FO 5935

Environnement Canada Environment Canada

Environment Canada - Environnement Canada

Série scientifique (Canada. Direction Générale des Eaux

No : 72
GB 707 C3354
OOFF 0026272J

Étude numérique, sur le terrain et en laboratoire, de l'écoulement des fluides dans un système de fractures déformables

John Edward Gale

GB
707
C3354
n. 72

ÉTUDE N° 72, SÉRIE SCIENTIFIQUE

DIRECTION GÉNÉRALE DES EAUX INTÉRIEURES
DIRECTION DES RESSOURCES EN EAU
OTTAWA (CANADA) 1981

Publication distribuée par
Environnement Canada
Ottawa
K1A 1C8

Édition française de
A Numerical, Field and Laboratory Study of Flow in Rocks with Deformable Fractures
préparée par le Module d'édition française
d'Environnement Canada

Numéro de catalogue : EN 36-502/72F
ISBN : 0-662-90422-2

©
Ministre des Approvisionnements et Services
1981

RÉSUMÉ

Dans la présente étude, on se propose essentiellement de déterminer si des fractures peuvent s'ouvrir ou se fermer lorsque la pression exercée par un fluide varie, et d'évaluer les effets que ces variations d'ouverture des fractures pourraient avoir sur la répartition de pression du fluide et les vitesses d'écoulement à l'intérieur du réseau de fractures. Le programme de recherche consiste en des études *a*) numériques, *b*) effectuées sur le terrain, et *c*) en laboratoire.

On présente ici un modèle numérique, qui simule l'interaction permanente des pressions exercées par le fluide, et des contraintes qui existent dans les masses rocheuses fracturées. Pour cette simulation, il est nécessaire de combiner deux équations non linéaires et d'utiliser deux techniques différentes par éléments finis, l'une applicable à l'écoulement fluide dans les fractures, et l'autre à l'analyse des contraintes dans la masse rocheuse fracturée. La formulation des éléments finis est établie directement à partir des équations directrices appropriées, par la méthode de Galerkin.

Le modèle numérique peut simuler des problèmes généraux de contraintes planes (bidimensionnelles), dans des coupes verticales ou horizontales, ainsi que des problèmes d'écoulement autour d'un puits traversant un réseau de fractures horizontales (modèle avec symétrie par rapport à un axe). Les études de modèles effectuées sur des réseaux de fractures simulés ont démontré que les fractures s'ouvrent au cours de l'injection et se ferment au cours du retrait, et que les vitesses d'injection sont bien supérieures aux vitesses de retrait, à des gradients de pression correspondants. En outre, les études de ces modèles ont indiqué qu'il est impossible de remplacer un réseau de fractures à ouvertures non uniformes par un réseau de fractures à ouvertures uniformes équivalentes, en raison des différences de répartition de la pression du fluide.

On a mis au point un appareil de sondage (extensomètre), et on l'a utilisé pour mesurer sur le terrain les variations d'ouverture des fractures individuelles, au cours des tests d'injection et de retrait du fluide réalisés à Sambro (Nouvelle-Écosse). Dans le cas d'une fracture située à 29 pi au-dessous de la surface du sol, une diminution de $\approx$ 7,5 psi de la pression des fluides a provoqué une fermeture des fractures de $\approx 5 \times 10^{-5}$ pi. La même fracture s'est ouverte de $\approx 3 \times 10^{-4}$ pi, par suite d'une augmentation de $\approx$ 20 psi de la pression des fluides. On a observé une excellente concordance entre les mesures effectuées sur le terrain, et les résultats obtenus par étude numérique d'un modèle du site expérimental. On démontre ainsi qu'il est possible d'utiliser l'extensomètre pour obtenir des mesures sur le terrain des valeurs normales de rigidité (K_N) des fractures individuelles.

La mesure, en laboratoire, des variations d'ouverture des fractures engendrées par des variations de pression des fluides, a confirmé les résultats obtenus grâce aux études numériques et sur le terrain. On a ainsi démontré que le profil de pression des fluides à l'intérieur d'un plan de fractures réagit très rapidement à l'ouverture et à la fermeture des fractures, ce qui peut constituer une méthode indirecte de détection sur le terrain de la déformation des fractures.

ABSTRACT

The main objectives of this study were to determine whether fractures open or close because of changes in fluid pressure and what effect such changes in fracture aperture might have on fluid pressure distributions and flow rates within the fracture system. The research program consisted of (1) numerical, (2) field and (3) laboratory studies.

A numerical model is presented that simulates the steady-state interaction of fluid pressures and stresses in fractured rock masses. This simulation requires the combination of two nonlinear equations and the use of two finite-element techniques, one for fluid flow in fractures and the other for stress analysis of the jointed rock mass. The finite-element formulations are developed directly from the appropriate governing equations using the Galerkin method.

The numerical model can simulate general two-dimensional plane strain problems in either vertical or horizontal sections as well as the axisymmetric case of flow to a well intersecting a system of horizontal fractures. Model studies with idealized fracture systems showed that fractures open during injection and close during withdrawal and that injection rates are much greater than the withdrawal rates for corresponding pressure gradients. Also, the model studies showed that because of the difference in fluid pressure distribution, fractures with non-uniform apertures cannot be replaced with a system of fractures having equivalent uniform apertures.

A borehole instrument (fracture deformation gauge) was developed and used to make *in situ* measurements of the changes in individual fracture apertures during fluid injection and withdrawal tests at Sambro, Nova Scotia. For a fracture located 29 ft below the ground surface a decrease in fluid pressure of ≈ 7.5 psi gave a fracture closure of $\approx 5 \times 10^{-5}$ ft. The same fracture opened by $\approx 3 \times 10^{-4}$ ft on account of an increase in fluid pressure of ≈ 20 psi. Very good agreement was obtained between the field measurements and the results of a numerical model study of the test site. It is shown that the fracture deformation gauge can be used to obtain *in situ* measures of the normal stiffness values (K_N) of individual fractures.

Laboratory measurements of changes in fracture apertures owing to changes of fluid pressure verified the numerical and field results. It is shown that the fluid pressure profile within a fracture plane is very sensitive to fracture opening and closing, and thus may provide an indirect means of detecting fracture deformation in field situations.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ III
ABSTRACT IV
LISTE DES FIGURES VII
LISTE DES TABLEAUX XIII
NOMENCLATURE XV
FACTEURS DE CONVERSION XVIII
REMERCIEMENTS XIX

Introduction

1.1 Description du problème 1
1.2 Objectifs et portée 3
1.3 Travaux antérieurs 4
1.3.1 Écoulement dans les roches fracturées 4
1.3.2 Expériences sur l'écoulement dans les fractures 8
1.3.3 Déformation des fractures 9

Théorie de l'écoulement des fluides dans des réseaux de fractures déformables

2.1 Introduction 11
2.2 Équations directrices 12
2.2.1 Écoulement dans une fracture isolée – Analogie avec deux plaques parallèles 12
2.2.2 Écoulement dans un réseau de fractures 15
2.2.3 Analyse des contraintes et des déformations dans une masse rocheuse fracturée 16
2.3 Formulation des éléments finis 21
2.3.1 Méthode des résidus pondérés 21
2.3.2 Application de la méthode de Galerkin 24
2.4 Méthode d'analyse de l'écoulement dans des systèmes de fractures déformables 32
2.4.1 Méthode générale 32
2.4.2 Résultats obtenus à l'aide d'un modèle simple, avec symétrie par rapport à un axe 35
2.5 Injection et retrait des fluides dans un système de fractures déformables 38
2.5.1 Distribution de la pression des fluides, et débit dans un système de fractures horizontales 40
2.5.2 Distribution de la pression des fluides, et débit dans un système de fractures verticales 42
2.5.3 Effets des ouvertures de fractures non uniformes 48

Mesures *in situ* de la déformation des fractures, causée par des variations de la pression des fluides 53

3.1 Introduction 53
3.2 Zone, et systèmes de fractures étudiés 53
3.2.1 Situation et description 54
3.2.2 Géologie 55
3.2.3 Mesures effectuées en surface 58
3.2.4 Mesures effectuées dans les trous de forage 60
3.2.5 Propriétés matérielles 65
3.2.6 Caractéristiques hydrauliques 84
3.3 Déformation des ouvertures, due à des variations de la pression du fluide 85
3.3.1 Essai de retrait 87
3.3.2 Essais d'injection .....

Simulation numérique du système de fractures de Sambro (Nouvelle-Écosse)

4.1 Comparaison des variations mesurées des ouvertures de fractures, avec les résultats du modèle numérique 97
4.2 Effet de la déformation des fractures et de l'emplacement des fractures sur les résultats des essais simulés de pompage 103
4.3 Résumé 108

Étude en laboratoire des essais d'injection et de retrait, à l'aide de carottes rocheuses de grand diamètre 109

5.1 Introduction 109
5.2 Description de l'expérience 109
5.2.1 Préparation de l'échantillon 112
5.2.2 Propriétés matérielles 113
5.2.3 Méthode expérimentale – Appareillage 118
5.3 Résultats des essais d'injection et de retrait de fluide 119
5.3.1 Surface de fracture obtenue par sciage – «Ouverture uniforme» 122
5.3.2 Comportement de la surface de la fracture obtenue par sciage et sablée – «Ouverture non uniforme» 125
5.3.3 Fracture de tension et fracture non uniforme 128
5.3.4 Fracture de tension 130
5.4 Résumé .....

Résumé et conclusions 133

ANNEXE
Modification proposée de l'ensemble à packer gonflable permettant de déterminer le profil de perméabilité d'un puits 137

BIBLIOGRAPHIE 139

LISTE DES FIGURES

1 Résultats typiques des essais hydrauliques *in situ* 2

2 Écoulement dans une fracture isolée 13

3 Écoulement dans une fracture à parois parallèles 16

4 Élément de joint, d'après Goodman, Taylor et Brekke (1968) 19

5 Modèle d'état du déplacement d'un joint sous l'effet d'une contrainte normale 20

6 Modèle d'état du déplacement d'un joint sous l'effet d'une contrainte de cisaillement 21

7 Élément triangulaire 23

8 Élément linéaire 25

9 Élément symétrique par rapport à un axe, avec les composantes des contraintes et déformations qu'il subit 28

10 Schéma d'écoulement, relatif à l'analyse du terme contrainte — écoulement 34

11 Modèle simple, avec symétrie par rapport à un axe 36

12 Modèle à éléments finis, montrant la distribution des principales contraintes dans les blocs rocheux, et les contraintes normales effectives s'exerçant sur les fractures 39

13 Comparaison des débits, au cours de l'injection et du retrait d'un fluide, dans un système de fractures, pour deux valeurs différentes de la résistance mécanique des fractures 41

14 Profils de pression du fluide, au cours de l'injection et du retrait d'un fluide, dans des systèmes de fractures déformables et rigides 42

15 Distribution des contraintes dans une masse rocheuse contenant deux groupes de fractures orthogonales et verticales (retrait) 44

16 Distribution des contraintes dans une masse rocheuse contenant deux groupes de fractures orthogonales et verticales (injection) 44

17 Comparaison de la distribution de la pression du fluide, le long de la fracture centrale, au cours de l'injection et du retrait dans des systèmes de fractures orthogonales, rigides et déformables 45

18 Distribution de la pression du fluide, au cours du retrait et de l'injection de fluide, dans un système de fractures orthogonales légèrement déformables 45

19 Effet de l'angle d'intersection des fractures sur la distribution des pressions 47

20 Représentation schématique des profils de pression, lorsque l'écoulement a lieu dans des conduits de sections non uniformes, et des conduits de sections uniformes équivalentes 49

21 Profils de pression du fluide, lorsque l'injection et le retrait ont lieu dans des fractures à ouvertures uniformes, et des fractures à ouvertures non uniformes 50

22 Déformation des fractures, provoquée par l'injection et le retrait du fluide, dans des ouvertures de fractures uniformes et non uniformes 50

23 Profils de pression du fluide, et variations d'ouverture des fractures provoquées par l'injection de fluide dans des ouvertures de fractures uniformes et non uniformes 52

