + \varepsilon(1 - s)\rho_v h_v] + \nabla \cdot (\rho_l u_l h_l + \rho_v u_v h_v) = \nabla \cdot (k_{\text{eff}} \nabla T) + \dot{Q} \quad (3.33)$$

Où k_{eff} est la conductivité thermique effective du système combiné en trois phases,

ET \dot{Q} Est une source de chaleur volumétrique.

Les enthalpies de l'équation (3.33) sont liés à la température de selon les équations suivantes

$$h_s = c_s T + h_s^0 \quad (3.34a)$$

$$h_l = c_l T \quad (3.34b)$$

$$h_v = c_v T + [(c_l - c_v)T_{\text{sat}} + h_{\text{fg}}] \quad (3.34c)$$

Avec l'hypothèse que $h|_{T=0} = 0$ et $(h_v - h_l)|_{T=T_{\text{sat}}} = h_{\text{fg}}$

En posant les variables suivantes :

$$h_k = h_l \lambda + h_v (1 - \lambda) \quad (3.35)$$

$$\rho h = \rho_l s h_l + \rho_v (1 - s) h_v \quad (3.36)$$

$$c_k = c_l \lambda + c_v (1 - \lambda) \quad (3.37)$$

$$\rho c = \rho_l s c_l + \rho_v (1 - s) c_v \quad (3.38)$$

L'équation (3.33) peut être écrite comme suit :

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \varepsilon)\rho_s h_s + \varepsilon \rho h] + \vec{\nabla} \cdot (\rho u h_k) = \vec{\nabla} \cdot (k_{\text{eff}} \nabla T) + \vec{\nabla} \cdot [(h_v - h_l) \mathbf{j}] + \dot{Q} \quad (3.39)$$

La signification physique de tous les termes figurant dans l'équation (3.39) est tous à fait clair. Nous pouvons aisément l'identifier à une équation de transfert de chaleur monophasique classique à plusieurs constituants dans un espace poreux.

Néanmoins. Plusieurs points particuliers et saillants méritent d'être décrits. Tout d'abord, l'équation (3.39) est une équation de propriétés variables, dans lequel toutes les propriétés physiques sont fortement dépendantes de la saturation du liquide. En outre, nous incluons un terme source pour décrire un éventuel chauffage volumétrique.

3.3 Modèles avec présence de fractures

L'approche traditionnelle du modèle d'écoulement en milieux poreux fracturés est basé sur le modèle à double porosité Barenblatt et al (1960); Warren and Root (1963). Dans un modèle à double porosité le milieu poreux fracturé est modélisé comme deux domaines qui se chevauchent, la fracture et la matrice. Avec des coefficients d'échanges entre les deux systèmes.

La matrice comporte les pores du volume alors que la grande partie de l'écoulement aura lieu dans les fractures. Quand il n'y a pas d'écoulement de la matrice à la matrice, c'est à dire, tous les flux dans un bloc se jettent directement dans le réseau de fracture on dit qu'on a un modèle à double porosité et simple perméabilité. Alors que quand l'écoulement se produit aussi directement d'une matrice à une autre matrice on dit qu'on a un modèle a double porosité et double perméabilité.

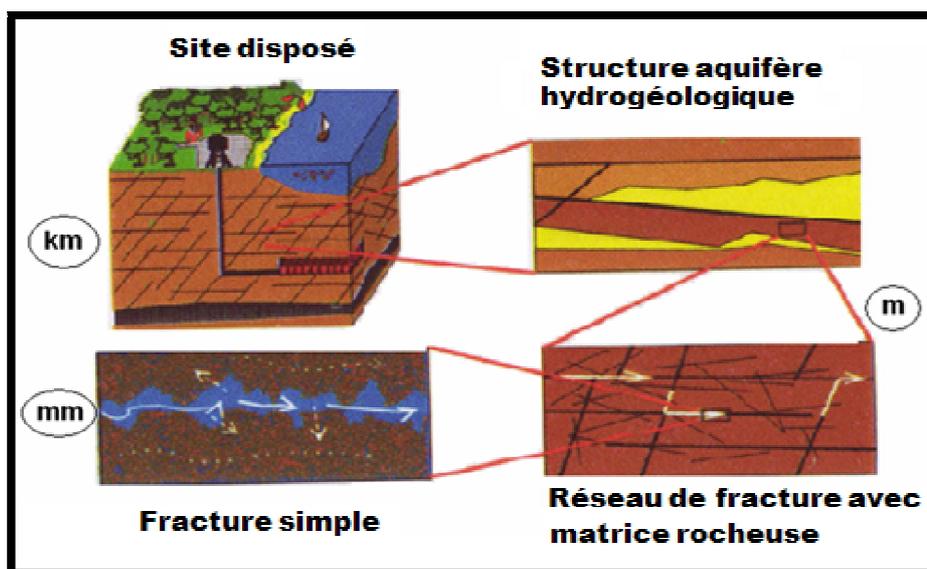


Figure 3.1: Fractures représentées sur différents échelles d'observation

Généralement les fractures ont une perméabilité supérieure à celle du milieu poreux. Cela implique que l'écoulement cherchera à suivre le réseau de fracture perméable, plutôt que dans la matrice environnante. Mais les fractures sont aussi quelquefois remplies de la glaise et ont la perméabilité de façon significative plus basse que les environs. Dans ce cas les fractures deviennent comme des barrières d'écoulement et l'écoulement essaiera de prendre un détour autour des fractures.

La topologie des systèmes de fracture - aquifère est difficile à comprendre en raison du fait que les fractures se produisent sur une variété d'échelles de longueur (Figure 3.1).

Il existe trois modèles principaux de fractures: Modèle discrets, Modèle Equivalent Continuum et le modèle hybride.

La figure 3.2 présente un modèle avec des fractures à différentes échelles et les différentes coupes peut être décrit par les différents modèles.

(c.-à dire -coupe-A est la matrice rocheuse intacte et peut être décrit comme un milieu poreux; coupe-B: la matrice rocheuse très fissurée peut être considérée comme un modèle Equivalent continuum avec un débit équivalent et des propriétés de transport équivalentes; coupe-C: les grandes fractures peuvent être modélisés avec un modèle discret; coupe-D: un des modèles hybrides peuvent être appliqués).

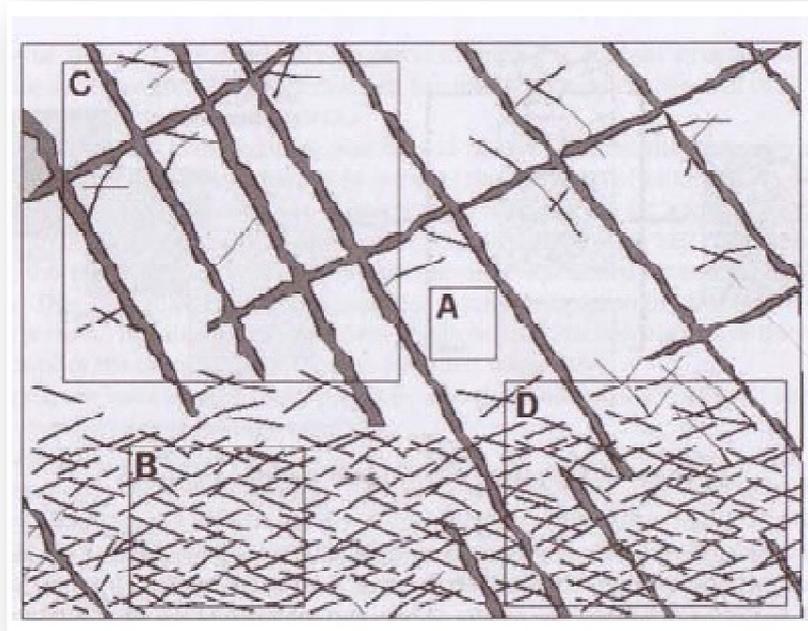


Figure 3.2: une nappe souterraine fracturée avec des discontinuités différentes Tatomir (2007)

Dans les sections suivantes, les trois modèles de fracture matrice seront décrits plus en détail.

3.3.1. Modèle discret (Non - Homogeneous model NH)

Ce modèle traite le milieu fracturé comme un milieu non homogène (figure 3.3). La porosité et la perméabilité ont des valeurs discontinues qui varient brusquement. Pour la simulation de l'écoulement à petite échelle, chaque fracture est modélisée explicitement. Ce modèle est considéré comme le modèle le plus précis car les fractures sont étudiées cas par cas sans aucune approximation. Cependant, le modèle NH est compliqué car le nombre des fractures est grand même dans un milieu peu fracturé. En plus, ce modèle est très gourmand en moyens informatiques (temps de calcul et place mémoire) et nécessite une description complète de la géométrie des fractures. Samardzioska et Popov (2005).

Le modèle NH peut être utilisé pour les problèmes avec un faible nombre des fractures significatives. Dès que le nombre des fractures augmente, le modèle NH devient moins pertinent.

Ce modèle est formé par deux équations qui sont l'équation de continuité et la loi de Darcy. Ces deux équations sont utilisées pour les fractures et les matrices poreuses. Les interfaces fracture-matrice sont traitées comme dans le cas d'un milieu hétérogène.

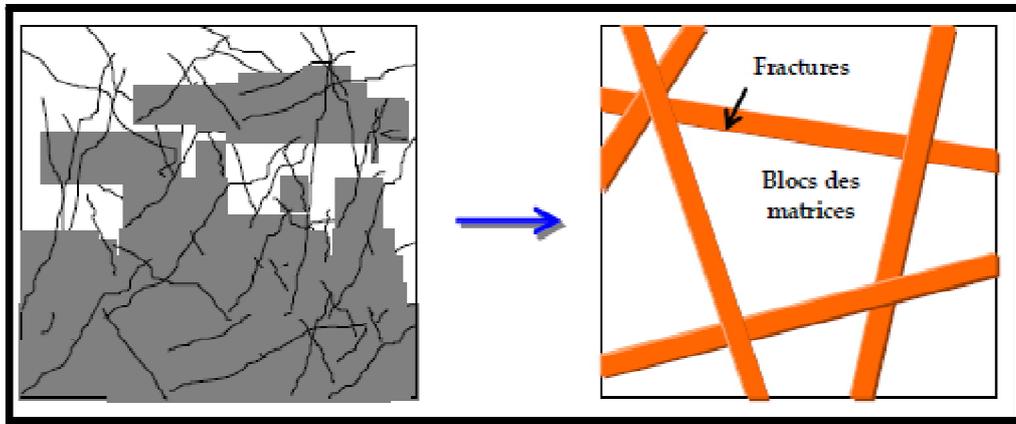


Figure 3.3: Le concept de modèle NH.

Cette approche est appropriée pour les situations où le nombre de fractures n'est pas très important.

Pour les systèmes avec un grand nombre de fractures le modèle NH devient impraticable à cause de l'important temps de calcul et espace de stockage de données.

L'équation qui décrit l'écoulement dans les milieux poreux isotropes peut être écrite comme:

$$C \cdot \frac{\partial H}{\partial t} + S_{source} = K \cdot \nabla^2 H \quad (3.40)$$

où C est l'emmagasinement spécifique ; H est la charge hydraulique, K est la perméabilité ; t est le temps et S_{source} est le terme source.

Cette équation est valable à la fois pour, la matrice poreuse et les fractures. L'interface matrice-fracture est traitée de la même façon que dans les cas de milieux non-homogènes.

3.3.2. Modèle Equivalent Continuum (EC)

Ce modèle a été développé la première fois par Berkowitz. (1988). il consiste à remplacer les valeurs discontinues de la porosité et de la perméabilité par des valeurs moyennes équivalentes (figure 3.4). Ces valeurs moyennes peuvent être obtenues par une procédure d'homogénéisation. La différence entre le modèle EC et le modèle NH est que les fractures ne sont pas modélisées explicitement, mais elles sont prises en compte par les valeurs moyennes de la porosité et de la perméabilité. Ainsi les fractures et les zones de

fracture à forte densité peuvent être représentées dans le modèle EC en ajoutant des zones à forte conductivité hydraulique dans l'orientation appropriée.

Le modèle EC traite le milieu fracturé comme un milieu homogène avec des propriétés hydrauliques moyennes. Dans le modèle «EC», il n'y a pas de distinction entre les fissures portant le fluide et les blocs des matrices, l'écoulement de fluide se fait sur tout le domaine. Ce modèle est utilisé dans les domaines des mécaniques des roches et dans l'hydrologie, particulièrement pour les problèmes de grande taille. Long et al. (1982) Sitharani et al. (2001).



Figure 3.4: Le concept de modèle EC

L'inconvénient d'un tel modèle est l'utilisation des valeurs moyennes sur une grande partition du domaine. Par conséquent, il sera impossible d'estimer les variables d'états dans certains points du domaine. Ce modèle est alors convenable pour représenter le comportement global des fluides dans le milieu fracturé pour une grande échelle.

Dans l'approche équivalent-continuum (CE), les équations mêmes que pour le modèle NH sont utilisées. La différence, c'est que les fractures ne sont pas modélisées explicitement, mais le bloc fracturé est traité avec des propriétés dérivées à partir d'une procédure d'équations moyennée. Bear et al (1993).

- la porosité

$$\varepsilon_{equi} = \varepsilon_m \cdot \frac{V_m}{V_t} + \varepsilon_f \cdot \frac{V_f}{V_t} \quad (3.41)$$

- la conductivité hydraulique

$$K_{equi} = \frac{\rho \cdot g}{\mu \cdot L} \left(\frac{m \cdot b^3}{12} + k_m (L - m \cdot b) \right) \quad (3.42)$$

$$K_{equi} = K_F \cdot \frac{V_f}{V_t} + K_m \cdot \frac{V_m}{V_t} \quad (3.43)$$

où K_F et K_m sont les perméabilités des fractures et des blocs de la matrice dans le VER, respectivement, V_f et V_m sont des volumes des fractures et des blocs de la matrice dans le VER respectivement.