24 Région étudiée 54

25 Affleurement de roche de fond, sur le site expérimental de Sambro, avec orientation préférentielle des phénocristaux de feldspath 55

26 Topographie générale de la région de Sambro 56

27 Projection polaire équivalente, dans l'hémisphère supérieur, des pôles des plans de fracture, mesurés dans la région de Sambro 57

28 Carte levée à la planchette du site expérimental de Sambro 57

29 Diagramme des fractures, dans le puits S1 59

30 Diagramme des fractures, dans le puits S2 60

31 Diagrammes des fractures, dans les puits S4, S5, S6 et S7 61

32 Observation détaillée à l'aide du périscope des fractures situées au niveau de 13 pi dans les puits S1 et S2 62

33 Courbe du déplacement en fonction de la charge pour un échantillon de porphyre monzonitique quartzique à grains moyens 64

34 Courbe du déplacement en fonction de la charge pour un échantillon de monzonite quartzique à grains fins 64

35 Vue en gros plan de la carotte, prélevée à 9.36 pi au-dessous de la surface du sol, dans le puits S1, et montrant la forte altération de la surface de la fracture 65

36 Représentation schématique de l'essai d'injection 66

37 Disposition des packers, pour les essais d'injection 66

38 Courbes d'étalonnage des débitmètres 67

39 Appareillage de mesure de pression 68

40 Pressions du fluide, dans divers plans de fracture 71

41 Profils de température du fluide, tels que relevés au début de la période d'étude, avant les essais d'injection 72

42 Écoulement, d'une cavité vers une fracture 74

43 Variation en pourcentage de la charge hydraulique, pour un écoulement laminaire, symétrique par rapport à un axe, à partir d'un trou de forage 78

44 Distribution des pressions du fluide dans le plan de fracture 80

45 Pression en fonction du temps au cours d'un essai d'injection à débit constant 82

46 Données provenant des essais de pompage 84

47 Résultats des mesures de déformation des fractures, effectuées au cours d'un essai de retrait 86

48 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S1, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 29 pi en S1 88

49 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S2, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 20 pi en S1 94

50 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S1, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 20 pi en S1 95

51 Modèle à éléments finis du système de fractures de Sambro, indiquant les principales contraintes de compression, qui agissent à l'intérieur des éléments de la roche, et les contraintes normales effectives qu'exercent les forces de gravité sur les fractures 98

52 Relation entre la force (pression du fluide) et le déplacement normal déterminée à partir des données *in situ*, pour les fractures situées aux niveaux de 29 et de 20 pi 100

53 Données relatives au rabattement, telles que mesurées dans le puits de pompage au cours de deux essais distincts de pompage effectués dans deux puits séparés 106

54 Carotte de granite, de 38 po de diamètre, extraite à la carrière de la Cold Springs Company près de Raymond (Californie) 110

55 Les deux moitiés de la carotte de 38 po de diamètre, sur lesquelles on peut voir les trous d'ancrage et les trous de fendage 111

56 Diagramme schématique de la carotte, montrant l'emplacement du trou central et des quatre LVDT 111

57 Emplacement des trous de fendage et des guides (glissières) permettant d'ajuster les faces des fractures de tension 112

58 Courbe partielle de la déformation en fonction de la contrainte applicable à l'échantillon n° 1 114

59 Courbe complète de la déformation en fonction de la contrainte applicable à trois échantillons de granite blanc de la Sierra (Sierra White Granite), provenant de Raymond (Californie) 114

60 Carotte de grand diamètre, prête aux essais 115

61 Gros plan de LVDT, placé en travers d'une fracture obtenue par sciage 116

62 Carotte de grand diamètre, prête à être placée dans la cellule triaxiale 117

63 Représentation schématique de la surface de la fracture obtenue par sciage et traitée par sablage (ouverture non uniforme) 118

64 Déformation de la fracture et de la roche (fracture obtenue par sciage) 119

65 Variations du débit et de l'ouverture d'une fracture, en fonction de la contrainte effective (fracture obtenue par sciage) 120

66 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 (fracture obtenue par sciage) 121

67 Pourcentage de la pression mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait 122

68 Déformation de la fracture et de la roche (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage) 123

69 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, en fonction de la contrainte effective (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage) 123

70 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage) 124

71 Photographie d'une fracture de tension 125

72 Déformation de la fracture et de la roche dans la fracture de tension 126

73 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, en fonction de la contrainte effective dans les fractures de tension, et dans les fractures obtenues par sciage et traitées par sablage 127

74 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 dans une fracture de tension et dans une fracture obtenue par sciage et traitée par sablage 127

75 Pourcentage de pression mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait 128

76 Variations du débit et de l'ouverture des fractures de tension, en fonction de la contrainte effective 129

77 Variations du débit et de l'ouverture de la fracture de tension pour diverses pressions d'injection et de retrait, et une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 129

78 Pourcentage de pression, mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait 130

A-1 Ensemble à double packer, modifié, pour des mesures du profil de perméabilité 138

LISTE DES TABLEAUX

1 Résultats des essais d'injection et de retrait dans un modèle simple, présentant une symétrie par rapport à un axe 37

2 Débits d'injection et de retrait, dans un système de fractures orthogonales, présentant diverses valeurs de rigidité 46

3 Débits dans des ouvertures de fractures équivalentes uniformes et non uniformes (± 2496 lb/pi^2) 51

4 Débits au cours de l'injection de fluide dans des ouvertures de fractures non uniformes, et uniformes équivalentes. Pression d'injection: 3264 lb/pi^2 52

5 Données sur la pression et le débit, et ouvertures équivalentes calculées, se rapportant aux essais d'injection effectués en S1 69

6 Données relatives à la pression et au débit, obtenues dans les puits S4, S6 et S7 73

7 Données sur les fractures et ouvertures équivalentes dans le cas de fractures étudiées à Sambro (Nouvelle-Écosse) 76

8 Ouvertures de fractures non uniformes, telles que calculées à l'aide des résultats des essais d'injection 81

9 Données sur les essais *in situ* de déformation des fractures (14 septembre 1973) 90

10 Ensemble des données relatives aux essais de déformation des fractures en fonction de diverses valeurs de la pression 92

11 Comparaison entre les résultats des mesures *in situ* et du modèle numérique, applicables à la déformation des fractures, dans le cas de la fracture située au niveau de 29 pi 101

12 Comparaison des résultats des mesures *in situ* et du modèle numérique, applicables à la déformation des fractures, dans le cas de la fracture située au niveau de 20 pi 102

13 Propriétés du système de fractures soumis aux essais simulés de pompage 105

14 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures de fractures non uniformes 105

15 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures de fractures non uniformes. On a interverti les fractures situées aux niveaux de 10 pi et 40 pi 106

16 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures uniformes équivalentes 106

17 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures uniformes équivalentes. On a interverti les fractures situées aux niveaux de 10 et 40 pi 107

18 Résultats des essais cycliques de compression effectués sur le granite blanc de la Sierra (Sierra White Granite) 113

NOMENCLATURE

$A(\ )$	Opérateur linéaire
$[B]$	Sous-matrice de la matrice de rigidité
$[B_j]$	Sous-matrice de la matrice de rigidité des joints
b	Demi-ouverture de fracture
b^o	Demi-ouverture initiale de fracture
C	Cohésion
$[D]$	Matrice des modules
$\frac{D(\ )}{Dt}$	Dérivée totale
ds	Limite élémentaire
dv	Région élémentaire
E	Module de Young
$\{F\}$	Vecteur-force
f_i	Composantes de la force qui s'exerce sur le corps, par unité de masse
g	Accélération de la pesanteur
H	Charge hydraulique
H_b	Charge hydraulique à la limite
H_w	Charge hydraulique dans le trou de sondage
I	Matrice d'identité
i, j, k, ℓ	Points nodaux
$[K]$	Matrice de rigidité
$[K]^e$	Matrice de rigidité d'un élément
$[K]^r$	Matrice de rigidité du bloc rocheux
$[K_f]$	Matrice de conductivité des fluides
$[K_J]$	Matrice des modules des joints
K_N	Rigidité normale : rapport entre la force normale s'exerçant sur un joint et de déplacement normal que subit ce joint
K_P	Terme applicable à l'écoulement dans une fracture, en termes de gradients de pression
K_S	Rigidité au cisaillement : rapport entre la contrainte de cisaillement qui s'exerce sur le joint et le déplacement que provoque le cisaillement le long de ce joint
k	Conductivité hydraulique de la fracture
k_p	Perméabilité de la zone
L	Longueur; dénote aussi la longueur de la fracture
ℓ	Très petite distance, le long de la fracture
$[N]$	Fonction de forme, applicable à un élément bidimensionnel
NN	Nombre de points nodaux structuraux
NP	Nombre de points nodaux d'écoulement
n_x, n_y	Cosinus des directions des normales orientées vers l'extérieur

$\{P\}$	Pression des fluides aux points nodaux d'écoulement
P_1	Pression des fluides dans le trou de sondage central
P_2	Pression des fluides s'exerçant de tous côtés sur l'échantillon de roche
P_I	Pression d'injection
P_W	Pression de pompage
ΔP	Différence de pression ($= P_1 - P_2$)
p	Terme général, applicable à la pression des fluides
p^m	Distribution de la pression des fluides à l'intérieur du système de fractures
Q	Débit mesuré
Q_D	Débit dans une fracture déformable
Q_R	Débit dans une fracture rigide
q	Débit dans les fractures
$\bar{q}$	Débit spécifié
R	Résidu
r	Coordonnée radiale
r_b	Distance radiale de la bordure de la zone d'écoulement ou rayon d'influence
r_w	Rayon du puits
S	Superficie totale
S_p	Surface sur laquelle la pression hydraulique ou les débits sont spécifiés
S_t	Surface sur lesquelles les contraintes sont fixées à l'avance; ceci comprend les surfaces intérieures, auxquelles on applique des pressions des fluides
S_u	Superficie sur laquelle le déplacement est spécifié
T	Temps, ou transposée, (lorsqu'on l'utilise en exposant)
$\{t\}$	Forces de traction, y compris l'action de la pression des fluides sur la surface rocheuse
$\{t_o\}$	Forces de traction initiales
$\hat{t}$	Forces de traction spécifiées
$\{t_B\}$	Forces de traction agissant sur la face inférieure de l'élément de joint
$\{t_T\}$	Forces de traction agissant sur la partie supérieure de l'élément de joint
$\{u\}$	Vecteur-déplacement
$\bar{u}$	Déplacements spécifiés
u_s	Déplacement parallèle au plan de fissuration
u^T	Transposée du vecteur-déplacement
$u\ (x,y)$	Déplacement dans la direction x
$v\ (x,y)$	Déplacement dans la direction y
V	Région étudiée
V_a	Vitesse moyenne des fluides
V_i	Composantes de la vitesse suivant les axes de coordonnées ($i = 1, 2, 3$)
V_p	Domaine du fluide
V_u	Domaine de la masse rocheuse
v_n	Déplacements perpendiculaires au plan de fissuration
W_i	Fonction de pondération

X_1, X_2, X_3	Coordonnées globales; axe X_3 parallèle à la direction dans laquelle agit la gravité
x_1, x_2, x_3	Coordonnées locales; directions des axes, choisies en fonction de l'orientation des fractures
(X_i, Y_i)	Coordonnées globales de l'écoulement ou du point nodal structural i
(x_i', y_i')	Coordonnées locales du point nodal d'écoulement i
z	Coordonnée verticale dans des systèmes symétriques par rapport à un axe
α_i	Constantes d'interpolation linéaire (i = 1 à 6)
γ_f	Poids spécifique du fluide
γ_{rz}	Déformation par cisaillement, coordonnées polaires
γ_{xy}	Déformation par cisaillement, coordonnées cartésiennes
Δ	Surface du triangle
$\Delta 2b$	Variation d'ouverture de la fracture
δ	Déplacements du point nodal
δ_R	Déplacement dû à la déformation de la roche
δ^g	Déplacement par gravité
δ^n	Déplacements initiaux
$\{\delta\}^e$	Déplacement du point nodal
ε	Déformation
$[\varepsilon]$	Forme générale du tenseur de déformation
μ	Viscosité dynamique du fluide
ν	i) Viscosité cinématique
	ii) Coefficient de Poisson
ρ_f	Densité du fluide
ρ_s	Densité des blocs rocheux
σ	Contrainte
$[\sigma]$	Forme générale du tenseur des contraintes
σ_0	Contraintes résiduelles
$[\sigma^0]$	Tenseur initial des contraintes
σ_e	Contrainte normale effective
σ_n	Contrainte normale
τ	Contrainte de cisaillement
τ_f	Contrainte de cisaillement à la rupture
τ_{rz}	Contrainte de cisaillement, coordonnées polaires
τ_{xy}	Contrainte de cisaillement, coordonnées cartésiennes
Φ	i) Potentiel de force
	ii) Fonction de forme, applicable aux éléments
ϕ	Angle de frottement dans le plan de fracture
∇	Opérateur gradient
$\nabla.(\ )$	Divergence de ( )
∇^2	Opérateur Laplacien

FACTEURS DE CONVERSION

On peut convertir les unités de mesure utilisées dans la présente thèse en unités SI, comme suit :

Multiplier	par	pour obtenir
pouces	2.540	centimètres
pieds	0.305	mètres
milles	1.700	kilomètres
pouces carrés	6.45	centimètres carrés
pieds carrés	0.093	mètres carrés
pouces cubes	16.4	centimètres cubes
pieds cubes	0.028	mètres cubes
gallon (U.S.)	3.80	litres
livres	0.454	kilogrammes
tonnes	907.2	kilogrammes
une livre force	4.45	newtons
livres par pied carré	47.9	newtons par mètre carré
livres par pouce carré	6.9	kilonewtons par mètre carré

REMERCIEMENTS

L'auteur désire remercier le professeur P.A. Witherspoon pour l'appui et les encouragements qu'il lui a apportés pendant la préparation de son doctorat à l'Université de Californie (Berkeley). L'intérêt qu'il lui a manifesté a fortement contribué au succès de ce programme de recherches. Le professeur D.T. Snow a vivement encouragé l'auteur lors du recueil des mesures *in situ*, tâche ardue entre toutes. L'intérêt qu'a manifesté le professeur Snow pour la réussite de tout le programme de recherches a été hautement apprécié. C'est grâce à l'aide fournie par le professeur R.L. Taylor que les recherches numériques ont été couronnées de succès.

L'auteur désire remercier particulièrement M. John A. Welhan de son aide et sa précieuse contribution à la préparation du programme de recherches sur le terrain, et au cours du programme lui-même. Il tient aussi à remercier MM. P. Delaney, I. Gale et H. Cross de leur assistance au cours des travaux effectués sur le terrain. L'auteur est aussi reconnaissant de l'aide et des contributions que lui ont apporté les membres de la Section des instruments, Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, en particulier M. J. Kruus, qui a contribué à la mise au point et à la fabrication des instruments. L'auteur exprime aussi ses remerciements à MM. C. Chan et M. Brock pour leur aide et leurs conseils lors des recherches effectuées en laboratoire.

Au cours de son séjour à Berkeley, l'auteur a profité au plus haut point des suggestions et des critiques constructives émises par ses amis et collègues, en particulier celles de MM. Tidu Maini, Marcelo Lippmann, T.N. Narasimhan et Dai Watkins. L'auteur désire remercier Mmes Wanda Quitiquit, Ellen McKeon et Debbie Honigman ainsi que les secrétaires d'Environnement Canada – en particulier Mme Gemma Blackwood – qui ont dactylographié le manuscrit. L'auteur a grandement apprécié la patience de Mme Gloria Pelatowski et le soin avec lequel elle a exécuté le tracé des figures.

L'auteur exprime sa grande reconnaissance pour l'appui financier généreux que lui a accordé la Division de la recherche hydrologique d'Environnement Canada, pour la réalisation du programme de recherches *in situ* et les recherches personnelles. Il a aussi reçu un appui financier de la Jane Lewis Fellowship, et des fonds de la Geological Engineering Foundation. L'étape des travaux de laboratoire accomplis au cours de la présente thèse a été financée en conformité avec le contrat de recherches n° 14-08-0001-14583 passé entre la Commission géologique des États-Unis (United States Geological Survey) et le professeur P.A. Witherspoon.

Chapitre 1

INTRODUCTION

1.1 DESCRIPTION DU PROBLÈME

Dans les masses rocheuses cristallines et métamorphiques, les fractures (ou discontinuités) constituent les principaux trajets d'écoulement des fluides. Les fractures se présentent généralement en réseaux et la plupart des masses rocheuses fracturées contiennent au moins deux ou trois réseaux de fractures. Dans de nombreuses régions du monde, les formations rocheuses fracturées renferment la source principale d'approvisionnement domestique en eaux souterraines. La production des puits est partiellement fonction du nombre de fractures qu'ils traversent, et de la perméabilité de chaque fracture.

On a découvert que les méthodes courantes d'analyse des essais de pompage mises au point pour des milieux isotropes et poreux ne peuvent être appliquées à des puits traversant des formations rocheuses fracturées (Lewis et Burgy, 1964). En grande partie, la raison en est que les hypothèses sur lesquelles les méthodes d'analyse sont fondées ne s'appliquent pas aux essais de pompage qui ont lieu dans des formations aquifères fracturées. De plus, lorsque des variations de la pression des fuites provoquent une déformation des fractures, il en résulte une diminution de la perméabilité des fractures à mesure qu'augmente le rabattement (abaissement du niveau des eaux) dans le puits de pompage, facteur qui peut aussi jouer un rôle important.

Bernaix (1967) a démontré par des essais en laboratoire qu'une augmentation importante des contraintes effectives, et la fermeture des fractures qui s'ensuit, provoquent une diminution importante de la perméabilité. Cette relation entre les contraintes et la perméabilité a été déduite des essais de pompage effectués au puits de Rocky Mountain Arsenal près de Denver (Colorado). Evans (1966) a indiqué que le rabattement dans le puits était rapide au cours du pompage (augmentation des contraintes effectives), mais que l'aquifère formé dans les roches métamorphiques fracturées où était situé le puits acceptait des débits importants au cours de l'injection (diminution des contraintes effectives), ce qui laisse supposer que la perméabilité des fractures augmente en même temps que la pression dans le puits.

Les déformations provoquées par une diminution de pression dans les aquifères non consolidés ont fait l'objet de plusieurs discussions théoriques [Verruijt (1969) et Helm (1974)]. Les déplacements superficiels produits par le pompage d'aquifères non consolidés sont importants et ont été mesurés par Davis *et al.* (1969), Wolf (1970) et Helm (1974).

Karanjac (1971) a commenté les effets des variations de pression sur le stockage et la perméabilité, dans les aquifères élastiques poreux. Dans le cas de formations aquifères fracturées, où il n'existe effectivement aucune perméabilité primaire, très peu de recherches ont été faites sur les effets que peut avoir un réseau de fractures déformables sur le comportement d'un puits traversant ce réseau. Snow (1968*a*) a établi une équation relative à l'écoulement des eaux souterraines dans les réseaux de fractures déformables, équation fondée sur une relation linéaire entre la variation de la charge au contact entre les blocs rocheux (ou la variation de pression des

La plupart des chercheurs (Wilson et Witherspoon, 1970; Louis, 1969; Snow, 1965) ont utilisé l'analogie avec des plaques parallèles pour établir une expression applicable à la perméabilité des fractures, à savoir que la conductivité hydraulique d'une fracture est fonction du carré de son ouverture. Le débit par unité de surface transversale de la fracture est fonction du cube de son ouverture.

Par conséquent, il est évident qu'une petite variation d'ouverture des fractures a une influence considérable sur l'écoulement qui se produit à partir d'elles. Lorsqu'on injecte un fluide dans un puits, ou lorsqu'on le retire du puits, la variation de pression la plus grande a lieu dans le puits de forage, ou à proximité. Il est donc important de savoir si les fractures s'ouvrent ou se ferment de façon notable, sous l'effet des variations de pression des fluides au cours des essais d'injection ou de retrait. De plus, s'il y a vraiment déformation, il est important de savoir si elle est réversible ou non, ou bien les deux à la fois, puisque cela permet de savoir si la perméabilité des fractures que traverse le puits est modifiée de façon permanente.

1.2 OBJECTIFS ET PORTÉE

On a entrepris un programme de recherche en trois parties, avec deux objectifs en vue : 1) déterminer si les fractures se déforment lorsque la pression des fluides change à l'intérieur du plan de fracture, et 2) au cas où les fractures se déforment, déterminer quel effet la déformation peut avoir sur la répartition de la pression des fluides, la perméabilité des fractures, et le débit à l'intérieur d'une masse rocheuse fracturée. Le programme de recherche comprend : *a*) une étude d'un modèle numérique de l'interaction entre les pressions des fluides et les contraintes auxquelles sont soumises les roches, *b*) une expérience effectuée sur le terrain, pour mesurer *in situ* les variations d'ouverture des fractures engendrées par des variations de la pression des fluides et *c*) une étude menée en laboratoire de la déformation des fractures, à l'aide de carottes rocheuses de grand diamètre.

Le modèle numérique est constitué de deux programmes à éléments finis : un programme basé sur des contraintes planes et bidimensionnelles, permettant d'établir un modèle des déplacements et contraintes qui ont lieu dans les blocs rocheux et les fractures, et un programme unidimensionnel, permettant d'établir un modèle d'écoulement dans les fractures (Noorishad, Witherspoon et Brekke, 1971). Ces programmes traitent tous deux de l'interaction entre les contraintes subies par les roches, et les pressions des fluides. La masse rocheuse est représentée idéalement comme un système de blocs rocheux et de fractures discrètes. On postule que les blocs sont imperméables, et que l'écoulement n'a par conséquent lieu que dans les fractures. Pour faciliter l'analyse de l'écoulement, on a représenté les fractures comme des ouvertures semblables à des plaques parallèles.

Le programme machine peut simuler à la fois des sections bidimensionnelles verticales et horizontales, et des masses rocheuses fracturées symétriquement par rapport à un axe. Dans cette étude, on approfondit le cas où il y a symétrie par rapport à un axe. Par conséquent, nous simulons l'écoulement vers un puits traversant un réseau de fractures horizontales.

L'expérience effectuée sur le terrain consistait à essayer de mesurer dans les trous de forage les variations d'ouverture des fractures provoquées par des variations de la pression

fluides) et la variation d'ouverture. Une équation similaire a été établie par Serafim (1968). Shehata (1971) a modifié l'équation de Snow pour introduire la relation semilogarithmique déterminée en laboratoire, entre la charge appliquée et la variation d'ouverture des fractures. On n'a pas systématiquement essayé d'appliquer ces équations aux problèmes du comportement des puits dans les réseaux de roches fracturées.

On ne dispose que d'un nombre limité d'observations directes *in situ* sur la déformation des fractures provoquée par des variations de la pression des fluides. Snow (1968*a*) a décrit un puits d'alimentation en eau de 80 pi de profondeur, à l'observatoire Cecil H. Green de Bergen Park (Colorado). Ce puits a été foré dans de la roche métamorphique fortement fracturée, et un rabattement de 30 pi dans ce puits a produit des contraintes souterraines radiales et tangentielles de 10^{-7} à 10^{-8} par rapport aux contraintes initiales, à des distances comprises entre 250 et 300 pi du puits.