V_t est le volume total du domaine, L est l'épaisseur totale du domaine, b est ouverture de la fracture, m est nombre de fractures parallèles, ρ est la densité du fluide ; μ est la viscosité dynamique et K_F et K_m sont les conductivités hydrauliques des fractures et des blocs de la matrice, respectivement

3.3.3. Modèle hybride

Les modèles hybrides représentent une combinaison des deux types de modèles expliqués (discret et Equivalent Continuum). Les fractures à l'échelle d'observation sont considérées de façon discrète et les fractures sur les échelles inférieures, avec l'aide de modèles Equivalent Continuum. En supposant des propriétés du système de fractures par rapport à toutes les échelles pertinentes, le modèle hybride est le seul qui est approprié.

Malheureusement, la combinaison des deux modèles combine également des incertitudes.

En plus des difficultés dans la représentation des discontinuités sur l'échelle d'observation il ya maintenant des incertitudes en utilisant le modèle l'approche Equivalent Continuum.

Wu and Pruess (2000) ont utilisé cette approche pour le transport de modèle de radio nucléides dans les roches fracturées partiellement saturés.

3.4 Coefficient d'échange matrice/fracture

Dans les écoulements en milieux poreux et fracturés, il est essentiel d'identifier le coefficient d'échange de masse matrice-fracture KFOURY (2004). Pour ce faire on va mettre la lumière sur les notions de *Simple porosité* et *double porosité*.

3.4.1 Simple porosité ou bien simple milieu

Chaque espèce (matrice ou fracture) est homogène par rapport à son échelle locale de longueur caractéristique l_f pour les fractures et l_m pour la matrice. Le milieu entier est

hétérogène par rapport à ces échelles locales l_f et l_m mais homogène par rapport à une longueur d'homogénéisation lh . On suppose que les équations de transferts moyennées à cette échelle d'homogénéisation sont du type Darcy :

$$C^* \frac{\partial p^*}{\partial t} = \nabla \cdot \frac{1}{\mu} K_{\text{equi}} \cdot \nabla p^* \quad (3.44)$$

$$V^* = \frac{1}{\mu} K_{\text{equi}} \cdot \nabla p^* \quad (3.45)$$

La perméabilité équivalente K_{equi} est comprise entre la perméabilité des fractures et la perméabilité de la matrice (Eq. 3.46) qui implique la série d'équations (Eq. 3.47, 3.48, 3.49).

$$K_m \ll K_{\text{equi}} < K_f \quad (3.46)$$

$$\frac{1}{K_m} < \frac{1}{K_{\text{equi}}} \ll \frac{1}{K_f} \quad (3.47)$$

$$\frac{l_f^2}{K_f} \ll \frac{l_h^2}{K^*} \quad \text{et} \quad \frac{l_h^2}{K_{\text{equi}}} \ll \frac{l_m^2}{K_m} \quad (3.48)$$

$$\frac{K_{\text{equi}}}{K_f} l_f^2 \ll l_h^2 \quad \text{et} \quad l_h^2 \ll \frac{K_{\text{equi}}}{K_m} l_m^2 \quad (3.49)$$

Si la borne supérieure pour la longueur d'homogénéisation l_h qui figure dans l'équation (3.43) n'est pas satisfaite, un modèle à simple porosité adopté à cette échelle est caractérisé par une perte d'information

Dans de telles conditions, il sera préférable d'adopter un modèle double milieu à l'échelle du bloc de réservoir.

3.4.2 Double porosité ou bien double milieu

Les modèles macroscopiques les plus utilisés dans l'industrie pétrolière sont appelés *modèles double-porosité*. Le système à grande échelle résultant est alors le suivant

$$\varepsilon_f^* c_f \frac{\partial p_f^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_f^*}{\mu} \cdot \nabla (p_f^* + \rho_f^* g z_f) \right) - Q \quad (3.50)$$

$$\varepsilon_m^* c_m \frac{\partial p_m^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_m^*}{\mu} \cdot \nabla (p_m^* + \rho_m^* g z_m) \right) + Q \quad (3.51)$$

Où, C : Compressibilité

ε_f^* et ε_m^* sont les porosités macroscopiques respectives des régions fracture et matrice, p_f^* et p_m^* les pressions macroscopiques respectives dans les régions fracture et matrice, k_f^* et k_m^* les tenseurs de perméabilité macroscopiques respectifs des régions fracture et matrice, ρ^* la masse volumique macroscopique du fluide et Q un terme caractérisant les échanges de fluide entre les deux régions.

Ce modèle, faisant intervenir les tenseurs de perméabilité k_f^* et k_m^* est appelé *modèle double-porosité double-perméabilité*, par opposition au *modèle double-porosité simple perméabilité*. Ce dernier est obtenu à partir des équations (3.50)-(3.51) en imposant la simplification $k_m^* = 0$. L'écoulement dans la région matrice n'est alors créé que par la différence de potentiels à l'interface entre les deux régions :

$$\varepsilon_f^* c_f \frac{\partial p_f^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_f^*}{\mu} \cdot \nabla (p_f^* + \rho_f^* g z_f) \right) - Q \quad (3.52)$$

$$\varepsilon_m^* c_m \frac{\partial p_m^*}{\partial t} = Q \quad (3.53)$$

La contribution matricielle à l'écoulement est proportionnelle à la différence des potentiels moyens entre la matrice et la fissure, Le terme d'échange est alors de la forme :

$$Q_{fm} = \alpha (p_f - \bar{p}_m) \quad (3.54)$$

Cette expression doit prendre compte de la géométrie réelle de l'interface matrice-fracture sur les volumes élémentaires. Le coefficient d'échange peut être ainsi défini pour trois formes de blocs (couche, cylindre ou sphère) correspondant à des dimensionnalités différentes de la diffusion (1D, 2D ou 3D) et dont les valeurs sont résumées dans le Tableau 3.1.

Dimension	1D	2D	3D
Forme du bloc	Plan	Cylindre	Sphère
Coefficient d'échange (α)	$\frac{\pi^2 D_m}{4l^2}$	$\frac{5.78 D_m}{l^2}$	$\frac{\pi^2 D_m}{l^2}$

Tableau 3.1 Valeurs des coefficients d'échange suivant la dimensionnalité de la diffusion KFOURY

(2004)

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des modèles mathématiques adaptés pour la simulation des transports dans les milieux poreux et fracturés, en présentant leurs avantages et inconvénients afin d'aider à choisir le modèle le mieux adapté aux différentes études qui se présentent

Dans le prochain chapitre, nous allons présenter les différents étapes de simulation sur *Fluent* afin de mieux expliquer la méthode.

Chapitre 4

Procédure de Simulation numérique

4.1 Introduction

Avant d'entamer la simulation numérique des écoulements en milieux poreux, il est nécessaire de faire une présentation du code de calcul.

La simulation numérique de fluides (CFD : computational Fluid Dynamics) est reconnue aujourd'hui comme l'un des outils incontournables de la conception qui est largement utilisée dans l'industrie. Le choix de l'utilisation de telle méthode numérique dépend essentiellement du type et de la complexité du problème à résoudre : la nature du fluide, le comportement thermodynamique, la modélisation du milieu et le problème stationnaire ou in stationnaire.

Les codes de simulation numérique des écoulements, ou CFD, résolvent les équations régissant les mouvements d'un fluide. Ces équations traduisent la conservation de la masse et de la quantité de mouvement du fluide (équations de Navier-Stokes), ainsi que la conservation de l'énergie. On peut observer que l'essentiel de ces codes utilisent la méthode des volumes finis.

Pour notre travail, nous aurons recours au code CFD FLUENT, commercialisé par FLUENT INCORPORATED, version 6.2. Il permet de simuler les écoulements diphasiques en milieux poreux avec ou sans transfert thermique dans des géométries complexes. Le code « FLUENT » est écrit en langage C et utilise une architecture qui lui permet de s'exécuter en tant que plusieurs processus simultanés sur un seul PC.

La résolution par le logiciel de simulation des écoulements FLUENT nécessite la présentation du logiciel GAMBIT.

GAMBIT 2.2.30 est un logiciel de DAO (dessin assisté par ordinateur) et de génération de maillage. Il permet de réaliser des géométries en 2D ou 3D et de générer le maillage. Il permet aussi de définir les conditions aux limites.

4.2 Modèle adopté

Nous avons adopté un modèle discret (voir section 3.3.1), pour la raison que, dans notre étude, nous avons un problème avec un faible nombre de fractures. Ce modèle est régi par les équations suivantes

a. Equation de Darcy généralisée pour un écoulement diphasique

$$\vec{v}_i = \frac{K_i}{\mu_i} (\vec{\nabla} P^i - \rho_i \cdot \vec{g}) \quad (4.1)$$

b. Equation d'énergie

$$\frac{\partial}{\partial t} (\gamma \rho_f E_f + (1 - \gamma) \rho_s E_s) + \nabla \cdot (\vec{v} (\rho_f E_f + p)) = \nabla \cdot [k_{eff} \nabla T - (\sum_i h_i J_i) + (\vec{\tau} \cdot \vec{v})] + S_f^h \quad (4.2)$$

Avec $k_{eff} = \gamma k_f + (1 - \gamma) k_s$

E_f : L'énergie totale du fluide; E_s : énergie totale du Solide ; γ : Porosité du milieu; k_{eff} Conductivité thermique effective du milieu; S_f^h Terme source; k_f Conductivité thermique du fluide; k_s Conductivité thermique du solide

c. Les conditions initiales et aux limites sont illustrées dans la figure suivante

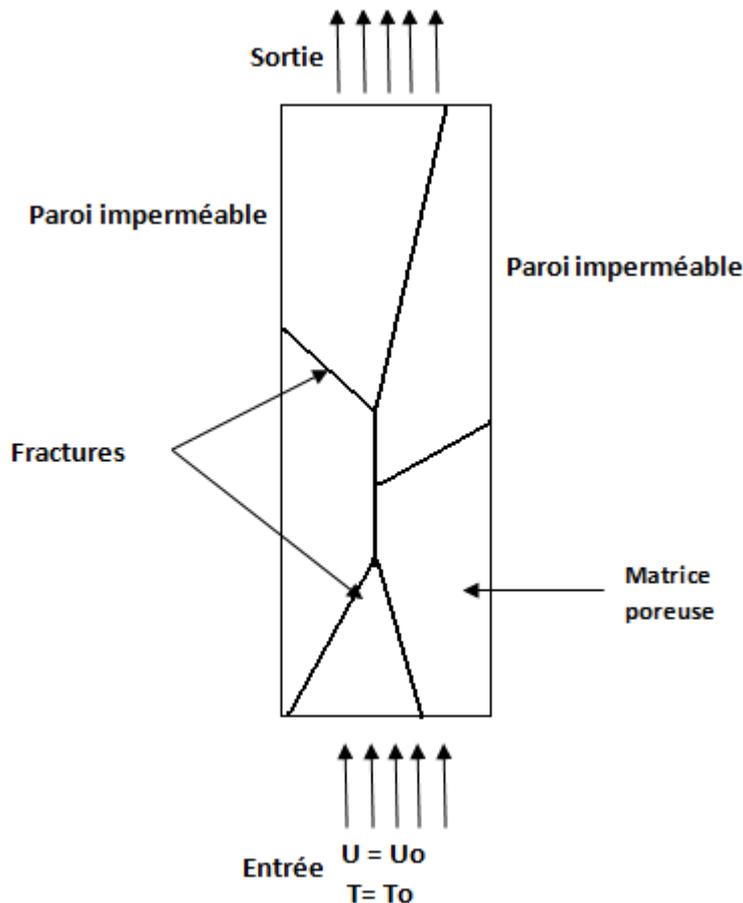


Figure 4.1 Représentation des conditions initiales et aux limites

4.3 Procédure et étape de simulation numérique

4.3.1 Dessin et génération du maillage

La génération du maillage par GAMBIT passe par les étapes suivantes :

Etape 1 : choix du solveur

Le calcul numérique s'effectue à l'aide du FLUENT 6.2.16. pour cela, il faut définir le type du solveur sur GAMBIT

Solver \longrightarrow FLUENT 5/6

Etape 2 : création de la géométrie :

Pour créer la géométrie du système, il existe plusieurs méthodes :

- Utiliser la base des géométries prédéfinies
- Ou créer la surface a partir des points et des lignes

Puisque notre modèle contient des fractures, il est préférable d'utiliser la deuxième méthode.

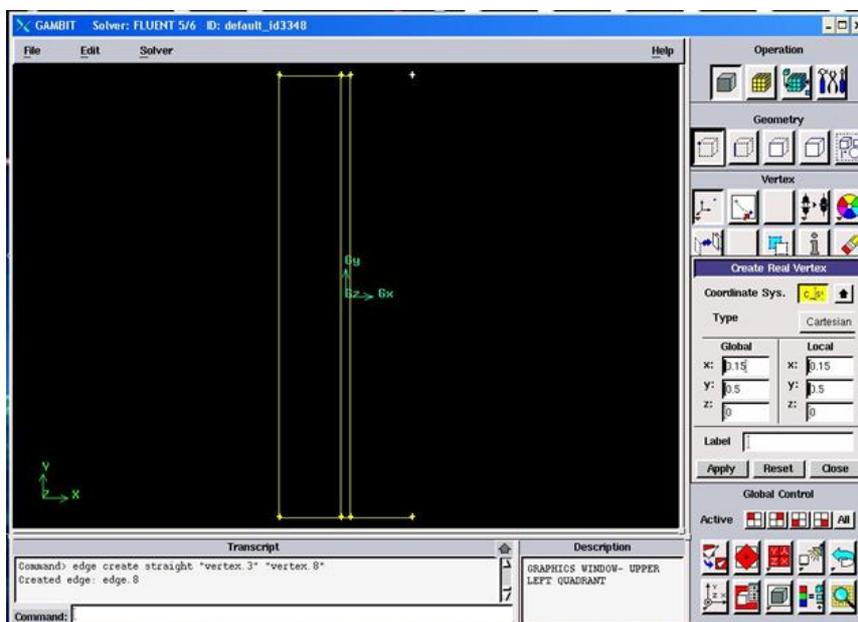


Figure 4.2 création de la géométrie

Etape 3 : maillage de la géométrie :

Après plusieurs tests, la taille qui semble donner le meilleur résultat de convergence de 1 millimètre pour un élément quadratique.

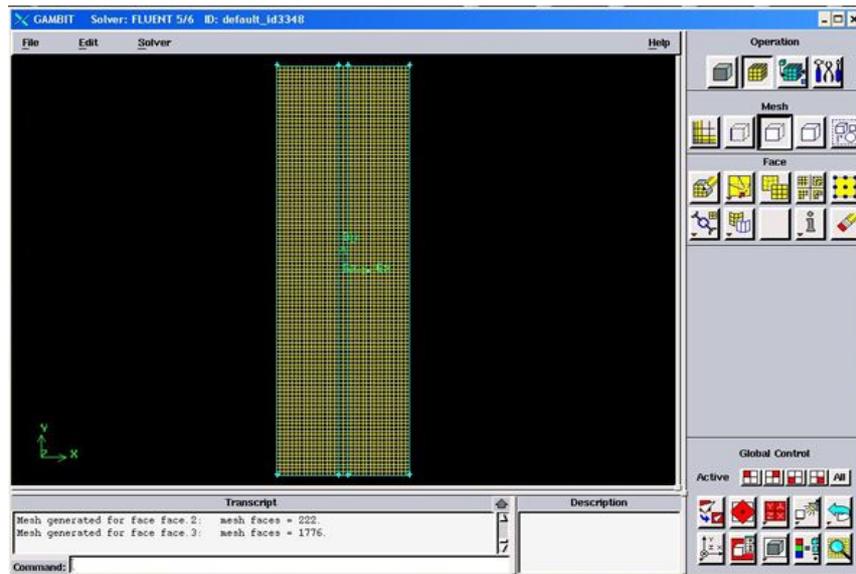


Figure 4.3 maillage quadratique de la géométrie

Etape 4 : Condition aux limites :

GAMBIT permet de déclarer le type des différentes conditions aux limites.

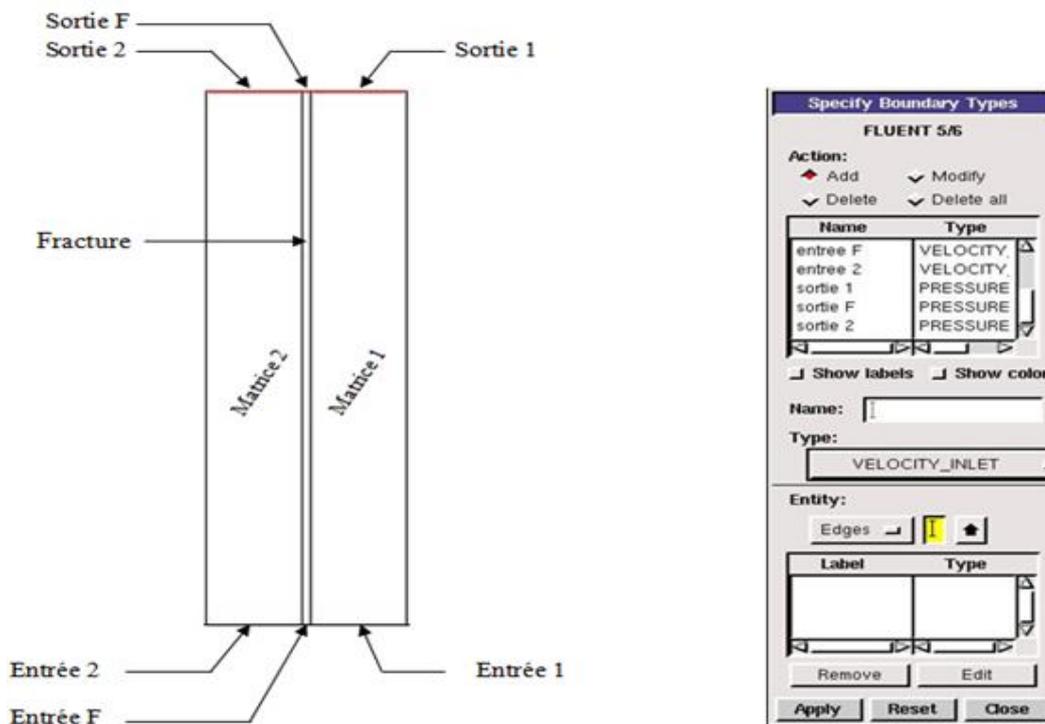


Figure 4.4 détermination des conditions aux limites

Etape 4 : exporter le maillage et sauvegarder le fichier :

On exporte un fichier contenant le maillage de notre modèle physique étudié portant le nom de Fracture.msh. (Fichier représentant le maillage)

File → Export → Mesh

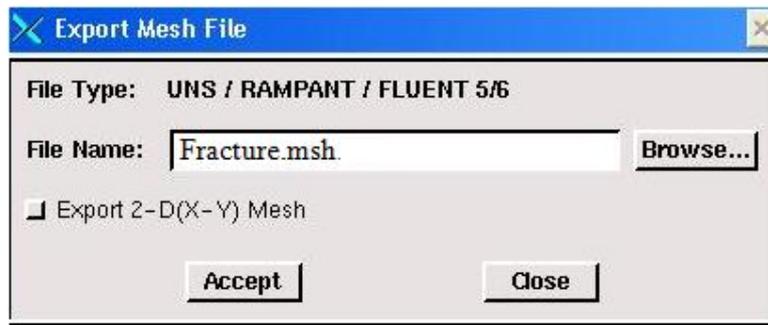


Figure 4.5 exportation du maillage

4.3.2 Préparation du calcul sur FLUENT

Etape 1 : Démarrer Fluent 2ddp : 2ddp signifie bidimensionnel double précision.



Figure 4.6 Version 2ddp de démarrage du Fluent

Etape 2 : Ouvrir le Fichier Mesh enregistré précédemment :

File → Read → case

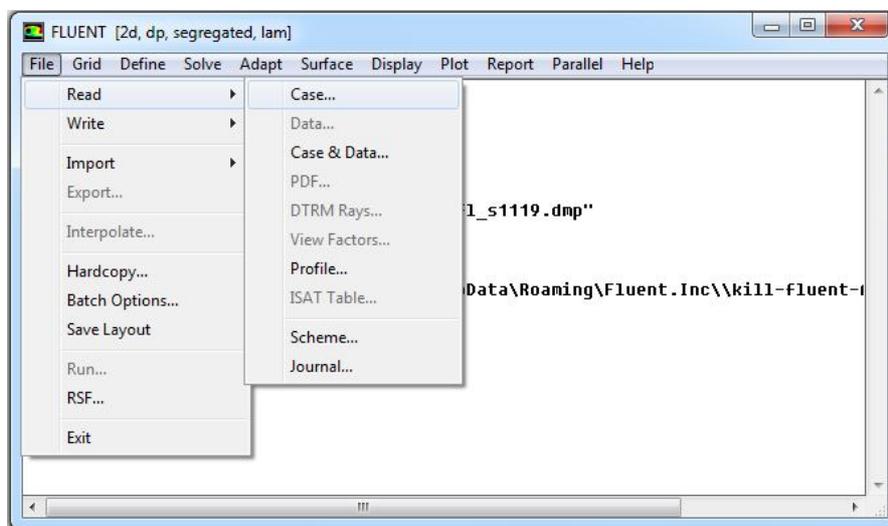


Figure 4.7 ouverture du fichier Mesh

Etape 3 : Définir l'échelle du modèle :

Define → Units

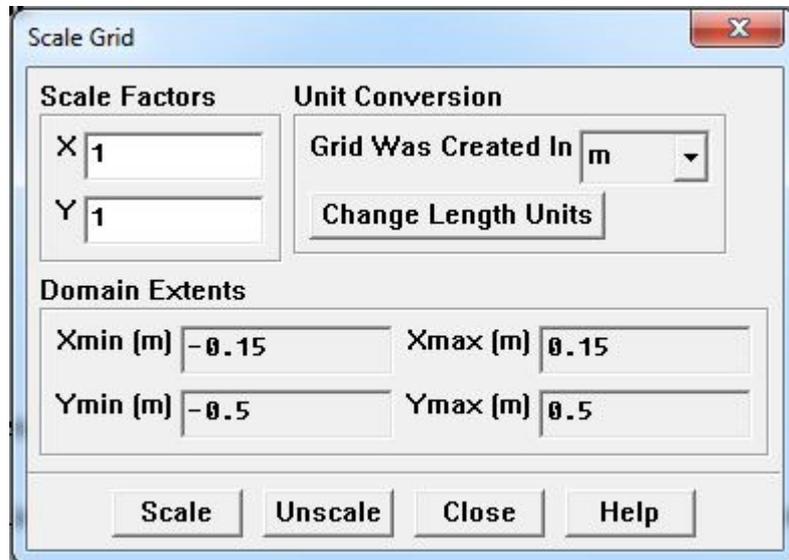


Figure 4.8 Définition de l'Echelle du modèle

Etape 4 : Définition du modèle :

Define → Models → Solver (unsteady, steady); Multiphase (VOF), et dans le cas où on a l'étude thermique on ajoute (Energie)

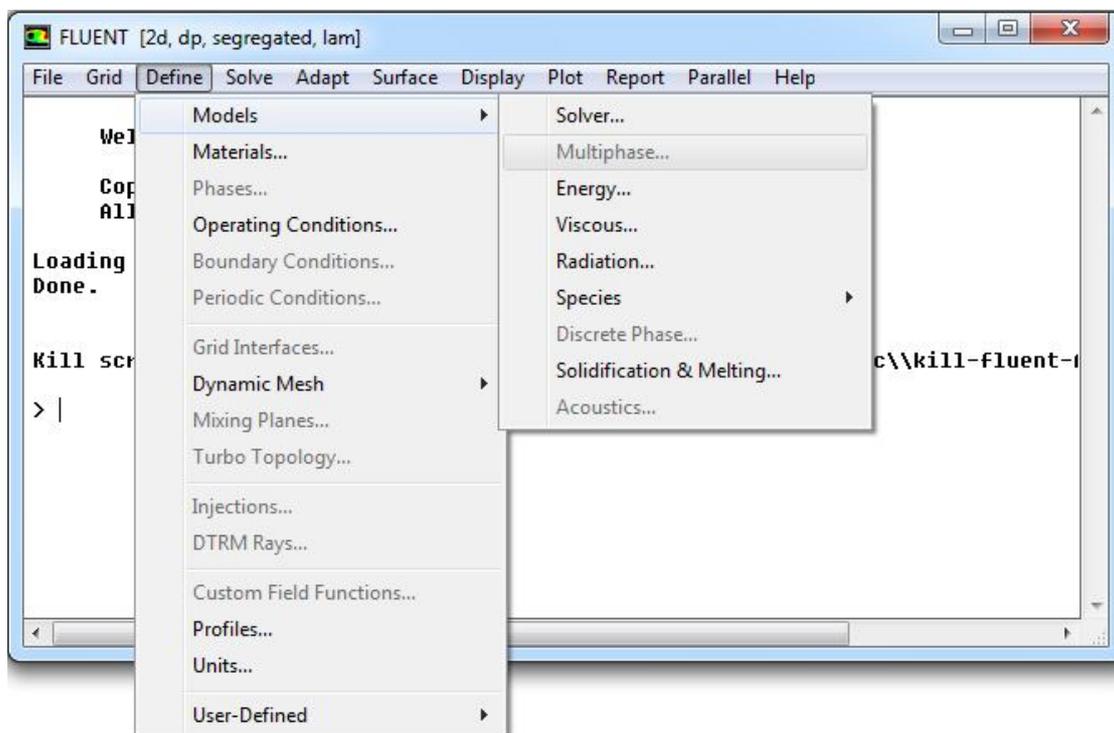


Figure 4.9 Définition du modèle

Etape 5 : Définition des propriétés des matériaux:

Define → Materials..