Les tentatives faites pour évaluer par des essais d'injection, à l'aide de packers de type courant, les caractéristiques hydrauliques des réseaux de roches fracturées et saturées en eau, où les blocs rocheux sont fondamentalement imperméables, ont parfois démontré qu'il existe une relation non linéaire entre la pression et le débit (Louis, 1969; Snow, 1968*a*). Maini (1971) a suggéré que cette absence de linéarité peut être attribuée *a*) à des phénomènes d'énergie cinétique, *b*) à des lois non linéaires régissant la pression et l'écoulement, *c*) à des fuites, le long des packers, et *d*) à une augmentation de l'ouverture des fractures. Maini a évalué l'importance relative de ces quatre facteurs, mais n'a pu déterminer de manière concluante le facteur dominant. Si nous considérons les résultats corrélatifs débit-pression obtenus par Louis et Maini (1970) pour des roches très déformables et des roches normales (fig. 1), nous arrivons à la conclusion que la déformation des fractures peut constituer un facteur important dans certaines situations sur le terrain.

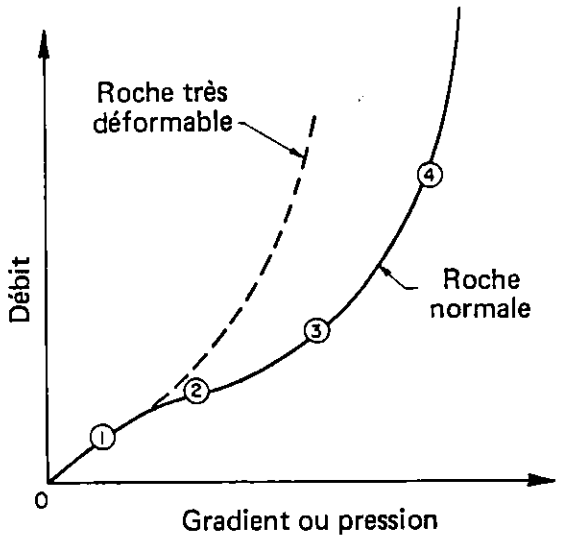

Figure 1 Résultats typiques des essais hydrauliques *in situ* : 1) Écoulement laminaire; 2) Turbulence; 3) Cessation de la turbulence, par suite de l'expansion des fissures; 4) Dominance des effets d'expansion des fissures (d'après Louis et Maini, 1970)

nous permet de beaucoup mieux comprendre comment les fissures peuvent se comporter comme des conduits. Snow (1965), Kiraly (1969) et Mahtab *et al.* (1972) ont apporté leur contribution à la description statistique de l'orientation des réseaux de fractures. Parsons (1972) a adopté la même méthode que Snow et Kiraly pour étudier dans quelle mesure l'écoulement contrôlé par les fractures contribue au réseau d'écoulement régional des eaux souterraines. L'examen de la documentation scientifique révèle la nécessité d'établir une terminologie cohérente pour décrire et cartographier *in situ* les caractéristiques des fractures et les réseaux de fractures, afin de connaître la circulation des eaux souterraines.

La modélisation mathématique de l'écoulement fluide dans les masses rocheuses fracturées a pris deux orientations : 1) des modèles déterministes, où l'on suppose que l'on connaît la géométrie du réseau de fractures et 2) des modèles statistiques où la géométrie du réseau de fractures est représentée par les distributions statistiques appropriées.

La méthode statistique a consisté à mettre au point un modèle poreux équivalent pour décrire le comportement hydraulique du réseau de fractures. Si les blocs rocheux sont poreux, on admet généralement qu'ils emmagasinent presque toute l'eau, tandis que les fractures servent de conduits principaux (Barenblatt, Zheltov et Kochina, 1960). Les principaux adeptes de la méthode statistique sont Snow (1965), Romm et Pozinenko (1963). Dans ces deux articles, les propriétés du réseau de fractures (orientation, espacement, et ouvertures des fractures) servent à établir un tenseur de perméabilité représentant l'écoulement de l'eau dans la masse rocheuse. Cette méthode exige que l'on détermine la répartition des ouvertures des fractures. Snow (1965) a contribué à apporter de nouveaux éléments, en utilisant les résultats statistiques des essais d'injection dans les trous de forage, pour obtenir les paramètres de répartition des ouvertures (Snow 1968*b* et 1969). Les efforts de Bianchi et Snow (1968) pour mesurer directement les ouvertures des fractures en appliquant une technique photographique aux affleurements du soubassement ont permis d'appuyer la thèse de Snow (1965) relative à la distribution log-normale des ouvertures. Cependant, les paramètres relatifs à la distribution des ouvertures et déterminés par l'étude *in situ* étaient beaucoup plus élevés que les paramètres de distribution calculés pour des types de roche similaires par la méthode des essais d'injection employée par Snow. Bianchi et Snow (1968) ont attribué cette différence à l'altération, ainsi qu'à l'amortissement des contraintes à la surface. Par conséquent, la dimension des ouvertures est le paramètre le plus difficile à mesurer, et reste l'un des plus importants, pour toute analyse de l'écoulement dans des masses rocheuses fracturées.

Dans les modèles déterministes, on représente chaque fracture individuellement, en utilisant une méthode basée sur l'analyse des réseaux. Le coût est élevé, lorsqu'il s'agit d'obtenir les données nécessaires à l'établissement de ces modèles, mais il correspond au degré de précision exigé. Louis et Pernot (1972) ont utilisé des trous de forage et des drains horizontaux pour déterminer la géométrie et la nature des discontinuités sur le site projeté d'un barrage en France. Grâce à l'amélioration de la technologie des forages, et au fait que l'accent est mis actuellement sur la sécurité, ces recherches deviennent courantes, et fournissent une quantité considérable de données d'entrée destinées aux modèles déterministes. La décision d'utiliser un modèle statistique ou déterministe dépend de l'échelle de la structure, ou de sa superficie par rapport à l'espacement et à la dimension des discontinuités importantes, et aussi de la possibilité de recueillir les données appropriées sur les fractures.

des fluides dues à l'injection et au retrait. On a conçu et fabriqué le matériel nécessaire à l'exécution du forage. La nature expérimentale du matériel a limité les essais aux fractures situées à moins de 50 pi de la surface du sol. La disposition du matériel n'a pas permis d'effectuer une détermination précise des variations du débit en fonction de variations données d'ouverture des fractures. De plus, on n'a pu déterminer avec précision sur le terrain les limites d'écoulement.

Pour déterminer simultanément la pression exercée par les fluides, le débit, les variations d'ouverture, et la charge appliquée dans des conditions limites connues, on a entrepris en laboratoire une étude sur une carotte rocheuse de 6 pi de long et de 3 pi de diamètre. On a provoqué la formation de fractures artificielles perpendiculaires à l'axe de la carotte. On a ainsi obtenu une situation que l'on pouvait simuler à l'aide du modèle numérique. Il convient de noter que les fractures créées artificiellement comportent des surfaces fraîches dont les caractéristiques de résistance mécanique diffèrent de celles des fractures altérées que l'on rencontre presque toujours sur le terrain.

En utilisant l'échantillon rocheux de grande taille obtenu par carottage, et le matériel d'essai disponible à la station expérimentale de Richmond (Université de Californie), on a pu simuler les processus d'injection et de retrait dans un réseau de fractures horizontales, en présence de contraintes compressives de 4000 lb/po^2 au maximum, et de variations de la pression des fluides jusqu'à 1000 lb/po^2. On a ainsi pu simuler diverses situations de pompage, à des profondeurs où il est impossible de procéder *in situ*. La comparaison du modèle numérique et des résultats obtenus en laboratoire doivent servir à vérifier le modèle numérique, et à accroître la confiance dans les mesures *in situ*.

1.3 TRAVAUX ANTÉRIEURS

1.3.1 Écoulement dans les roches fracturées

Wilson et Witherspoon (1970) ont donné un compte rendu détaillé des travaux portant sur l'écoulement des fluides dans des roches fracturées, à la fois dans les domaines de l'hydrologie des eaux souterraines et du génie pétrolier. Leur ouvrage comporte un important ensemble de références, qui est pratiquement complet jusqu'en 1970. Il semble nécessaire de résumer brièvement les travaux antérieurs à 1970, de façon à donner au lecteur une documentation de base appropriée, avant d'entreprendre une discussion plus détaillée sur les travaux publiés ultérieurement.

Dans le présent rapport, nous observons la convention adoptée par Wilson et Witherspoon (1970) et nous utilisons le terme «fracture» pour la plupart des discontinuités existant dans une masse rocheuse. Par contre, pour respecter la convention adoptée par les auteurs du modèle par éléments finis (Goodman, Taylor et Brekke, 1968), nous employons le terme «joint» lorsqu'il s'agit de ce modèle.

Snow (1965) a donné un compte rendu détaillé des fractures ou discontinuités décrites dans la littérature géologique existante. L'étude minutieuse faite par Hodgson (1961*a*, 1961*b*) des caractères des fractures nous donne une base pour décrire les fractures *in situ*, et

Kazemi (1969) a élargi les travaux de Warren et Root en les appliquant à un écoulement irrégulier dans un réservoir circulaire fini constitué d'un ensemble de fractures horizontales uniformément espacées, à l'intérieur d'une matrice rocheuse perméable. On présume que l'écoulement des eaux vers le puits se fait surtout par les fractures de grande capacité. Les résultats obtenus à l'aide du modèle de Kazemi ont largement confirmé les résultats obtenus par Warren et Root. Kazemi a conclu que le comportement d'un réservoir fracturé est proche de celui d'un réservoir homogène équivalent, du moins la plupart du temps.

Après Kazemi (1969), Kazemi, Seth et Thomas (1969) ont appliqué le modèle à double porosité proposé par Warren et Root à l'interprétation des essais d'interférence dans des réservoirs naturellement fracturés, en présumant que les fractures étaient distribuées uniformément. Les résultats de leurs analyses ont démontré l'anisotropie prononcée du réservoir; en effet, dans les phases initiales de réponse, un modèle homogène équivalent ne représente pas correctement les effets d'interférence dans les réservoirs naturellement fracturés. Cependant, dans les phases ultérieures, on a observé une bonne concordance, ce qui confirmait les résultats de Kazemi (1969).

Hantush (1966), en admettant que les formations aquifères fracturées peuvent être représentées par des aquifères anisotropes équivalents, a proposé une méthode permettant d'analyser les résultats des essais de pompage, dans le cas d'un aquifère infini, homogène, anisotrope, et perméable (roche fracturée). En procédant de la même manière, Hantush et Thomas (1966) ont mis au point une méthode similaire d'analyse des essais de pompage dans les couches aquifères à nappe captive. Pour obtenir des résultats cohérents à partir des solutions susmentionnées, on doit faire des observations dans au moins deux groupes de puits d'observation en ligne, lorsqu'on connaît les principales directions d'anisotropie. Trois groupes linéaires sont nécessaires, si l'on ne connaît pas les directions principales. Ces puits d'observation sont indispensables pour définir totalement la forme elliptique du cône de dépression (cône d'appel, cône de rabattement) à partir duquel on peut déterminer graphiquement les petits axes et les grands axes, qui correspondent aux principaux axes d'anisotropie. Cependant, le coût d'un tel réseau de puits pourrait constituer un obstacle majeur.

Papadopulos (1967) a présenté une méthode plus pratique pour le cas bidimensionnel, où un puits est alimenté par une nappe aquifère infinie, homogène, et anisotrope. On suppose que l'anisotropie est due à des réseaux de joints qui provoquent des variations de perméabilité dans différentes directions. La forme finale de la solution obtenue par Papadopulos contient trois composantes indépendantes caractéristiques du tenseur de transmissivité, et du coefficient d'emmagasinage. Par conséquent, il est nécessaire de disposer d'un minimum de trois puits d'observation orientés de manière déterminée par rapport à l'orientation du réseau de fractures.

Rofail (1967) a lui aussi proposé une méthode d'analyse des essais de pompage dans les roches fracturées, basée sur l'équation d'écoulement radial, établie par Polubarinova-Kochina (1962). En utilisant la solution de cette équation, Rofail a tracé les courbes types qui correspondent à la fonction caractérisant le puits. Cette méthode semble plus ou moins limitée par l'utilisation de coefficients, empruntés à Barenblatt *et al.* (1960), pour décrire la géométrie des fractures. De plus, la méthode proposée ne semble pas tenir compte de l'existence d'un cône de dépression non circulaire, puisque l'on suppose que les données relatives à la dépression, provenant d'un puits d'observation ou d'un groupement de puits, suffisent pour la détermination des paramètres qui caractérisent l'aquifère.