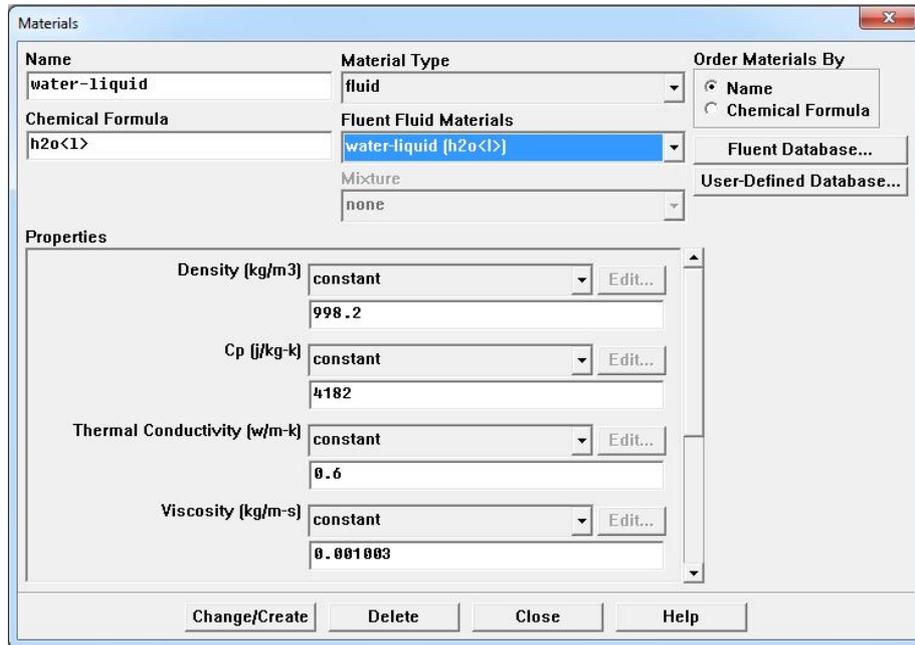


Figure 4.10 Définition des propriétés des matériaux:

Etape 5 : Définition des noms des phases existants:

Define → Phases

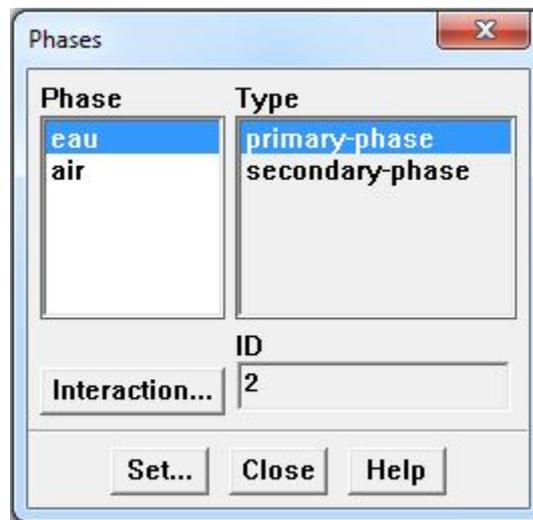


Figure 4.11 Définition des noms des phases existants:

Etape 6 : Définition des conditions de fonctionnement

Define → operating conditions

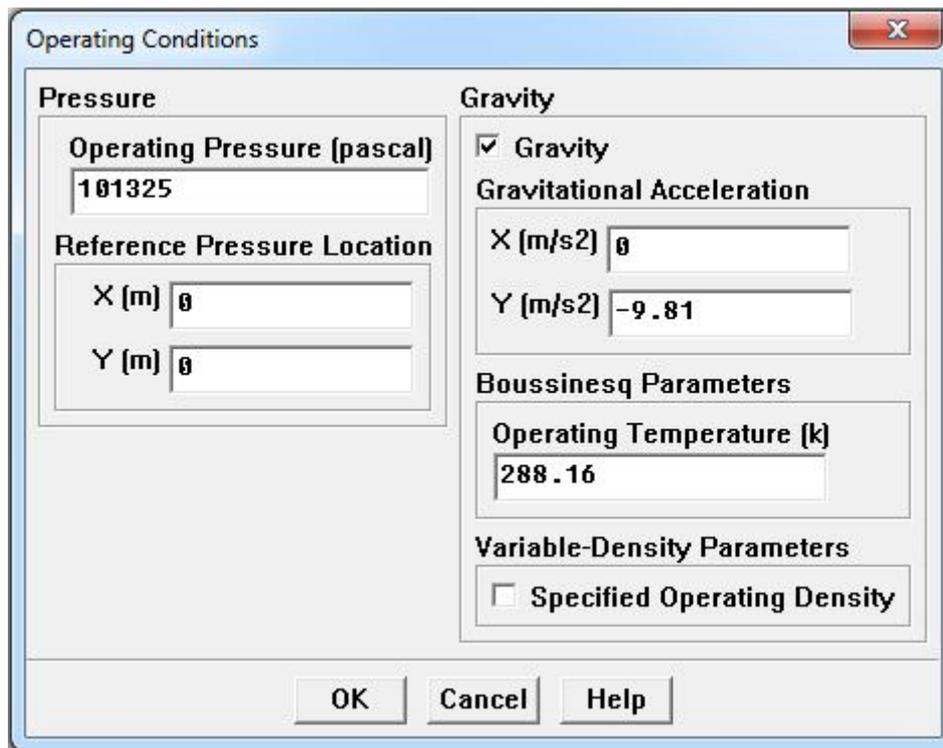


Figure 4.12 Définition des conditions de fonctionnement

Etape 7 : Définition des conditions aux limite

Define —> Boundary conditions

1. Définir le type du milieu (dans notre cas on a un milieu poreux)

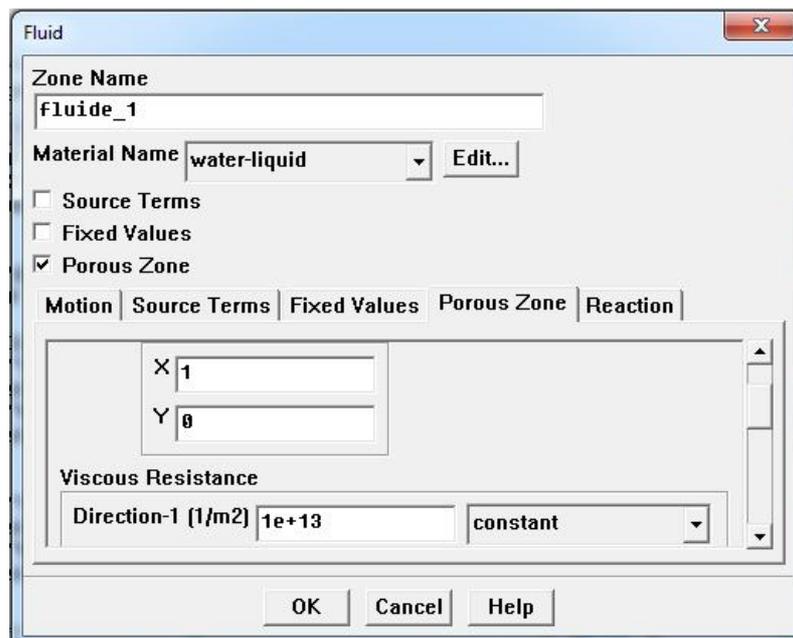


Figure 4.13 Définir le type du milieu

2. Définir les conditions d'entrée (vitesse débitante)

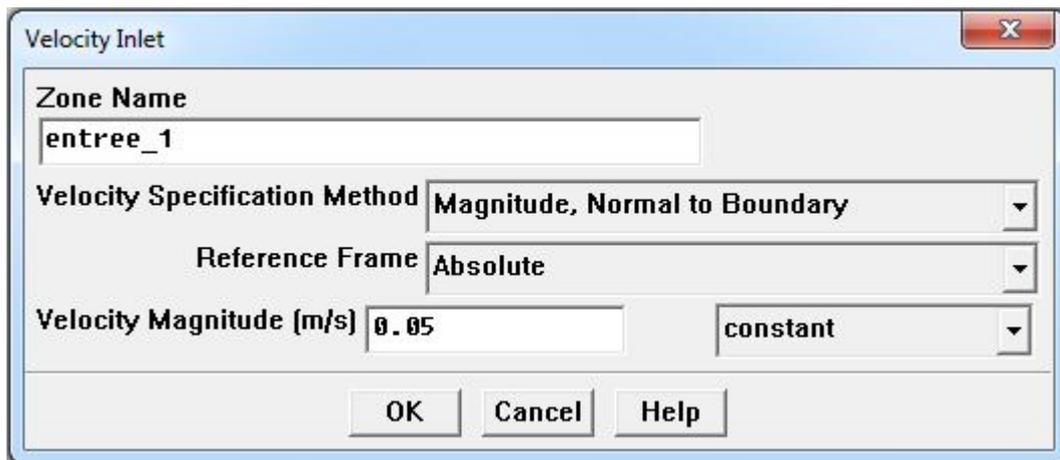


Figure 4.14 Définir la valeur de la vitesse débitante

Etape 8 : Lancement des Calculs

On lance les calculs en fixant la valeur du pas de temps et le nombre des itérations après avoir donner les valeurs initiales

Solve → iterate

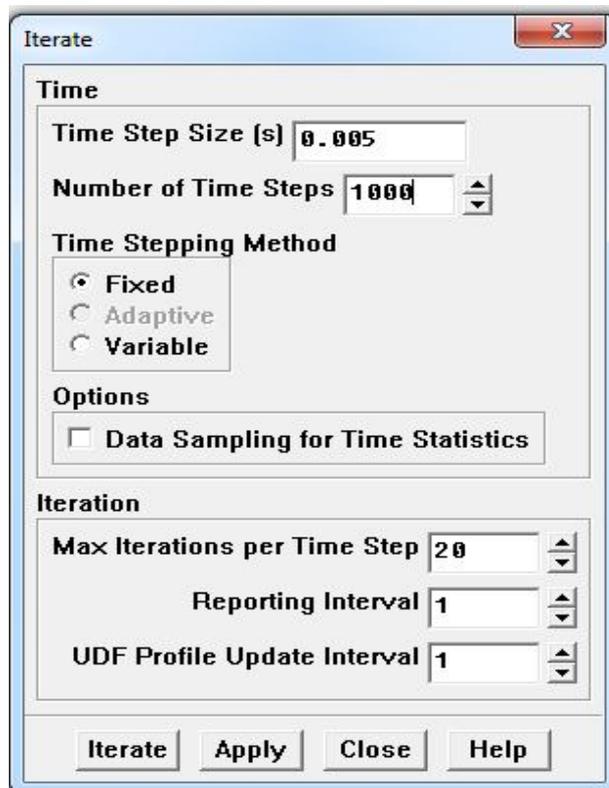


Figure 4.15 Lancement des calculs

Etape 9 : récupération des résultats

À la fin des calculs, on peut observer les résultats obtenus sous forme graphique :

Display → Contours

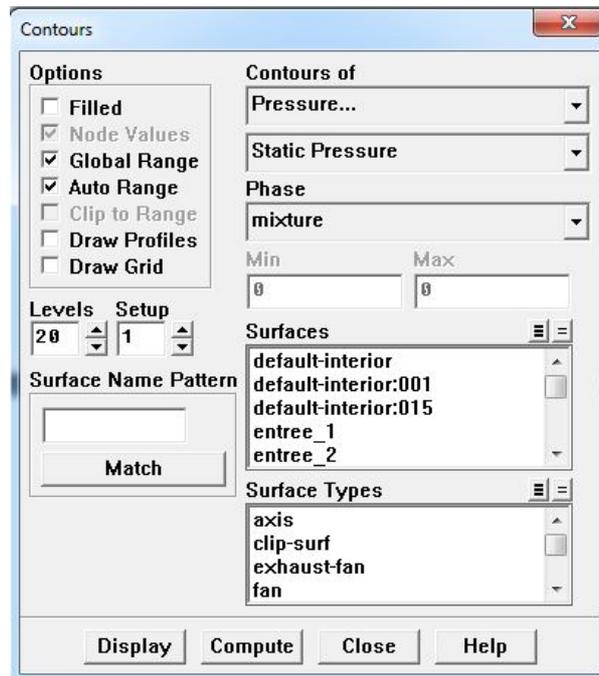


Figure 4.16 extraction des différents profils

Comme on peut extraire différents graphes selon le profil qu'on veut étudier

Plot → XY Plot

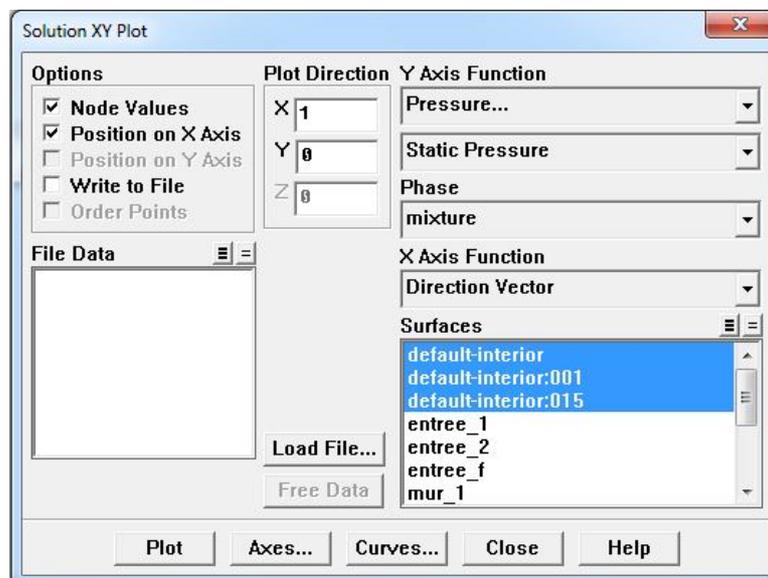


Figure 4.17 extraction des différents graphes

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons détaillé la procédure de simulation numérique afin d'apporter aux lecteurs une bonne explication.

Dans le prochain chapitre, nous allons effectuer des simulations à l'aide du code de calcul *Fluent*, en présentant les résultats obtenus et leurs interprétations

Chapitre 5

Résultats et discussion

5.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons nous intéresser à l'étude numérique d'un écoulement diphasique dans un milieu poreux, avec ou sans présence de fracture et voir l'influence de la fracture sur l'écoulement. En premier lieu, nous allons effectuer une comparaison avec des résultats obtenus expérimentalement afin de valider notre modèle numérique. En deuxième lieu, nous allons étudier le côté dynamique en comparant un résultat obtenu sans présence de fracture, pour ensuite introduire une fracture afin d'observer l'influence de la fracture et enfin en troisième lieu, on introduit la partie thermique dans les calculs pour voir le comportement de la température dans un milieu poreux fracturé.

5.2 Validation du modèle

5.2.1 Validation de l'aspect dynamique

Dans cette partie, nous consacrerons un certain nombre de résultats dans le but de valider notre modèle. Pour cela un cas limite, correspondant aux expériences de Hassler (1936), est étudié. Ces expériences consistent à injecter une phase non mouillante (air) dans un milieu poreux saturé en phase mouillante (eau). La matrice poreuse est verticale. L'injection se fait de bas en haut.

Afin de mieux comprendre le phénomène, la figure 5.1 montre l'évolution de la saturation dans la matrice poreuse.

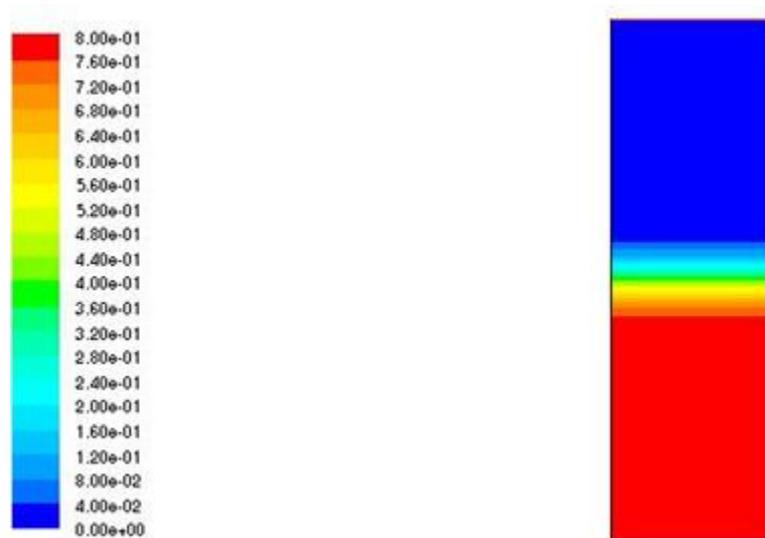


Figure 5.1. Evolution de la saturation en gaz dans la matrice poreuse

Les différentes pressions d'injection pour différents débits ont fait l'objet d'une comparaison (voir tableau 5.1) qui représente les pressions nécessaires pour faire passer un certain débit d'air à travers un milieu poreux saturé de perméabilité $k= 2 \cdot 10^{-13} m^2$ de longueur $L=10$ cm.

La comparaison des résultats de simulation avec la solution analytique représentée par houpert(1987) montre la précision du calcul. De l'ordre de (1% - 3%)

Ug(cm/s)	0.001	0.005	0.01	0.05	0.1	0.5	1
Pg (mbars) Houpert (1978)	148.4	182.3	205.3	321.1	417.0	997	1639
Pg (mbars) Seladji (2008)	145.9	178.5	202.8	318.4	415.1	991.3	1625.6
Pg (mbars)	148	184	206	320	420	998	1620

Tableau 5.1 comparaison des pressions d'injection pour différent débits

5.2.2 Etude comparative de l'aspect thermique

Dans cette partie nous allons faire une étude similaire a celle de Bouzidi (2005). La figure 5.4 montre un schéma descriptif de l'étude qui a été faite en régime Permanent.

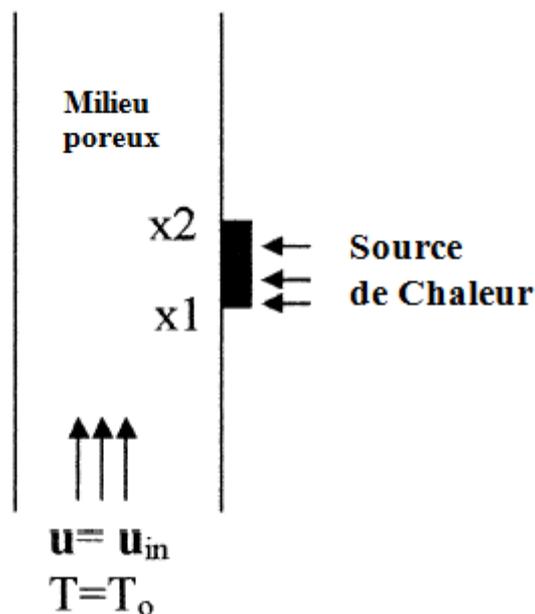


Figure 5.2 représentation schématique du problème thermique

On prend les paramètres suivants.

- Liquide circulant : eau
- Matrice poreuse : porosité 0.4, perméabilité $k= 2. 10^{-13} m^2$, conductivité thermique 202.4 W/m-k
- Entree $T_0= 20^0C$
- source de chaleur : $T= 300^0C$

On fait l'étude pour différents vitesses d'entrée (0.005, 0.01, et 0.05 m/s)

Les résultats obtenus sont illustrés dans la figure suivante

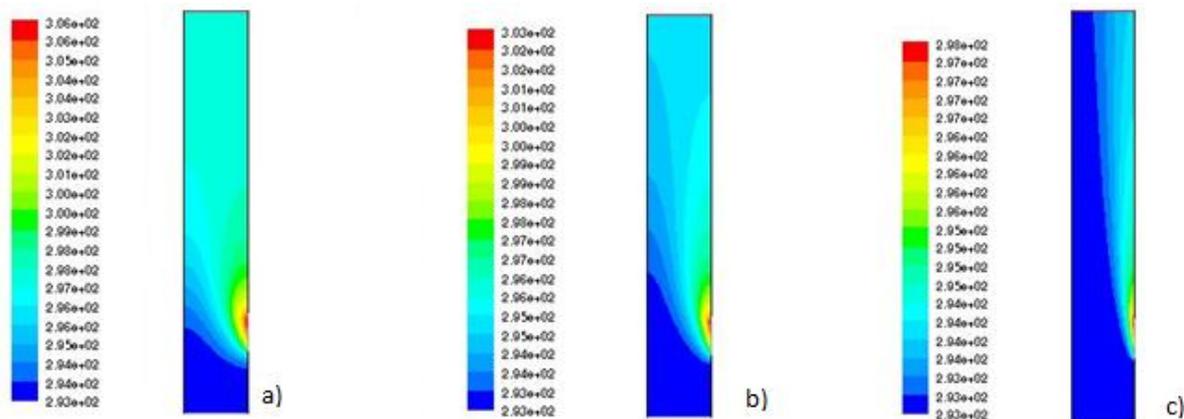


Figure 5.3 Champs des températures pour différentes vitesses d'entrée (a : 0.005, b : 0.01, et c : 0.05 m/s)

Dans un écoulement en milieux poreux, les transferts de chaleur s'effectuent par conduction et par convection. La conduction correspond à une diffusion de chaleur à travers les fluides et les sédiments, alors que la convection correspond aux transferts de chaleur liée au déplacement des fluides

Dans l'étude de Mr Bouzidi (2005), Il a été observé que le phénomène de conduction thermique s'atténue pour des débits d'entrée ascendants, ce qui s'est traduit lors de notre simulation.

5.3 Étude de l'influence de la fracture

5.3.1 Comportement dynamique

a. Taille de la fracture

Dans ce cas, nous allons observer l'influence de la taille (d) de la fracture, en faisant une comparaison entre les cas où ($d=0$) c'est-à-dire (absence de fracture), $d=1.5$ cm, et $d=3$ cm

On prend le cas d'une matrice poreuse de dimensions (30-100 cm) avec une porosité de 0.3 et une perméabilité géométrique ; $k=10^{-13} m^2$. Alors que dans le cas où il y a fracture, on prend une fracture verticale d'épaisseur 1.5 cm la porosité de la fracture est de 0.3 et sa perméabilité $k_f=10^{-12}$ (plus perméable que la matrice)

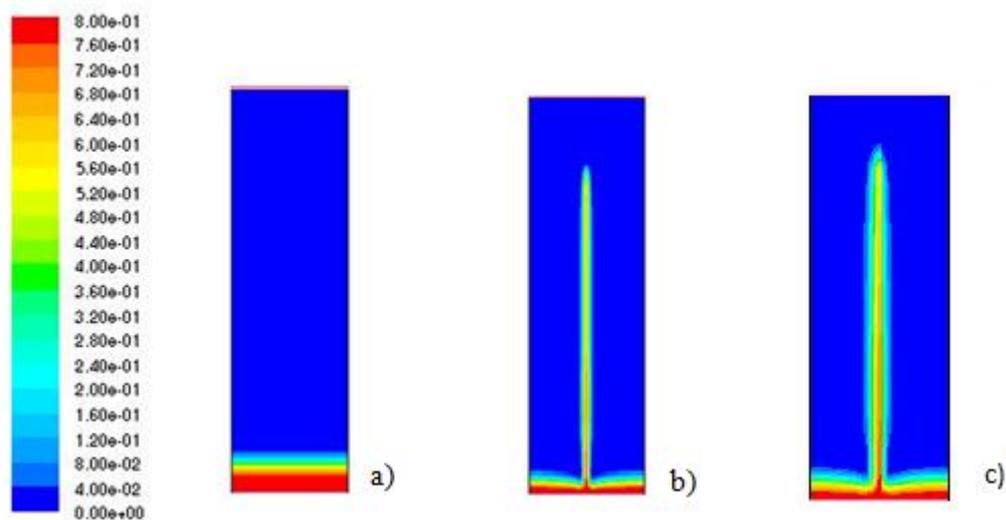


Figure 5.4 Evolution de la saturation en gaz. a) $d=0$. b) $d=1.5$ cm. c) $d=3$ cm

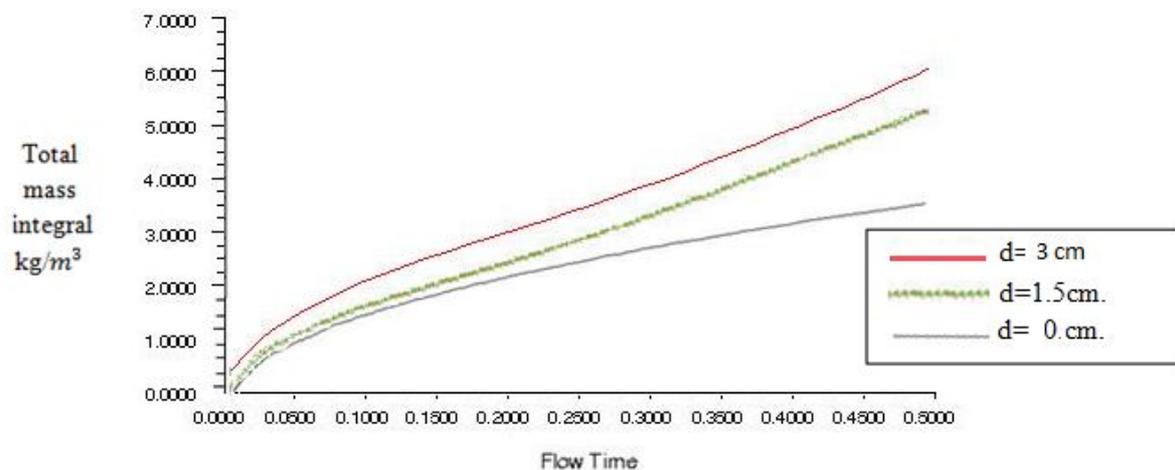


Figure 5.5 progression de la quantité de gaz injecté

La figure 5.4 montre bien que dans le cas où il existe une fracture, le fluide cherchera à suivre le chemin de cette fracture, nettement plus perméable que la matrice poreuse, et donc la quantité de gaz qui a été injectée dans le cas de la fracture est supérieure que dans le cas simple, et aussi plus le diamètre de la fracture est important plus la quantité de gaz est importante (cas où $d=3\text{cm}$ supérieur au cas où $d=1.5\text{cm}$). Ceci explique l'influence des fractures et l'importance de leur modélisation et de leur prise en compte lors d'une simulation.

b. Étude de l'influence du nombre des fractures (connectées et non connectées)

En premier lieu, nous allons voir l'influence du nombre de fractures dans une même matrice poreuse avec deux fractures non connectées

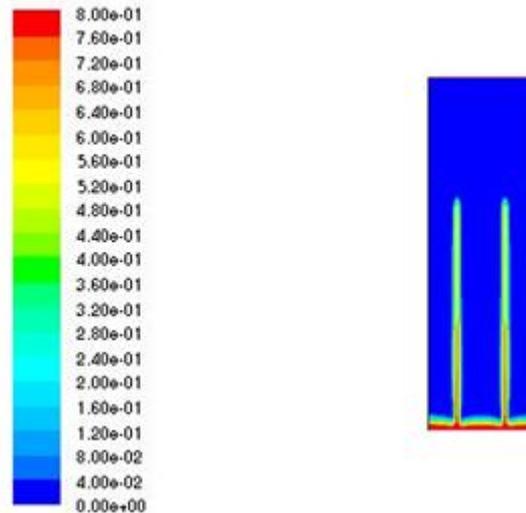


Figure 5.6 Milieux poreux avec deux fractures identiques

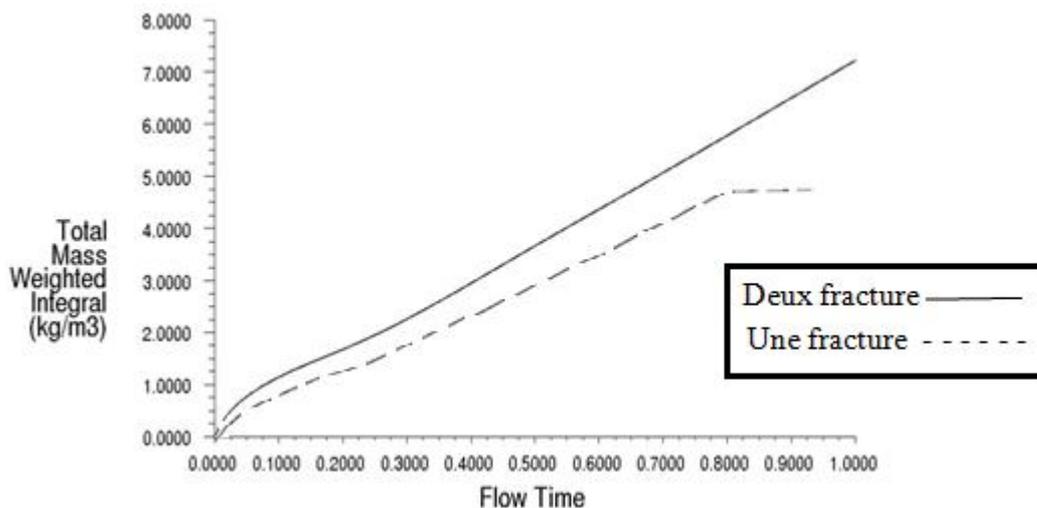


Figure 5.7 Progression de la quantité de gaz injecté (influence du nombre de fracture)

Dans l'étude de cette influence, on observe toujours que le fluide cherche à suivre le chemin des fractures (figure 5.6). La matrice poreuse étant doublement fracturée, le fluide injecté a plus de facilité à circuler que dans le cas où on a une fracture unique, ce qui se traduit par une quantité de gaz plus importante (voir figure 5.7).