Wilson et Witherspoon ont établi un modèle déterministe à éléments finis des réseaux de fractures discrètes. Ils ont postulé que les fractures étaient rigides. Cette méthode a servi à étudier divers problèmes d'écoulement, y compris l'influence de la dimension des ouvertures de fractures sur l'écoulement au-dessous d'un barrage, et l'influence des dimensions d'un tunnel sur l'affluence des eaux souterraines.

L'industrie pétrolière a effectué des travaux de recherche considérables sur le déplacement des fluides dans des réservoirs fracturés. La plupart de ces travaux sont de nature statistique (Law, 1944; Warren et Price, 1961). Warren et Price (1961) ont conclu à partir de l'analyse de carottes et de données sur les essais de compression que le comportement le plus probable d'un système hétérogène caractérisé par l'écoulement d'une seule phase est proche de celui d'un système homogène dont la perméabilité est égale à la moyenne géométrique de la distribution de la perméabilité du système hétérogène.

Warren et Root (1963) ont aussi appliqué cette méthode à des réservoirs naturellement fracturés, en utilisant un modèle à deux porosités, semblable à celui de Barenblatt *et al.* (1960); leur modèle avait une porosité primaire (intergranulaire) et une porosité secondaire (fractures, diaclases, et géodes). La porosité primaire a été considérée comme contribuant fortement à l'emmagasinage, mais faiblement à la conductivité; le contraire est vrai pour les fractures ou pour la porosité secondaire.

Le modèle de Warren et Root (1963) comportait un groupement de parallélépipèdes homogènes, isotropes, et rectangles, limités par un réseau orthogonal de fractures continues et uniformes. Chaque fracture est parallèle à l'un des axes principaux de perméabilité; les fractures normales à chacun des principaux axes sont espacées uniformément et ont une largeur constante. Warren et Root ont observé que le temps nécessaire pour atteindre pratiquement un état d'équilibre dans un réservoir hétérogène est dix ou vingt fois plus long que dans un réservoir homogène.

Parsons (1966) a étudié deux cas distincts de réseaux de roches fracturées en utilisant des modèles mathématiques bidimensionnels. Dans le premier cas, il a établi un modèle de fractures. Ce modèle pouvait comporter n'importe quel nombre de systèmes de fractures verticales régulières, à condition que les fractures de chaque système aient la même orientation, la même largeur, et le même espacement. La loi des plaques parallèles constitue l'équation directrice d'écoulement. Si, dans la situation qui précède, on admet que la matrice est perméable, et que les fluides circulent librement entre les fractures et les blocs rocheux, ce modèle est alors équivalent, selon Parsons, à un milieu homogène anisotrope. Parsons a postulé que les champs de compression étaient identiques dans les deux systèmes, et que si l'on superposait ces derniers, l'écoulement se comporterait dans chacun d'eux comme s'il était un système isolé.

Parsons a aussi étudié un modèle de fractures hétérogènes, où les fractures ont une conductivité hydraulique variable, mais sont disposées de façon particulière, dans un milieu imperméable. Parsons a considéré que ce modèle était équivalent à un réseau hétérogène de résistances. Ces résultats ont confirmé les conclusions de Warren et Price (1961), que dans le cas de réseaux de fractures orthogonales, lorsque les valeurs de conductivité ne sont pas trop dispersées, la moyenne géométrique de la distribution des conductivités est à peu près égale à la conductivité globale.

ment la nature discontinue du champ d'écoulement dans le plan de fracture. Maini a aussi commenté l'application de diverses méthodes de collecte et d'interprétation des données *in situ*, relatives à l'hydraulique des milieux fracturés. Plus récemment, Louis (1974) a utilisé une technique similaire, qui permet la détermination des trois composantes principales du tenseur de perméabilité, lorsqu'on connaît aussi la géométrie des fractures. Il convient de noter que Snow (1966) a proposé une solution rigoureuse au calcul du tenseur de perméabilité, à l'aide des données obtenues à partir d'essais d'injection effectués dans des trous de forage orientés.

Jouanna (1972) a effectué des essais en laboratoire, et des essais *in situ* à petite échelle sur des micaschistes finement fissurés. En laboratoire, les échantillons ont été placés dans des conditions de charge biaxiale, et les variations du débit ont été mesurées. Dans l'expérience *in situ*, les débits ont été mesurés, en fonction de la variation de la contrainte normale appliquée. Il est intéressant de noter que les résultats des essais indiquent une déformation irréversible lorsque les mêmes contraintes sont répétées. Jouanna a fourni un volume considérable de données obtenues *in situ* et en laboratoire relatives à l'action des charges mécaniques sur l'écoulement dans des milieux finement fissurés. Rayneau (1972) a utilisé les travaux de Jouanna pour étudier l'écoulement dans une fracture artificielle isolée, soumise à des charges externes variables.

Des travaux récents réalisés par Sarda, Le Tirant et Baron (1974) ont aussi démontré l'influence de la contrainte effective sur l'écoulement, et la nature irréversible de l'écoulement au cours de cycles de contraintes répétés.

Ohnishi et Goodman (1974) ont donné les résultats d'essais triaxiaux et de cisaillement pur effectués en laboratoire sur des fractures créées artificiellement dans du grès, en veillant à ce que l'échantillon ne perde pas ou ne gagne pas d'eau au cours de l'expérience. Ils ont mesuré les pressions interstitielles induites, qui représentaient 10 à 15 p. 100 de la contrainte déviatrice pendant la charge maximale dans les expériences triaxiales, et de 10 à 20 p. 100 de la contrainte de cisaillement maximale au cours des expériences de cisaillement pur. Par conséquent, les pressions interstitielles induites pourraient fortement réduire la contrainte normale effective qui s'exerce sur une fracture et, par conséquent, sa résistance au cisaillement.

1.3.3 Déformation des fractures

Comme on l'a indiqué plus haut dans ce chapitre, il existe peu de preuves directes que les fractures peuvent subir des déformations provoquées par des variations de la pression des fluides dans les réseaux de fractures. Davis et Moore (1965) ont effectué l'une des premières mesures directes de déformation des fractures. Ils ont placé des extensomètres sur une fracture à environ 85 pi au-dessous de la surface du sol, dans une caverne. Ils ont ainsi pu constater que les déplacements relatifs des parois de la fracture provoqués par les marées terrestres atteignent quelques microns. Snow (1968*a*) a décrit un puits d'alimentation en eau de 80 pi de profondeur à l'observatoire géophysique Cecil H. Green (Cecil H. Green Geophysical Observatory), à Bergen Park (Colorado). Ce puits, foré dans des roches métamorphiques, a engendré dans le sol et à la surface des déformations radiales et tangentielles atteignant de 10^{-7} à 10^{-8}, par rapport aux dimensions d'origine, à des distances d'au plus 250 à 300 pi du puits, pour un rabattement de 30 pi. De plus, on a observé un retard de 2 heures sur les relevés des déformations à chaque pompage du puits. Dans ce cas, les mesures étaient effectuées à l'aide d'extensomètres constitués de tiges de quartz de 80 pi de long.

Dans l'industrie pétrolière, ces travaux ont trouvé une application, grâce à Gringarten et Witherspoon (1972), qui ont utilisé les fonctions de Green, pour établir un modèle de l'écoulement qui alimente un puits recoupant une fracture unique. À l'aide des courbes types, les auteurs ont pu établir une distinction entre les aquifères traversant des fractures horizontales et les aquifères traversant des fractures verticales, en utilisant les données sur les cônes de dépression, provenant du puits de pompage, ou d'un puits d'observation proche. On peut améliorer considérablement cette méthode, en recueillant des données sur le cône de dépression pendant les phases initiales de l'essai de pompage.

1.3.2 Expérience sur l'écoulement dans les fractures

L'une des premières et des plus détaillées parmi les expériences en laboratoire sur l'écoulement dans les fractures a été effectuée par Lomize (1951). Celui-ci a utilisé des plaques pour représenter des fractures de section variable, et d'allure curviligne. Louis (1969), dans une étude basée sur les travaux de Lomize et portant sur la stabilité des pentes rocheuses fracturées, a réalisé en laboratoire une série d'expériences sur des fractures isolées. Louis a indiqué l'influence importante de la rugosité des fractures sur l'écoulement dans ces fractures, et il a formulé une série de lois d'écoulement, qui tiennent compte de divers degrés de rugosité des fractures. D'après les résultats numériques et ceux obtenus en laboratoire, Louis (1969) a conclu que la turbulence n'exerce pas un effet important sur l'écoulement ou la répartition des pressions dans un réseau de fractures.

D'après les résultats d'essais effectués en laboratoire sur une fracture naturelle isolée, Sharp (1970) met en doute la relation théorique suivant laquelle l'écoulement dans une fracture varie en fonction du cube de son ouverture. Sharp a supposé que même si la fracture était théoriquement fermée, «ouverture nulle», on pouvait encore mesurer un certain débit. Il a étudié les effets d'une variation de la dimension de l'ouverture, en mesurant le débit, et en soustrayant de celui-ci le débit de référence correspondant à une «ouverture nulle». Il en a conclu que le débit était lié à l'ouverture par un facteur exponentiel inférieur à trois. Cependant, un examen de ces données suggère que la relation du troisième degré est encore valide dans les conditions où il effectue son expérience, si l'on considère le débit correspondant à une «ouverture nulle».

Le modèle fondamental d'écoulement utilisant les plaques parallèles, tel qu'appliqué à l'écoulement dans les fractures, est dérivé de l'équation de Navier-Stokes, en présumant une vitesse de débit moyenne. Il ne faut pas essayer, pour tenir compte de la réduction du débit dans les fractures où la rugosité des parois joue un rôle important, de modifier la relation fondamentale du troisième degré. Il vaut mieux modifier les dimensions de l'ouverture, pour que celle-ci devienne fonction des coordonnées spatiales, ou bien amplifier la relation fondamentale relative aux plaques parallèles, en ajoutant un terme compatible qui compense le degré auquel la matrice de la fracture étudiée diffère de celle d'une fracture à parois parallèles lisses.

Sharp a lui aussi fait une étude approfondie des différentes méthodes de drainage des pentes rocheuses fracturées en utilisant à la fois des modèles numériques et des modèles analogiques.

Maini a utilisé un matériau transparent, pour construire un modèle d'une fracture naturelle. En injectant des colorants dans le champ d'écoulement, Maini a pu démontrer claire-

Chapitre 2

THÉORIE DE L'ÉCOULEMENT DES FLUIDES DANS DES RÉSEAUX DE FRACTURES DÉFORMABLES

2.1 INTRODUCTION

La distribution stable de la pression des fluides, engendrée par l'écoulement dans une masse rocheuse fracturée rigide, dans certaines conditions limites, est déterminée par la répartition des ouvertures des fractures (Wilson et Witherspoon, 1970). Dans une masse rocheuse fracturée déformable, la répartition des ouvertures de fractures est également importante, mais la répartition des pressions des fluides est influencée par l'interaction des forces d'écoulement, des forces intrinsèques, des contraintes initiales et des charges limites. Le concept de contrainte effective exige que la répartition de la pression des fluides soit compatible avec les contraintes qui s'excercent dans la masse rocheuse. Une modification de la pression des fluides fait varier la contrainte effective normale qui s'exerce sur une fracture. Puisque les fractures sont censées être déformables, une variation de la contrainte normale effective provoque une déformation des fractures (qui s'ouvrent ou se ferment), ce qui influe à la fois sur la distribution de la pression et le débit à l'intérieur du réseau de fractures.