Le résultat de ce cas montre que lors de l'inclusion des fractures dans les études des phénomènes de transport en milieux poreux fracturé. Le nombre de fracture joue un rôle très important.

En deuxième lieu, nous allons voir le cas où on a deux fractures interconnectées, c'est en quelque sorte un réseau de fractures

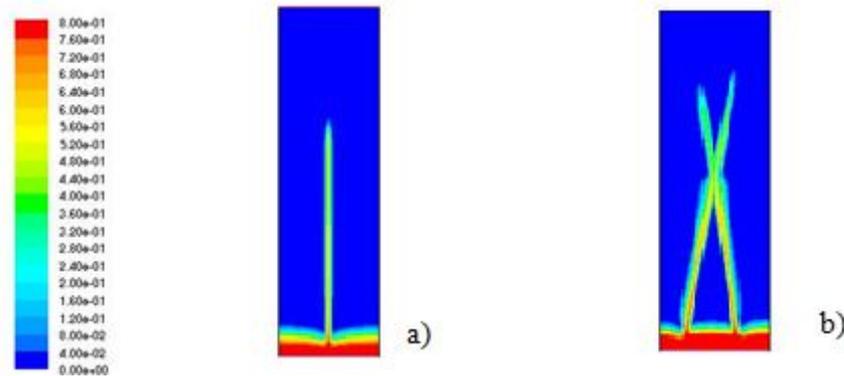


Figure 5.8 comparaison entre les cas, a) fracture simple, b) Fractures connectées

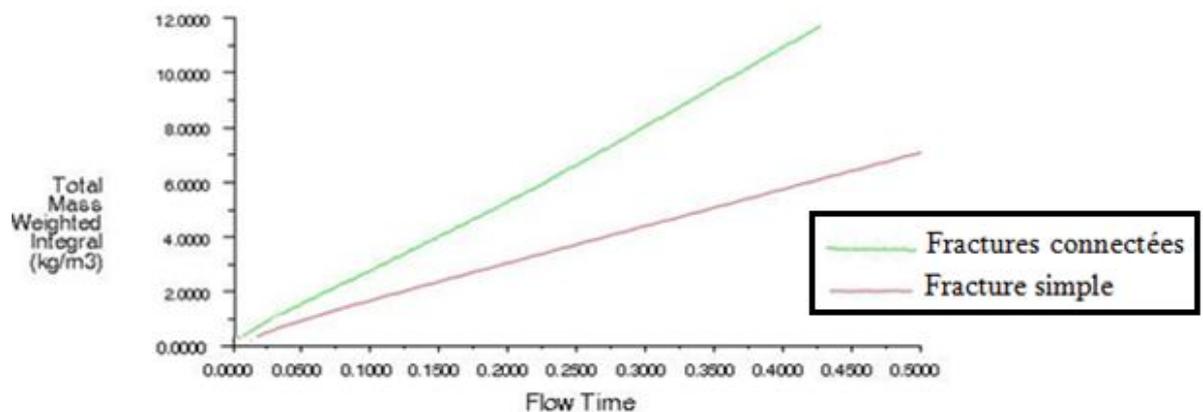


Figure 5.9 Progression de la quantité de gaz injecté (influence de la connectivité des fractures)

Dans ce cas, la connectivité entre les fractures a été introduite créant un réseau de fractures plus ou moins simplifié. Nous avons jugé nécessaire d'étudier ce cas pour la raison que dans

la nature, les milieux poreux (naturellement fracturés ou alors avec des fractures induites) se trouvent rarement avec des fractures simples, mais plutôt avec un réseau de fractures interconnectées.

Cette étude montre bien que la connectivité joue un rôle important, ce qui s'illustre par la comparaison qui a été faite. On observe bien que dans le cas où on a un réseau de fractures, la quantité de gaz injecté est nettement supérieure que dans le cas où on a une fracture simple

c. Simulation d'un réseau complexe

Dans cette partie nous allons faire une démonstration de la possibilité de simuler un réseau de fractures complexe. Grâce à *Gambit* il est possible d'obtenir des configurations d'un réseau, peu importe sa complexité, avec une multitude de nombres de fractures, de leurs orientations, et de leur connectivités

La figure suivante montre le réseau choisi, ainsi que la distribution de la saturation au cours du temps. Les coordonnées des points des différentes configurations géométriques sont représentées en annexe 3.

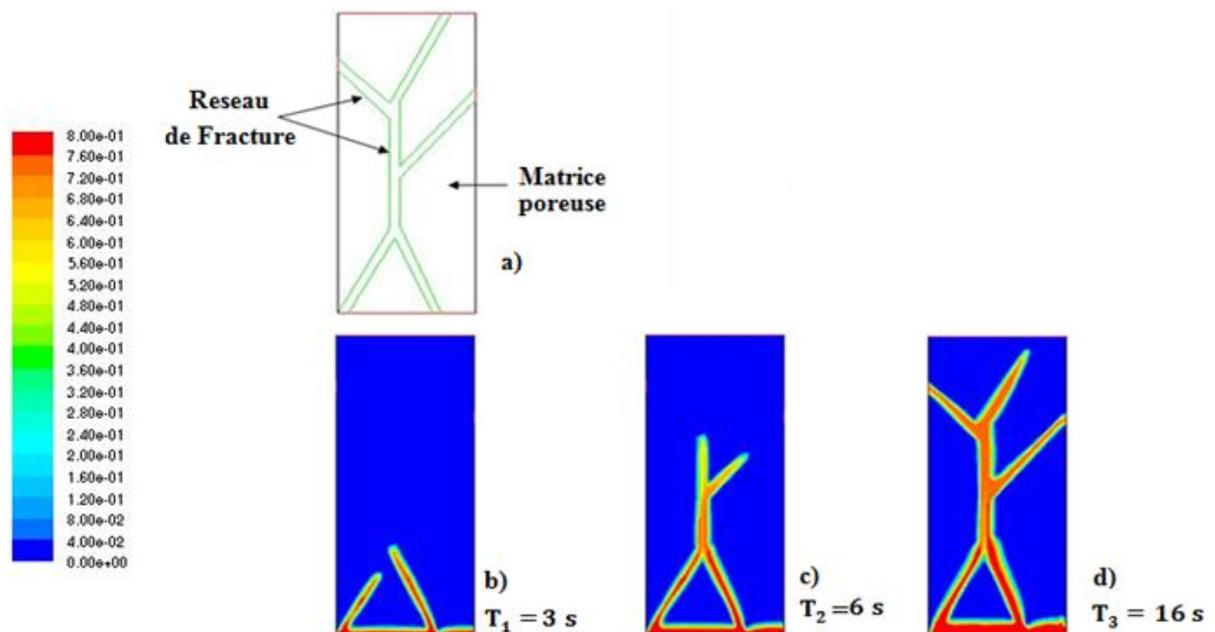


Figure 5.10 Réseau de fracture complexe, a) configuration géométrique choisie, b) c) d) profils de saturation pour les temps **T₁**, **T₂**, **T₃**

Pour le réseau et la matrice, nous avons utilisé les mêmes paramètres appliqués précédemment. La figure montre que le fluide injecté se crée un chemin à travers le réseau de fracture, là où il a plus de liberté à circuler.

Le but de cette partie de simulation est, premièrement de constater encore une fois que les fractures ont une influence sur la distribution des fluides dans les milieux poreux, et deuxièmement de montrer la possibilité de modéliser par *Fluent* des réseaux de fracture très complexe

5.3.2 Comportement thermique

Dans cette partie, nous allons intégrer l'effet de la température en couplant l'équation de la conservation de l'énergie dans les calculs. Pour se faire, on va placer une source de chaleur sur l'une des parois de notre échantillon et observer le comportement de la température, et l'influence de la fracture. On prend le cas d'un écoulement diphasique eau-air, avec les paramètres suivants.

- Liquides circulants : eau-air
- Matrice poreuse : porosité 0.4, perméabilité $k_m = 2 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$, conductivité thermique 202.4 W/m-k
- Fracture : porosité 0.4, épaisseur 2 m.m, perméabilité $k_f = 2 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$
- Entrée $T_0 = 20^\circ\text{C}$; $U_0 = 10^{-4} \text{ m/s}$
- source de chaleur : $T = 300^\circ\text{C}$

En premier lieu, nous allons voir le comportement thermique sans fracture. Nous avons obtenu les résultats suivants

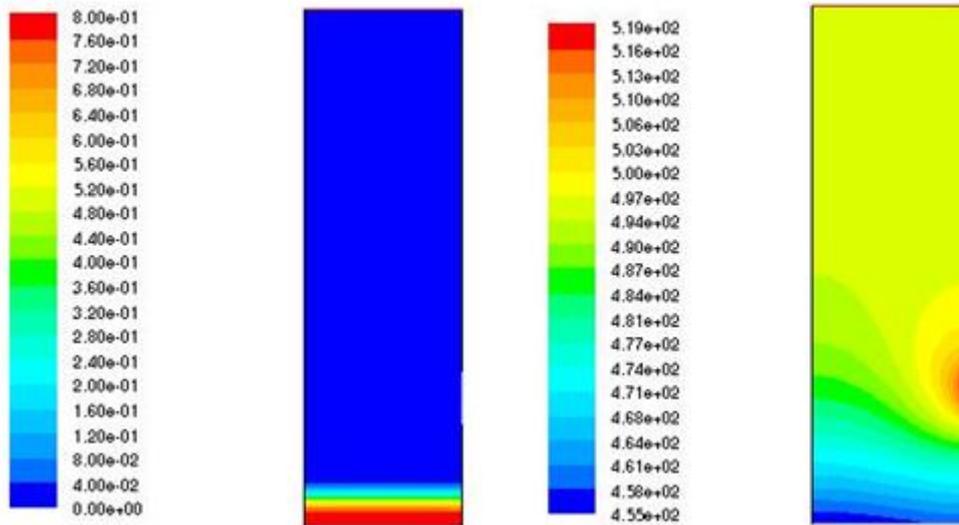


Figure 5.11 profile de la temperature pour le cas sans fracture

En deuxieme lieu nous allons voir l'influence d'une fracture qui se trouve au centre de notre echantillon, alors qu'en troisieme lieu, nous allons poser une fracture qui est en contacte directe avec la source de chaleur

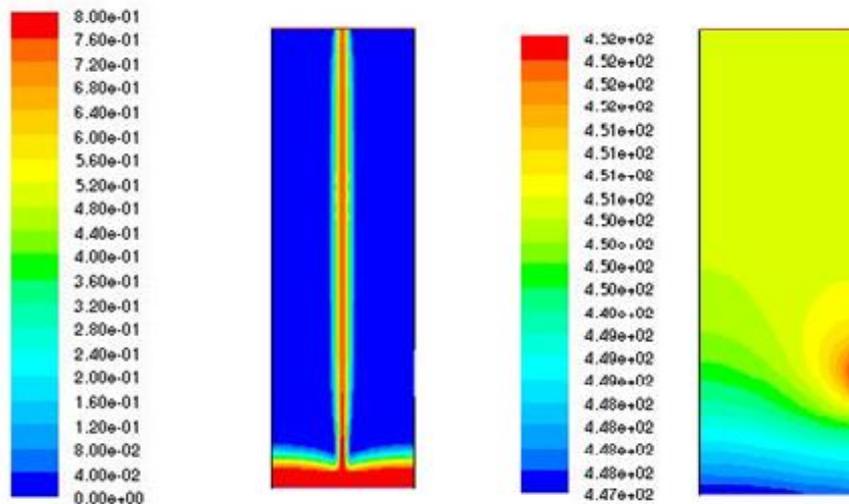


Figure 5.12 profile de la temperature pour le cas d'une fracture au centre

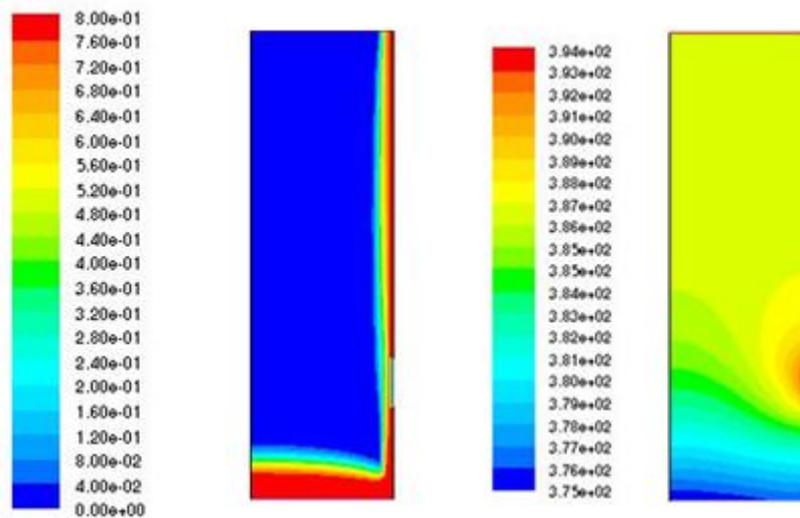


Figure 5.13 profile de la temperature pour le cas d'une fracture laterale

Les figures obtenues representent les isothermes suivant les deux directions x et y pour les trois cas. Sachant que l'air a une conductivité thermique inferieure a celle de l'eau et celle du constituant poreux, plus on a ecoulement d'air, moins le champs de temperature est important

Dans le premier cas, le drainage rencontre une resistance plus importante que dans les deux autres cas. Par consequence la chaleur se dissipe plus lentement, la température comprise entre 455 K et 519 K

Dans le second cas, la fracture etant au centre de l'échantillon, la circulation de l'air est distante de la source de chaleur, la température comprise entre 447 K et 452 K, alors que dans le troisieme cas, la fracture etant on contacte directe avec la source de chaleur, la température comprise entre 375 K et 394 K

l'effet convective est nettement plus important, ce qui se traduit par une distribution de temperature moins importante que dans le premier cas.