La méthode d'analyse que l'on utilise dans la présente étude pour étudier l'interaction des pressions des fluides et des contraintes qui s'exercent sur la roche représente une modification et une extension de la méthode présentée par Noorishad, Witherspoon et Brekke. Fondamentalement elle consiste à utiliser deux programmes dérivés de la méthode par éléments finis : *a*) un programme unidimensionnel, à éléments linéaires, pour représenter l'écoulement permanent dans le réseau de fractures et *b*) un programme bidimensionnel à contraintes planes servant à déterminer les déplacements et les contraintes dans la masse rocheuse fracturée. Le programme machine a été modifié de façon à permettre la modélisation de sections bidimensionnelles, verticales et horizontales de forme irrégulière et il a aussi été élargi de manière à simuler des masses rocheuses fracturées, présentant une symétrie par rapport à un axe. Dans les sections verticales et horizontales, il est possible de simuler n'importe quel nombre de groupes de fractures à orientation arbitraire. Lorsqu'il y a symétrie par rapport à un axe, le fait de construire les éléments dans le plan horizontal restreint le modèle à des fractures horizontales ou quasi horizontales.

Comme indiqué plus loin, les deux programmes utilisant la méthode par éléments finis sont liés l'un à l'autre par l'interaction des pressions du fluide, et les déplacements qui ont lieu à l'intérieur de la masse rocheuse. On formulera les problèmes de déplacement et d'écoulement en faisant appel au procédé plus direct de la méthode de Galerkin, au lieu de celui employé par Noorishad *et al.* (1971) qui est basé sur des variations.

On admet que l'écoulement d'un fluide dans un réseau de fractures est régi par la loi de Darcy, si l'on dérive soit le terme correspondant à la perméabilité, soit la conductivité hydraulique (LT^{-1}), en représentant idéalement les fractures comme des ouvertures entre des plaques parallèles.

On a obtenu davantage de preuves indirectes de la déformation des fractures en observant les différences entre l'injection et le retrait d'eau dans le puits (Evans) et la relation non linéaire entre la pression des fluides et le débit au cours des essais d'injection (Snow, 1965; Louis et Maini, 1970). Shehata a émis l'hypothèse que la fermeture de certaines fractures explique les remontées irrégulières du niveau de l'eau dans un puits d'observation, pendant le pompage d'un autre puits situé dans une zone de cisaillement proche.

On a généralement associé les mesures en laboratoire de la déformation des fractures avec la détermination des caractéristiques de déformabilité des fractures. Goodman (1974) donne les détails de ces recherches. Shehata a présenté les résultats d'un nombre limité d'essais en laboratoire au cours desquels il a mesuré la relation entre les forces et le déplacement pour une fracture naturelle, et deux fractures artificielles.

Noorishad, Witherspoon et Brekke (1971), Rodatz et Wittke (1972), et Morgenstern et Guther (1972) ont réalisé des études théoriques et numériques de l'écoulement des fluides dans les masses rocheuses fracturées, en considérant la déformabilité des fractures. Noorishad *et al.* (1971), ainsi que Rodatz et Wittke (1972) ont représenté les fractures sous forme d'éléments discrets. Morgenstern et Guther ont postulé que les masses rocheuses fracturées pouvaient être remplacées par des milieux poreux équivalents. Dans le chapitre qui suit, nous allons étudier la manière dont cette considération influe sur la répartition de la pression des fluides et sur le débit, dans des ouvertures non uniformes de fractures.

Noorishad *et al.* (1971) ont combiné deux programmes à éléments finis, c'est-à-dire un programme statistique à éléments linéaires, pour représenter l'écoulement à travers le réseau de fractures, et un programme d'étude des déformations planes dans un ensemble structural, où les éléments communs sont incorporés, pour représenter les déplacements et les contraintes produits dans la masse rocheuse. On a laissé les pressions du fluide agir dans les blocs rocheux, de manière à simuler l'ensemble contraintes-écoulement. À l'aide de ce programme, Noorishad *et al.* (1971) ont démontré qu'il était possible d'étudier les effets des pressions des fluides sur les variations d'ouverture des fractures. On a apporté dans la présente étude certaines modifications à cette méthode, de manière à présenter des déformations planes bidimensionnelles, et des problèmes basés sur une symétrie par rapport à un axe. Ces modifications sont décrites au chapitre 2.

Récemment, Duguid (1973) a établi un modèle d'écoulement non permanent dans des roches poreuses fracturées, à l'aide de la méthode par éléments finis. Le développement théorique qu'il présente est basé sur le modèle à deux porosités de Barenblatt, Zheltov et Kochina et sur la théorie de Biot (1940) relative à l'élasticité. Les fractures sont décrites sous forme de distribution statistique, et l'écoulement produit dans le système de fractures et lié à celui qui a lieu dans les blocs poreux par l'équation qui définit l'emmagasinage. Duguid présente des résultats très intéressants, et il indique la manière dont le rapport entre la perméabilité des fractures et celle des blocs rocheux poreux influe sur le temps nécessaire pour atteindre une distribution constante de la pression des fluides. Sa méthode, lorsqu'elle est combinée à un modèle de fractures déformables discrètes, constitue un excellent outil analytique.

Pour l'écoulement unidimensionnel parallèle à l'axe x_1 *, l'équation (2) se réduit à

$$\nu \frac{\partial^2 V_{x_1}}{\partial x_3^2} = g \text{ grad } (X_3 + \frac{p}{\rho_f g}) \tag{3}$$

où grad X_3 est une constante, et représente la projection de la coordonnée locale x_3 sur l'axe vertical du système de coordonnées globales.

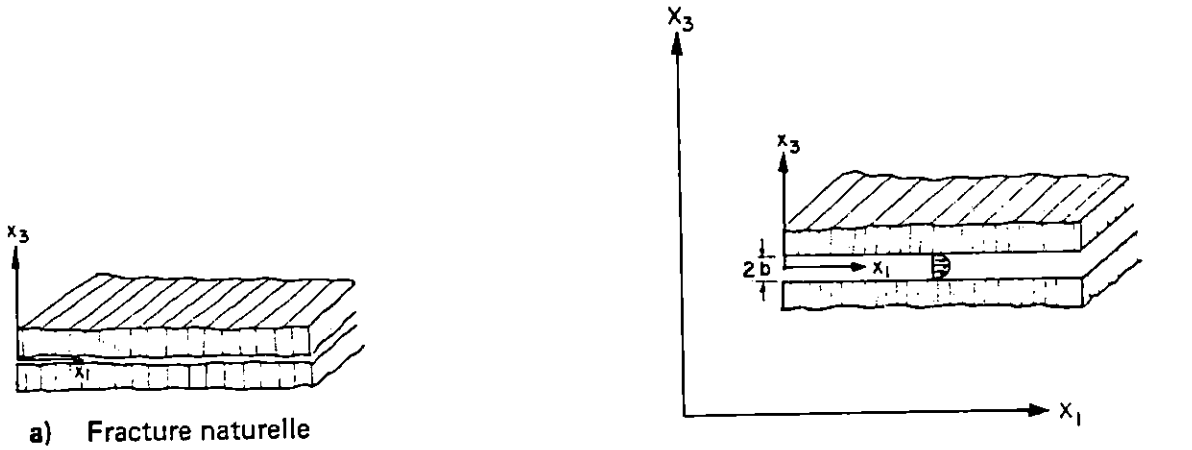

Figure 2 Écoulement dans une fracture isolée

En se basant sur des considérations physiques (fig. 2), on peut démontrer que grad p est indépendant de x_2 et x_3 (c'est-à-dire que l'écoulement est laminaire, et que 2b, l'ouverture de la fracture, est très faible par rapport à la longueur de la fracture). En intégrant l'équation (3) par rapport à x_3, on obtient :

$$V_{x_1} = \frac{g}{\nu} \text{ grad } H \left(\frac{x_3^2}{2}\right) + C\, x_3 + D \tag{4}$$

où H est égal à $(X_3 + \frac{p}{\rho_f \cdot g})$, c'est-à-dire la charge hydraulique.

*x_1, x_2, x_3 est le système de coordonnées locales; l'orientation des axes de coordonnées est liée à l'orientation des fractures (voir fig. 2).

Pour un fluide visqueux, le profil de vitesse entre deux plaques parallèles (fig. 2) est approximativement une courbe parabolique. Si les plaques sont séparées par une largeur constante (2b) sur toute leur longueur, les gradients de vitesse sont égaux à zéro dans les directions x_1 et x_2. Par conséquent, pour un écoulement unidimensionnel, les conditions limites sont :

$$V_{x_1} = 0 \text{ pour } x_3 = b \tag{5}$$

et

$$V_{x_1} = 0 \text{ pour } x_3 = -b \tag{6}$$

Il découle des équations (5) et (6) que

$$\frac{\partial V_{x_1}}{\partial x_3} = 0 \text{ pour } x_3 = 0 \tag{7}$$

En appliquant la condition (7) à l'équation (4), nous trouvons que C = 0, et de (5), il résulte que

$$D = - \frac{g}{2\nu} \text{ grad } H \, b^2 \tag{8}$$

Par conséquent, l'équation (4) devient

$$V_{x_1} = \frac{g}{2\nu} \text{ grad } H(x_3^2 - b^2) \tag{9}$$

et cette équation décrit le profil de vitesse dans un conduit plan.

L'intégration de l'équation (9) entre les limites de ± b donne le débit q (L^3T^{-1}) du fluide à travers une section transversale (ouverture des plaques parallèles (2b) multipliée par une longueur unitaire parallèle à l'axe x_2) :

$$q = - g \frac{(2b)^3}{12\nu} \text{ grad } H \quad \text{(longueur unitaire)} \tag{10}$$

ou bien

$$q = - \frac{\rho_f \, g}{12\mu} (2b)^3 \text{ grad } H \quad \text{(longueur unitaire)} \tag{11}$$

où nous définissons

$$k_p = \frac{\rho_f \, g}{12\mu} (2b)^3 \quad \text{(longueur unitaire)} \tag{12}$$

comme la «perméabilité de l'unité de section transversale» (Noorishad *et al.*, 1971); on a remplacé ν dans l'équation (10) par la relation

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_f} \tag{13}$$

où μ représente la viscosité dynamique du fluide.

La vitesse moyenne de l'écoulement parallèle à l'axe x_1 devient :

$$V_a = -\frac{\rho_f\, g}{12\mu}\,(2b)^2\,\frac{\partial H}{\partial x_1} \tag{14}$$

On voit que cette expression, qui décrit l'écoulement entre deux plaques parallèles, est analogue à la loi de Darcy, et que par conséquent, pour l'écoulement dans une fracture plane à parois lisses, la perméabilité ou la conductivité hydraulique ($L\,T^{-1}$) sont définies par

$$k = \frac{\rho_f\, g}{12\mu}\,(2b)^2 \tag{15}$$

qui décrit à la fois la capacité de la fracture à transmettre le fluide $\frac{(2b)^2}{12}$ et le fluide lui-même $\frac{\rho_f}{\mu}$.

Étant donné que dans la présente étude, nous considérons l'écoulement soit dans des sections horizontales de fractures verticales, soit dans des fractures horizontales (corps symétriques par rapport à un axe), il est pratique d'exprimer les équations (10) et (14) en termes de pression, au lieu de charge hydraulique. Par conséquent, l'équation (12) est remplacée par :

$$K_p = \frac{(2b)^3}{12\mu}\ .\ \text{(longueur unitaire)} \tag{16}$$

Lorsque K_p est multiplié par le gradient des pressions, les unités obtenues sont les mêmes que celles de l'équation (12), c'est-à-dire $L^3\,T^{-1}$..

2.2.2 Écoulement dans un réseau de fractures

Les équations différentielles qui régissent l'écoulement permanent d'un fluide visqueux incompressible dans une fracture ou un joint sont déduites approximativement de l'équation de Navier-Stokes par :

$$q = -K_p\,\frac{\partial p}{\partial \ell} \tag{17}$$

et

$$\frac{\partial}{\partial \ell}\left(K_p\,\frac{\partial p}{\partial \ell}\right) = 0 \tag{18}$$

où les équations (17) et (18) sont respectivement les équations d'état et de continuité, $K_p \frac{\delta p}{\delta \ell}$ est le volume qui s'écoule par unité de temps à travers une section transversale de la fracture, p la pression des fluides, et ℓ la longueur de la fracture ou du joint.

En supposant que l'écoulement a lieu entre des plaques parallèles, on peut déterminer les pressions des fluides P_i et P_j à chaque extrémité d'un segment de fracture (fig. 3), et par conséquent aussi, la distribution des pressions des fluides à l'intérieur des fractures. On postule que la pression des fluides varie de façon linéaire, à l'intérieur de chaque élément de fracture. On exprime les conditions limites en spécifiant soit la pression, soit le débit, aux points nodaux correspondants.

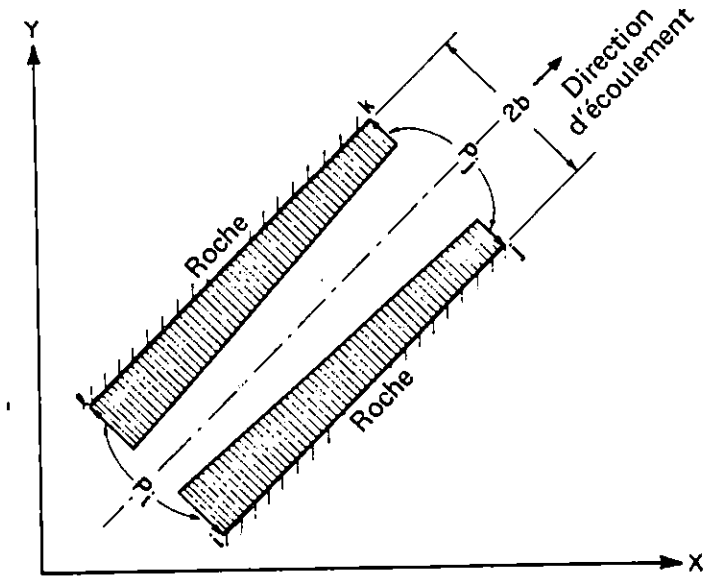

Figure 3 Écoulement dans une fracture aux parois parallèles

Lorsque nous analysons l'écoulement d'un fluide à travers un système donné de fractures nous supposons que nous connaissons la géométrie et la perméabilité des fractures individuelles, et que le système est divisé en un réseau d'éléments de fractures. On peut fixer les points nodaux d'écoulement en tout point situé le long d'un segment de fracture, mais ils doivent toujours comprendre toutes les intersections des éléments de fracture les uns avec les autres, et avec les surfaces limites. On recherche une équation appropriée permettant de décrire l'écoulement dans chaque élément, et en faisant la somme des équations pour tous les points d'écoulement nodaux du réseau, on peut établir une matrice d'équations décrivant l'écoulement dans le système tout entier. En résolvant les équations simultanément, on peut connaître les effets de l'écoulement en n'importe quel point du réseau.

2.2.3 Analyse des contraintes et des déformations dans une masse rocheuse fracturée

On peut représenter idéalement les corps rocheux granitiques et métamorphiques comme un système de blocs rocheux intacts limités par des discontinuités (failles, veines, diaclases, fractures, etc.). La stabilité et la déformation des structures naturelles et artificielles sont

contrôlées dans une large mesure par l'orientation et la nature des discontinuités qui existent dans la masse rocheuse. Dans la présente étude, pour déterminer les déplacements et les contraintes, on divise la masse rocheuse en deux parties : *a*) un ensemble continu homogène, que l'on représente idéalement sous forme d'un solide linéaire élastique, et *b*) des fractures ou joints, que l'on représente idéalement sous forme de surfaces planes qui peuvent être affectées par des déformations normales et tangentielles.

a) *Blocs rocheux.* – La forme générale de l'équation d'équilibre appliquée à la phase continue de la masse rocheuse est :

$$\nabla.[\sigma] + \rho_s(f) = 0 \tag{19}$$

où ∇ est l'opérateur gradient, $\nabla.(\ )$ est la divergence de ( ), $[\sigma]$ est le tenseur des contraintes, ρ_s est la densité des blocs rocheux et (f) est la force qui s'exerce sur le corps par unité de masse. Les relations liant les déformations et le déplacement sont

$$[\varepsilon] = \frac{1}{2}\,[\nabla\{u\} + (\nabla\{u\})^T] \tag{20}$$

et l'équation d'état fondée sur l'hypothèse d'un corps élastique et linéaire devient

$$[\sigma] = [D]\ [\varepsilon] + [\sigma^0] \tag{21}$$

où $[\epsilon]$ est le tenseur des contraintes, [D] est la matrice des modules qui caractérise le matériau, $[\sigma^0]$ est le tenseur initial des contraintes, et $\{u\}$ est le vecteur de déplacement. Sous la forme générale, [D] est un tenseur de quatrième ordre, mais, dans le cas de matériaux linéaires élastiques et isotropes, dans les conditions limites de déformations planes, [D] se réduit à

$$[D] = \frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)\ (1-2\nu)} \begin{bmatrix} 1 & \frac{\nu}{1-\nu} & 0 \\ \frac{\nu}{1-\nu} & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \end{bmatrix} . \tag{22}$$

où E est le module de Young du matériau et ν le coefficient de Poisson. Les relations matérielles applicables aux corps rocheux présentant une symétrie par rapport à un axe sont données dans la plupart des ouvrages sur la mécanique des roches ou l'analyse des contraintes (par exemple, Zienkiewicz, 1971; p. 79).

Pour les problèmes particuliers examinés ici, les conditions limites appropriées sont :

$$\left.\begin{aligned} \{u\} &= \bar{u} \quad \text{sur} \quad S_u \\ \{t\} &= \hat{t} \quad \text{sur} \quad S_t \end{aligned}\right\} \tag{23}$$

où $\{t\}$ indique les forces de traction, y compris l'action de la pression du fluide sur la surface rocheuse, (ˆ) indique une quantité fixée à l'avance, S_u dénote la superficie sur laquelle le déplacement est spécifié, et S_t indique les surfaces sur lesquelles les contraintes sont fixées à l'avance, y compris les surfaces intérieures où les pressions du fluide sont appliquées. La surface totale est donnée par

$$S = S_u + S_t \tag{24}$$

b) *Fractures.* — Les caractéristiques matérielles des fractures, relativement à leur distribution spatiale, n'ont fait que récemment l'objet de recherches détaillées en laboratoire (John, 1969; Goodman, 1970; Ohnishi, 1973; Goodman, 1974). Goodman, Taylor et Brekke ont énuméré les caractéristiques des fractures que l'on doit incorporer à une représentation par éléments finis. Si l'on résume ces caractéristiques :

a) Deux des dimensions d'une fracture sont bien supérieures à la dimension perpendiculaire au plan de fracture. Par conséquent, les fractures ressemblent fortement à une ligne irrégulière, plutôt qu'à une zone d'épaisseur notable.

b) Les fractures ne présentent pas de résistance mécanique aux efforts de traction, mais présentent par contre une forte résistance aux efforts de compression. Il se produit une déformation normale sous l'effet de contraintes compressives normales, et cette déformation peut être partiellement plastique.

c) Le déplacement par cisaillement qui a lieu le long d'une fracture est fonction de la contrainte normale. Pour des contraintes normales faibles, les fractures peuvent s'ouvrir sous l'effet du déplacement par cisaillement, et par conséquent la résistance au cisaillement est due au frottement. À des pressions normales élevées, les contraintes de cisaillement provoquent le cisaillement en agissant sur les irrégularités du plan de fracture, et par conséquent la résistance au cisaillement est fonction à la fois de la cohésion et du frottement. Dans la présente étude, les contraintes de cisaillement parallèles à la surface de fracture sont très faibles, et par conséquent, on peut ignorer l'ouverture (dilatance) sous l'effet d'une contrainte normale faible, ainsi que la réaction de cohésion des fractures sous l'effet d'une contrainte normale élevée. Des essais effectués en laboratoire ont démontré que de faibles déplacements dus au cisaillement (déformation élastique) se produisent avant qu'il n'y ait rupture par cisaillement.

d) Comme modèle structural d'une fracture, on peut prendre un modèle élastique-plastique où la rupture par compression est spécifiée suivant une hypothèse de Mohr-Coulomb :

$$\tau_f = C + \sigma_n \tan \phi \tag{25}$$

où τ_f est la contrainte de cisaillement à la rupture, C est la cohésion, σ_n la contrainte normale, et ϕ l'angle de frottement dans le plan de fracture.

Goodman, Taylor et Brekke (1968) et Ghaboussi, Wilson et Isenberg (1973) ont établi des modèles d'élément de joints, qui ont à peu près les mêmes caractéristiques que les joints ou les fractures. Dans cette analyse, le modèle d'élément de joints de Goodman, Taylor et Brekke a été utilisé (fig. 4). On a constaté que cet élément simulait assez bien le comportement des joints,

dans la gamme de contraintes étudiée. Le modèle d'élément de joints de Goodman *et al.* a été dérivé à partir d'une équation d'énergie potentielle, et l'on résume plus loin les relations d'état, et celles relatives aux contraintes et au déplacement, que l'on a appliquées à l'élément.

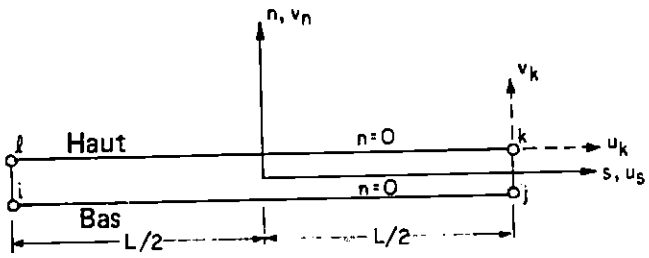

Figure 4 Élément de joint, d'après Goodman, Taylor et Brekke (1968). (U_k, V_k sont des déplacements respectivement parallèles et perpendiculaires au plan de cassure, au point nodal k)

Pour décrire la phase de formation des joints ou des fractures dans une masse rocheuse, on définit les forces de traction $\{t\}$ comme :

$$\{t\} = \langle \sigma_n, \tau \rangle \tag{26}$$

où σ_n est la contrainte qui agit perpendiculairement au plan du joint et τ est la contrainte de cisaillement qui agit parallèlement à la surface du joint. Pour être satisfaite, la condition d'équilibre devient

$$\{t_T\} - \{t_B\} = 0 \tag{27}$$

où $\{t_T\}$ et $\{t_B\}$ désignent les forces qui s'exercent au sommet et à la base de l'élément de joint. La corrélation contrainte-déplacement est donnée par

$$\{\varepsilon\} = \begin{bmatrix} u_s^{\text{sommet}} - u_s^{\text{base}} \\ v_n^{\text{sommet}} - v_n^{\text{base}} \end{bmatrix} \tag{28}$$

où u_s et v_n sont chacun des déplacements dans des directions respectivement parallèles et perpendiculaires au plan de fissuration (fig. 4). Cette relation permet d'obtenir l'équation d'état

$$\{t\} = [K_J] \ \{\varepsilon\} + \{t_0\} \tag{29}$$

où $$[K_J] = \begin{bmatrix} K_S & 0 \\ 0 & K_N \end{bmatrix} \tag{30}$$

et K_N est le rapport entre la force normale qui s'exerce sur le joint et le déplacement normal qui affecte le joint; K_S est le rapport entre la contrainte de cisaillement qui s'exerce sur le joint et le déplacement par cisaillement qui s'exerce le long du joint. $\{t_o\}$ représente les forces initiales qui agissent sur le joint. K_N et K_S sont respectivement les valeurs de rigidité normale du joint et de sa rigidité au cisaillement. On les définit comme la pente des courbes du déplacement en fonction de la force (fig. 5 et 6). Le trait gras continu des figures 5 et 6 indique le comportement réel des joints tel qu'obtenu approximativement à l'aide des essais en laboratoire et des essais *in situ.* Les lignes brisées indiquent les corrélations force-déplacement employées dans le modèle numérique, pour les contraintes données.