5.4 Application en 3D

Dans cette partie, nous allons tenter d'approfondir notre simulation en faisant une application en 3D. Pour ce faire, nous allons faire une comparaison entre, un échantillon de

milieu poreux avec une fracture droite, et un autre échantillon avec deux fractures, une droite et l'autre inclinée. La figure 5.16 montre la description géométrique des deux échantillons. Les dimensions choisies pour les deux échantillons sont (6. 2 .2) m

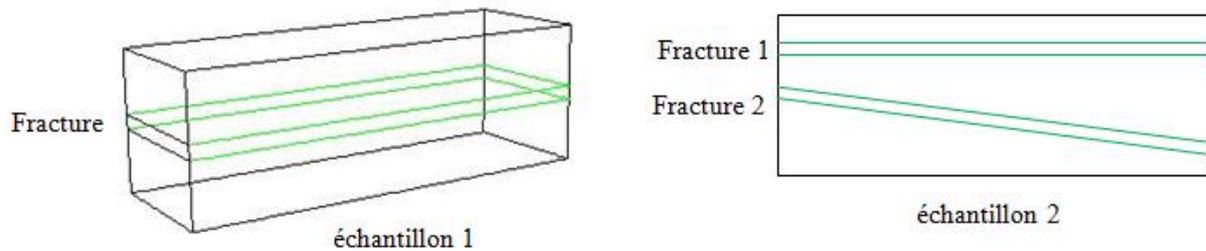


Figure 5.14 description géométrique des deux échantillons.

Les deux échantillons sont initialement saturés en eau. Nous allons étudier les phénomènes de drainage par l'injection horizontale de l'air, et suivre la quantité d'eau qui a été drainée tout au long du processus. La figure 5.17 montre les profils des saturations pour les deux échantillons au même instant T

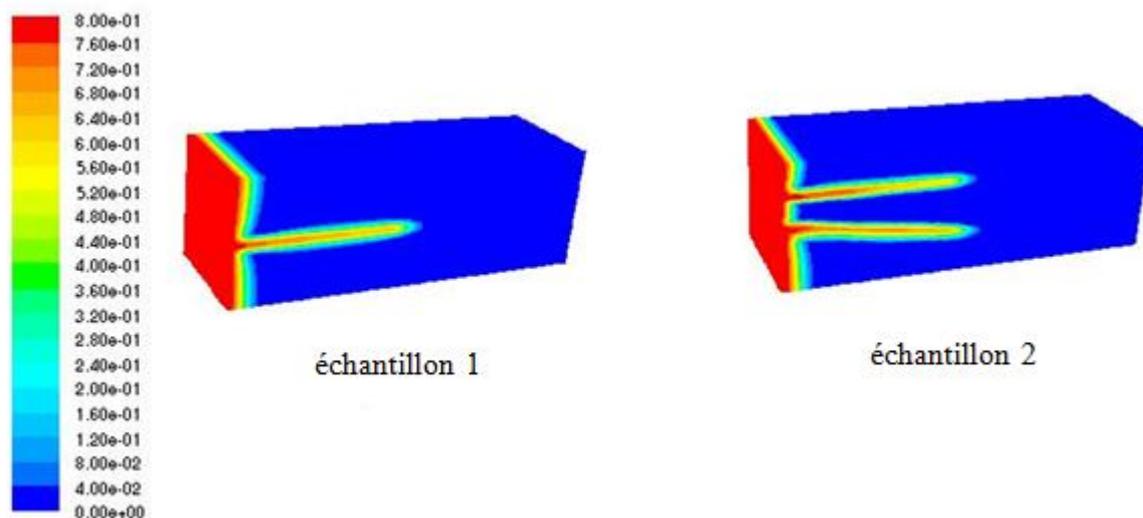


Figure 5.15 profils des saturations pour les deux échantillons

La Figure suivante montre les courbes des quantités d'eau qui a été drainée pour les deux échantillons

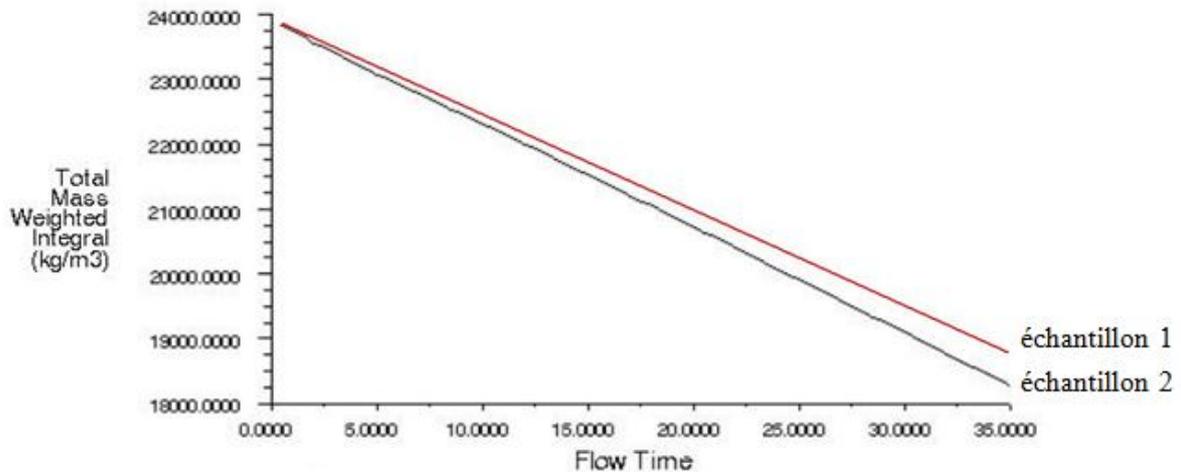


Figure 5.16 progression de la quantité d'eau drainé pour les deux échantillons

On observe bien, dans le deuxième échantillon, où la matrice poreuse est plus fracturée, une diminution plus importante de la quantité d'eau que dans le premier échantillon où on a une seule fracture, et par conséquent le phénomène de drainage est plus important dans le deuxième cas.

La simulation en 3D nous a permis de mieux observer le phénomène. Ça montre aussi la possibilité de simuler divers problèmes qui nécessitent des représentations en 3D.

De nos jours, la simulation devient une étape incontournable pour la production industrielle, et tout au long de notre simulation, nous avons bien constaté que *Fluent* est un excellent outil qui permet de contribuer à de nombreuses études, notamment dans celles liées aux milieux poreux et fracturés.

Conclusion générale et perspectives

Dans le cadre de ce travail, nous avons étudié la problématique des écoulements en milieux poreux et fracturés. Nous avons été amenés à définir le concept de milieux poreux d'une manière générale, ainsi que toutes les lois qui régissent les écoulements en ces milieux, pour ensuite faire introduire la notion de fracturation et son importance lors des études dans ces domaines.

Afin d'estimer l'importance de la fracturation, plusieurs simulations ont été exécutées. Tout d'abord une phase validation a été abordée, il s'agissait de confronter les résultats de la présente étude avec les expériences de Hassler (1936). Les conclusions sont très satisfaisantes.

En second lieu, plusieurs configurations de fractures ont fait l'objet d'analyse dynamique et thermique. Globalement nous pouvons conclure que la position et la taille ainsi que l'orientation de la fracture induisent sur le drainage. Autrement dit, une fracture plus large provoque un drainage plus important.

D'un point de vue thermique, les situations analysées suggèrent la prédominance du caractère conducteur dans les zones non fracturées. Par conséquent la distribution de la chaleur se voit réduite en présence de la fracture, ce qui explique des profils de température plus élevés.

Enfin, nous pouvons estimer que dans certaines situations, selon la littérature, le procédé de fracturation est un atout pour augmenter la productivité des champs pétrolier ; néanmoins, dans certaines situations, ce procédé peut induire des effets tout à fait contraires.

Sur cette remarque, nous suggérons dans les futurs travaux d'aborder ce problème ainsi que d'autres problèmes liées à la nature des fluides (fluide non newtonien), ainsi que d'autres aspects thermiques.

Reference bibliographique

Baca R, Arnett R, Langford D. Modeling fluid flow in fractured porous rock masses by finite element techniques. *Int J Num Meth Fluids*;4:337–48. 1984

Barenblatt, G.,I. and Zheltov, I.P.: On fundamental equations of flow of homogeneous liquids in naturally fractured rocks”, *Dokl. Akad. Nauk. USSR* 132 (3), 545-548, 1960

Barenblatt G, Zheltov Y, Kochina I. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous fluids in fissurized rocks. *J Appl Math Mech* 24(5):1286–303 1983

Bastian P, Helmig R, Jakobs H, Reichenberger V. Numerical simulation of multiphase flow in fractured porous media. In: Numerical treatment of multiphase flows in porous media. *In: Chen, Ewing, Shi, editors. Lecture notes in physics, vol. 552. Springer-Verlag; p. 1–18. 2000.*

Bear. J.: Dynamics of fluids in porous media. Dover Publications. Inc. New York. 764 p. 1972.

Bejan, A. and Lage, J. L. Heat transfer from a surface covered with hair. *Convective Heat and Mass Transfer in Porous Media* (eds. S. Kakaç, et al.), Kluwer Academic, Dordrecht, 823–845. 1991.

Ben Parfitt ; Programme sur les questions de l'eau ; *École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto* 2010

Benner, F. C., et F. E. Bartell, The Effect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production, *Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, 1941.*

Bouzidi Samir, contribution à l'étude d'un écoulement diphasique en milieu poreux. Application à un réservoir pétrolier, *Mémoire de Magister Machines Thermiques, Université de Tlemcen. 2005*

Bogdanov I, Mourzenko V, Thovert J, Adler P. Two-phase flow through fractured porous media. *Phys Rev E*;68(2):1–24. 2003

Bowen, M. Theory in the practice of psychotherapy. *In P. J. Guerin, Jr. (Ed.), Family therapy: Theory and practice* (pp. 42-90). New York: Garner Press. 1976.

Brandner, C.F. and Slatboom, R.A., Vertical immiscible displacement experiments in a non-homogeneous flow cell. *Canadian Journal of Petroleum Technology*, pp. 25-33, Jan.-March. 1975

Chavent, G. A new formulation of diphasic incompressible flows in porous media. *In Lecture Notes in Mathematics* 503. Springer, New York 1976.

Cheng P., Heat transfer in geothermal systems. *In Advances in Heat Transfer (Edited by J. P. Hartnett and J. F. Irvine, Jr.), Vol. 14. Academic Press, New York 1978.*

Collins R.E. Flow of fluids through porous materials, *reinhold, new york, 1961.*

Corey A.T., The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, *Producers Monthly* p 38, Nov 1954.

Darcy H. les fontaines publiques de la ville de Dijon, *Dalmont, paris 1856.*

Erlach, E., Relative permeability characteristics of vugular cores. *Paper SPE 3553, Fall Meeting SPE, New Orleans 1971*

FAHS. H. Identification des paramètres par approche inverse pour la simulation de l'hydrodynamique en milieux fracturé *UNIVERSITE DE STRASBOURG-CNRS 2010*

Fetter C.W. ; Applied Hydrogeology, *United States Edition, 1988*

Ghorayeb K, Firoozabadi A. Numerical study of natural convection and diffusion in fractured porous media. *SPE J;5(1):12-20. 2000*

Graham J.W. and Richardson, J.G.: "Theory and Application of Imbibition Phenomena in Recovery of Oil," *Trans. 216, 377{381. AIME 1950*

Granet S, Fabrie P, Lemmonier P, Quitard M. A single phase flow simulation of fractured reservoir using a discrete representation of fractures. In: *Proceedings of the 6th European conference on the mathematics of oil recovery (ECMOR VI), September 8-11, Peebles, Scotland, UK; 1998.*

Harris, J.F., Taylor, G.L. and Walper, J.H., Relation of deformation fractures in sedimentary rock to regional and local structure. *Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull., V 44, No. 12, p 1853-1873. 1960*

Hassler G.L, Rice R.R and Leeman E.M, investigation on recovery of oil from sandstone by gas-drive. *Trans Aime 118 P 1936.*

Ho, Stephen W. Webb Clifford K ; Gas transport in porous media *Springer, - 444 pages 2006*

Hodgson R.A, Regional study of jointing of Comb Ridge-Navajo Mountain area. *Arizona and Utah. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull., V45, No. 1, p 1-38. 1961*

Houpeurt ;A Mécanique des fluides dans les milieux poreux critiques et recherches. Edition *Editions Technip, 1974*

Huppler, J.D., Numerical investigations of the effects of core heterogeneities on waterflood relative permeabilities. *Soc. of Petroleum Engineers Journal, pp. 381-392, Dec. 1970*

James W. Amyx, Daniel M. Bass, Robert L. Whiting Petroleum Reservoir Engineering: *Physical Properties*; mcgraw-Hill Book, New York 1960.

Juanes R, Samper J, Molinero J. A general and efficient formulation of fractures and boundary conditions in the finite element method. *Int J Numer Meth Eng* ;45:1751–74. 2002
Kambiz Vafai ; **Handbook of POROUS MEDIA** ; *The Ohio State University Columbus, Ohio* 2000

Karimi-Fard M, Durlofsky L, Aziz K. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators. *SPE J*;9(2):227–36. 2004

Karimi-Fard M, Firoozabadi A. Numerical simulation of water injection in 2D fractured media using discrete-fracture model. *SPERE J* ;4(March):117–26. 2003

Kaviany, M., , Principles of Heat Transfer in Porous Media, *Springer, New York.* 1995

Kazemi H, Gilman J. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution.:451–62. *SPE (December)* 1969

KFOURY M Changement d'échelle séquentiel pour des milieux fracturés hétérogènes, *these doctorat INP TOULOUSE* 2004

Kim J, Deo M. Finite element discrete fracture model for multiphase flow in porous media. *AIChE J*;46(6):1120–30. 2000

Kleppe, J. and Morse, R. A.: "Oil Production from Fractured Reservoirs by Water Displacement," *SPE 5084 presented at the 49th Annual Meeting of the Society of Petroleum Engineers, Houston, TX, Oct., 1974.*

Marsily. G. Quantitative hydrogeology - Groundwater hydrology for engineers. Academic Press. San Diego. 4.40 p. 1986.

Maryška J, Severyn O, Vohralík M. Numerical simulation of fracture flow with a mixed-hybrid FEM stochastic discrete fracture network model. *Comput Geosci* ;8(3):1499–573. 2003

Mattax, C. C. and Kyte, J. R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water- Drive Reservoir," *SPEJ* 177{184. (June 1962),

Maxime NICOLAS. , Ecoulement dans les milieux poreux document *Université de Provence, Marseille, 2003.*

Merill Lavaun, S. Jr., Two phase flow in fractures. *Disertation presented at Univ. of Denver..* 1973

Monteagudo J, Firoozabadi A. Control-volume method for numerical simulation of two-phase immiscible flow in two- and three-dimensional discrete-fractured media. *Water Resour Res*;40(7):W07405. 2004

Mualem, Y.. A new model predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resour. Res.* 12:513–522. 1976

Lefebvre du Prey, E., Verre: R.,. Polyphasic flow in fissures study, *Report of French Institute of Petroleum. Ref. 20950, January 1973*

Leroy, G.,. Cows de Géologie de Production. *Inst. Francais du Petrole. Ref. 24,429. 1976*

LEVERETT .M.C., Capillary behavior in Porous Solids. *trans. AIME Vol. 142, p. 152, 1941.*

Long J., Relier J., Wilson C. and Witherspoon P. Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures. *Water Resour Res.* 18(3). 645 — 658. 1982

Nelson, Ronald A ; Geologic analysis of naturally fractured reservoirs *ISBN 0884153177, 353 2001*

Noorishad J, Mehran M. An upstream finite element method for solution of transient transport equation in fractured porous media. *Water Resour Res* 18(3):588–96. 1982

RACHT V.G T.D. fundamentals of fractured reservoir engineering ; *Elsevier1982*

Reiss, L. H.,. Reservoir engineering en milieu fissure. *French Institute of Petroleum. 1966*

René Lefebvre. Écoulement Multiphasique en milieux poreux ; *INRS-Eau, Terre et environnement . automne 2006.*

Romm, E.S., Fluid flow in fractured rocks. *Nedra, Moscow. 1966*

Ruhland, R.,. Methode d'etude de la fracturation naturelle des roches, associe aux divers modeles structuraux. *Geol. Soc. Bull., 26,2-3, p91-113. Strasbourg. 1973*

Sarnardzioska T. and Popov V. Numerical comparison of the equivalent continuum. *non-homogeneous dual porosity models for flow and transport in fractured porous media. Advances in water resources. 28. 235 — 255. 2005*

Seladji. C. 2D simulation of drainage performance in stratified verticzal porous channel *Department of Mechanical Engineering, University Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2011*

Seladji. C. Analyse d'un ecoulement multiphasique dans un milieu poreux avec changement de phase *University Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2008*

Scheidegger, AE, The Physics of Flow Through Porous Media, 3rd edn., University of Toronto Press 1974

Sitharam T., Sridevi J. and Shimizu N. Practical equivalent continuum characterization of jointed rock masses, *Int. J Rock Mech Min Sel* 38(3). 437 — 448. 2001.

Slough K, Sudicky E, Forsyth P. Grid refinement for modeling multiphase flow in discretely fractured porous media. *Adv Water Res*;23:261–9. 1999

Slough K, Sudicky E, Forsyth P. Numerical simulation of multiphase flow and phase partitioning in discretely fractured geologic media. *J Contam Hydrol* ;40:107–36. 1999

Stearns, D.W. and Friedman, M., Reservoirs in fractured rock in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories. *Am. Assoc. Petroleum Geologists. Mem. 16*, p 82-106. 1972.

Tatomir A-B; Numerical Investigations of Flow through; Fractured Porous Media ; Universität Stuttgart 2007

Van Genuchten, R.. Calculating the unsaturated hydraulic conductivity with a new, closed-form analytical model. Research - Report 78-WR-08, Water Resources Program, Dep. of Civil Engineering, Princeton Univ., Princeton, N.J. 1978

VAN GOLF-RACHT T.D. fundamentals of fractured reservoir engineering ; Elsevier 1982

Vohralik M, Maryška J, Severyn O. Mixed and nonconforming finite element methods on a system of polygons. *Appl Numer Math*;57:176–93. 2007

Wang and Beckermann two-phase mixture model of liquid-gas flow and heat transfer in capillary porous media I-formulation. *Int. J heat mass transfer vol 36, No .11 pp 2747-2758.* 1993

WARREN. P, J, ROOT. M. AIME The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of petroleum engineers journal*, p 245-255 1963

Whitaker.S., Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law, *tranp. porous media vol. n 1, pp. 3-27, 1986*

Wu Y.S. and Pruess, K., "Numerical simulation of non-isothermal multiphase tracer transport in heterogeneous fractured porous media". *Advances in Water Resources, 23:699-723, 2000*

Zhang K, Woodbury A. A Krylov finite-element approach for multi-species contaminant transport in discretely fractured porous media. *Adv Water Res* ;25:705–21. 2002

Annexe 1

Relation entre grandeurs macroscopiques et microscopiques

Dans la plupart des cas, les grandeurs microscopiques qui caractérisent un phénomène en milieu poreux ne sont pas continues, c'est au sens de distribution que doivent être appliquées les formules de dérivation des grandeurs moyennes sur un V.E.R pour la fonction Ψ_i les phases étant caractérisées par i et les interface par $A_{i\beta}$. Les opérateurs de dérivation s'écrivent alors en valeur moyenne : Seladji (2008)

$$\langle \nabla \Psi_i \rangle = \nabla \langle \Psi_i \rangle + \frac{1}{R_0} \int_{A_{i\beta}} (\Psi_i) \vec{n}_i dA \quad (\text{A2.1})$$

$$\left\langle \frac{\partial \Psi_i}{\partial t} \right\rangle = \frac{\partial \langle \Psi_i \rangle}{\partial t} - \frac{1}{R_0} \int_{A_{i\beta}} (\Psi_i) \vec{w}_{i\beta} \vec{n}_i dA \quad (\text{A2.2})$$

\vec{n}_i : étant la normale à l'interface $A_{i\beta}$ dirigée vers l'extérieur de la phase i

$\vec{w}_{i\beta}$: le vecteur de déplacement de l'interface $A_{i\beta}$ et (Ψ_i) est le saut de Ψ_i à la traversée de $A_{i\beta}$. $A_{i\beta}$: surface séparent les phases

On définit aussi la moyenne de la phase i dans R_0

$$\langle \Psi_i \rangle(\vec{x}, t) = \frac{1}{R_0} \int_{R_0} \Psi_i(\vec{x} + \vec{\xi}, t) \vec{n}_i dV_\xi \quad (\text{A2.3})$$

Ainsi que la moyenne intrinsèque de la phase :

$$\langle \Psi_i \rangle^i(\vec{x}, t) = \frac{1}{R_i} \int_{R_\alpha(\vec{x}, t)} \Psi_i(\vec{x} + \vec{\xi}, t) \vec{n}_i dV_\xi \quad (\text{A2.4})$$

Étant donné que Ψ_i est une propriété spécifique à la phase i donc nulle dans les autres phases, la relation entre moyenne de phase et moyenne intrinsèque s'écrit avec ε porosité et s saturation en phase i

$$\langle \Psi_i \rangle(\vec{x}, t) = \theta_i(\vec{x}, t) \langle \Psi_i \rangle^i(\vec{x}, t) \quad (\text{A2.5})$$

$$\theta_i(\vec{x}, t) = \frac{R_i(\vec{x}, t)}{R_0} \quad (\text{A2.6})$$

$$\theta_i(\vec{x}, t) = \varepsilon S_i \quad (\text{A2.7})$$

Annexe 2

Homogénéisation en milieux poreux

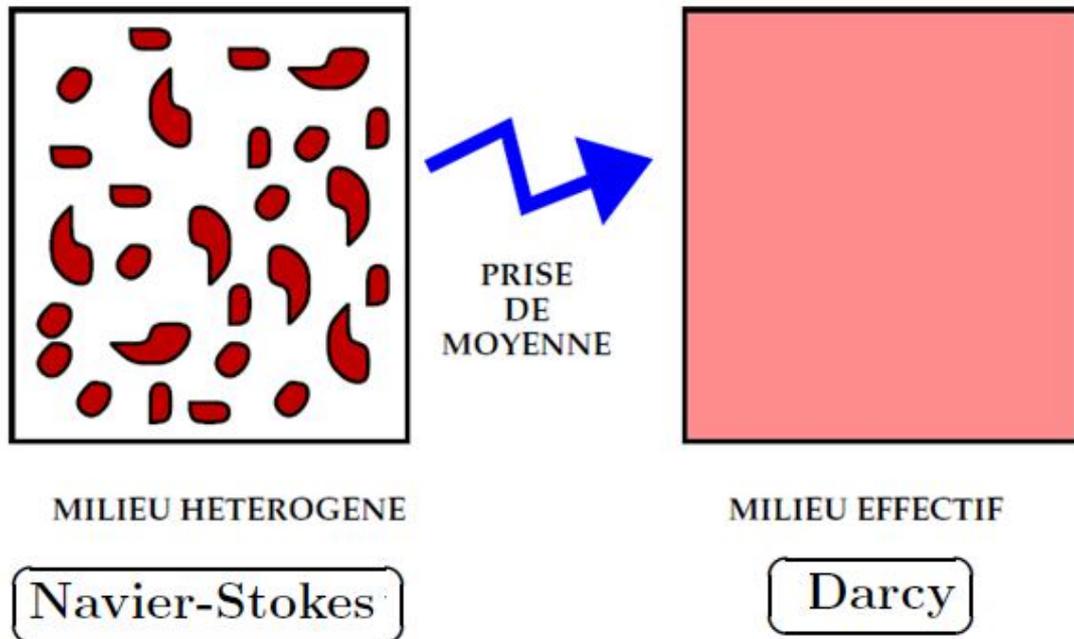


Figure A1.1 Notion d'Homogénéisation en milieux poreux

Afin de pouvoir étudier les phénomènes de transfert en milieux poreux, il faut faire une homogénéisation des équations régissant les écoulements des fluides (équation de Navier-Stokes) pour obtenir des équations d'écoulement en milieux poreux (équation de Darcy)

Équations (microscopiques) de Navier-Stokes

$$\nabla P_\epsilon + u_\epsilon \cdot \nabla u_\epsilon - \mu \nabla^2 u_\epsilon = f \quad \text{dans } \Omega_\epsilon \quad (\text{A1.1})$$

$$\operatorname{div} u_\epsilon = 0 \quad \text{dans } \Omega_\epsilon \quad (\text{A1.2})$$

$$u_\epsilon = 0 \quad \text{sur } \partial \Omega_\epsilon \quad (\text{A1.3})$$

Loi homogénéisée de Darcy

$$u = k(f - \nabla p) \quad \text{dans } \Omega \quad (\text{A1.4})$$

$$\operatorname{div} u = 0 \quad \text{dans } \Omega \quad (\text{A1.5})$$

$$u \cdot n = 0 \quad \text{sur } \partial \Omega \quad (\text{A1.6})$$

Annexe 3

Coordonnées des configurations Géométriques

Figure 5.12

Point	X [cm]	Y[cm]
1	± 40	± 100
2	34	-100
3	15	-100
4	20	-100
5	-7	-50
6	40	50
7	40	42
8	-10	30
9	-10	40
10	-40	70
11	-40	62
12	-4	-42
13	-10	-43.75
14	-4	-10
15	-4	-2
16	-4	41.65
17	20	10
18	20	10

Tableau A3.1 coordonnées de la figure 5.12

Figure 5.15

Échantillon 1

Point	X [m]	Y[m]	Z[m]
1	±3	±1	±1
2	±3	±0.1	±1

Tableau A3.2 coordonnées de la figure 5.15 (échantillon 1)

Échantillon 2

Point	X [m]	Y[m]	Z[m]
1	±3	±1	±1
2	±3	0.6	±1
3	±3	0.4	±1
4	-3	±0.1	±1
5	3	-0.9	±1
6	3	-0.7	±1

Tableau A3.3 coordonnées de la figure 5.15 (échantillon 2)