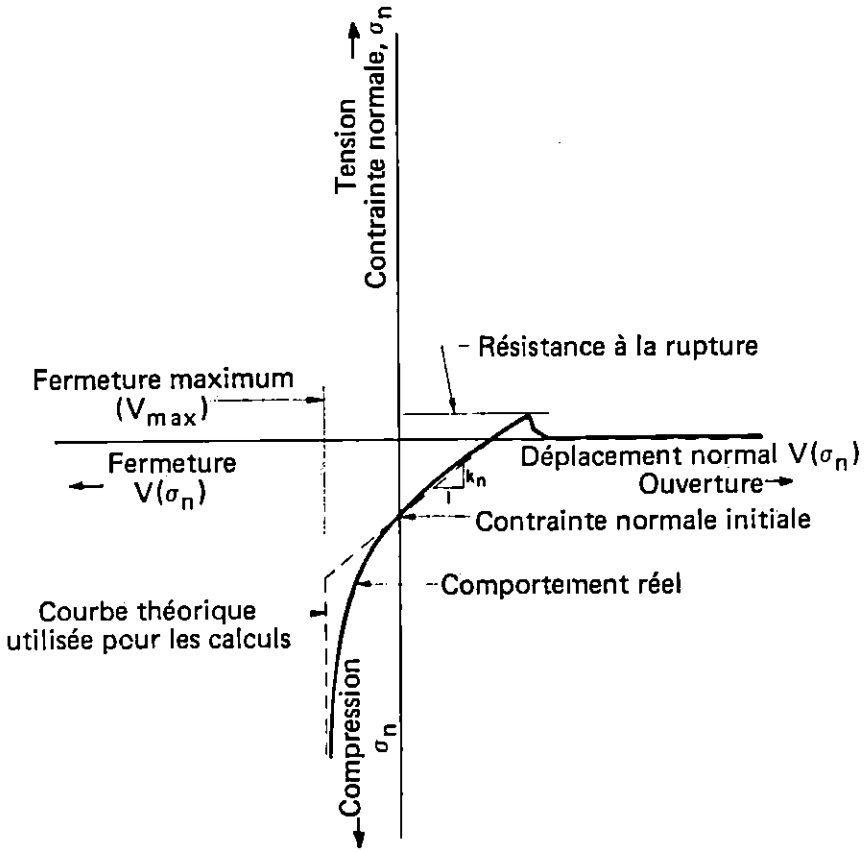

Figure 5 Modèle d'état du déplacement d'un joint sous l'effet d'une contrainte normale (d'après Goodman et Dubois, 1972)

Dans le cas d'une fracture soumise à une contrainte normale initiale (fig. 5), avec une légère ouverture initiale de la fracture, si l'on modifie l'intensité de la contrainte normale initiale, la figure 5 indique que la dimension de l'ouverture de la fracture change. Par exemple, si l'on augmente la pression d'eau à l'intérieur du plan de fracture, la contrainte normale effective diminue, et selon la courbe de la figure 5, il en résulte que la fracture s'ouvre. De même, si

l'on diminue la pression d'eau dans le plan de fracture, la contrainte normale effective augmente, et la fracture se ferme. Au moyen de l'équation (25), on peut démontrer que cette variation de la contrainte normale effective modifie la résistance de la fracture au cisaillement.

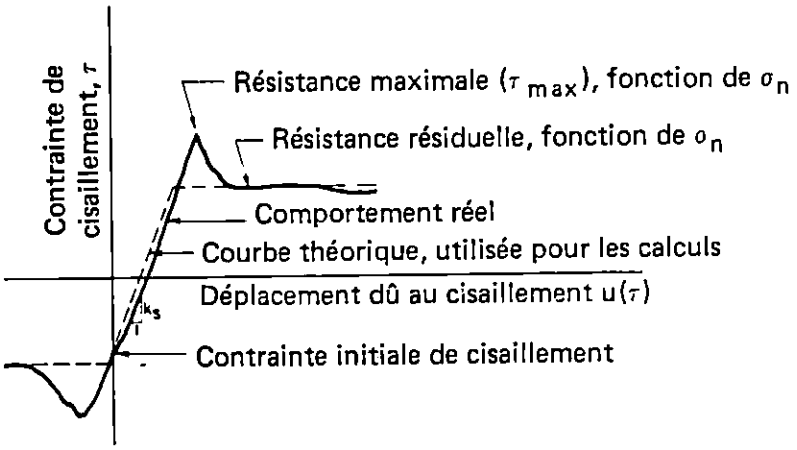

Figure 6 Modèle d'état du déplacement d'un joint sous l'effet d'une contrainte de cisaillement (d'après Goodman et Dubois, 1972)

2.3 FORMULATION DES ÉLÉMENTS FINIS

2.3.1 Méthode des résidus pondérés

Pour obtenir la formulation des éléments finis, on a initialement substitué aux problèmes considérés une fonctionnelle, dont la minimisation a permis de résoudre correctement le problème original. Cette méthode est basée sur le calcul des variations, et exige que l'on prouve l'existence d'un principe variationnel approprié (Zienkiewicz, 1971).

Il est possible de parvenir directement à la représentation par éléments d'un problème, à partir des équations différentielles directrices. Cette méthode directe n'exige pas qu'il existe un principe variationnel; par conséquent, on peut l'appliquer à un grand nombre de problèmes, pour lesquels on n'a pas encore découvert de principes variationnels.

Les méthodes directes conduisent à un groupe d'équations intégrales, et elles sont connues sous le nom de méthodes résiduelles pondérées (Finlayson, 1972; Zienkiewicz, 1971). La description générale des méthodes résiduelles pondérées, telle que donnée ici, suit celle de Zienkiewicz (1971, p. 39).

Nous désirons déterminer la solution approximative d'un groupe d'équations différentielles, avec fonction inconnue de déplacement $\{u\}$ dans une région V. L'équation directrice est :

$$A(\{u\}) = 0 \tag{31}$$

où A est un opérateur linéaire. La condition limite à laquelle il faut satisfaire est

$$C(\{u\}) = 0 \tag{32}$$

sur la limite S.

Nous pouvons écrire une solution provisoire, sous la forme générale :

$$\{u\} = [N]\ \{\delta\} \tag{33}$$

qui satisfait aux conditions limites. [N] sont des fonctions spécifiées à coordonnées linéairement indépendantes, et $[\delta]$ est un groupe de valeurs : par exemple les déplacements des points nodaux dans les problèmes de déformations planes. L'introduction de la solution provisoire dans l'équation (31) ne donne généralement pas une solution exacte. Au contraire, on découvre que

$$A(\{u\}) = R \neq 0 \tag{34}$$

Si l'on réduit le résidu R à une valeur minimale en tout point de la région V, on obtient la meilleure solution. On peut y parvenir en forçant R à prendre la valeur zéro en tout point de V. Pour y parvenir, on choisit une fonction pondérante, W_i, qui est fonction des coordonnées, en tout point où l'on doit connaître la valeur de $\{\delta\}$. Ainsi, on peut écrire un système d'équations simultanées, sous la forme

$$\int_V W_i\ R\ dv = \int_V W_i\ A\ ([N]\ \{\delta\})\ dv = 0 \tag{35}$$

ce qui nous permet maintenant d'obtenir les valeurs de $\{\delta\}$ aux points stratégiques (c'est-à-dire aux points nodaux).

Le choix de la fonction pondérante, W_i, détermine la méthode de résidus pondérés utilisée (Zienkiewicz, 1971; p. 40). Dans la présente étude, on a utilisé la méthode de Galerkin, où la fonction pondérante est rendue égale à la fonction de forme, pour développer les équations, en vue de l'approximation par la méthode par éléments finis.

Il est maintenant intéressant de donner une description générale de la nature des fonctions de forme et des fonctions inconnues, et de leur corrélation. Puisque nous traitons de l'analyse des déplacements dans une masse rocheuse, choisissons comme fonction inconnue le vecteur de déplacement $\{u(x,y)\}$. Nous considérons un élément fini triangulaire typique de la masse rocheuse avec pour points nodaux i, j et k (fig. 7).

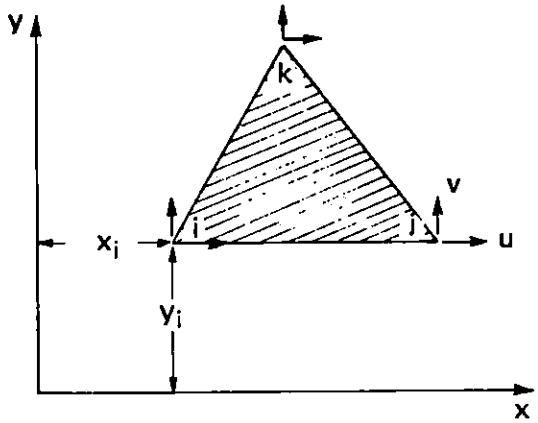

Figure 7 Élément triangulaire

Nous supposons que les déplacements sont définis en tout point de l'élément par

$$\{u\} = [N]\ \{\delta\}^e \tag{36}$$

où les composantes de [N] sont des fonctions générales des coordonnées, et $\{\delta\}^e$ sont les déplacements des points nodaux. Il convient de noter que, du point de vue mathématique, nous ne faisons aucune distinction entre la solution réelle telle que définie par l'équation (19) et la solution approximativement définie par l'équation (36). Pour une déformation plane, on a

$$\{u\} = \begin{Bmatrix} u\ (x,y) \\ v\ (x,y) \end{Bmatrix} \tag{37}$$

où u (x,y) et v (x,y) représentent respectivement des mouvements verticaux et horizontaux d'un point typique situé à l'intérieur de l'élément, et

$$\{\delta_i\} = \begin{Bmatrix} u_i \\ v_i \end{Bmatrix} \tag{38}$$

représente les déplacements correspondants d'un noeud i. On choisit les fonctions N_i, N_j, N_k, de manière à ce qu'elles aient une valeur unitaire aux points nodaux en question, et une valeur nulle en tous les autres points nodaux; c'est-à-dire

$$N_i\ (x_i,\ y_i) = 1 \tag{39}$$

tandis que

$$N_i\ (x_j,\ y_j) = N_i\ (x_k,\ y_k) = 0 \tag{40}$$

Par conséquent, l'examen de l'équation (36) montre que la substitution des coordonnées d'un noeud donné, dans le membre de gauche de l'équation donne les déplacements appropriés de ce noeud.

Les fonctions [N] sont appelées fonctions de forme, et on montrera plus loin qu'elles jouent un rôle très important dans l'analyse par éléments finis (Zienkiewicz, 1971; p. 19).

Kantorovich et Krylov (1958), Finlayson (1972), Douglas et Dupont (1970), Mikhlin (1964) et Hutton et Anderson (1971) décrivent et commentent de manière assez détaillée la méthode de Galerkin. Kantorovich et Krylov (1958, p. 237) étudient les conditions de convergence de l'approximation de Galerkin et font remarquer que pour les dérivées partielles les plus élevées de la fonction les conditions concernant les limites d'erreur peuvent être relachées. Par conséquent, en prenant l'erreur moyenne obtenue en intégrant dans ce domaine, plutôt que l'erreur maximale obtenue en comparant chaque point individuellement, on obtient une solution satisfaisante, mais moins précise, de l'équation directrice.

L'objectif essentiel de la méthode par éléments finis consiste à présenter le problème sous la forme générale d'équations «structurales» ou «de rigidité» (Zienkiewicz, 1971; p. 2), qui dans un problème structural simple prennent la forme :

$$[K]\ \{\delta\} - \{F\} = 0 \tag{41}$$

où [K] est appelé matrice de ridigité, et consiste en termes décrivant la géométrie et les propriétés matérielles du système, et comprend les équations de forme appropriées, $\{\delta\}$ est la fonction dont on cherche les valeurs en des points donnés, $\{F\}$ est le vecteur-force. Il existe des équations similaires pour des problèmes relatifs aux fluides, où $\{\delta\}$ est remplacé soit par la pression du fluide, soit par la charge hydraulique, soit par le potentiel du fluide, et $\{F\}$ par le débit. Lorsqu'on a obtenu l'ensemble d'équations approprié, l'application des conditions limites donne la solution requise. La dérivation de la matrice de rigidité est une partie importante de la méthode par éléments finis.

2.3.2 Application de la méthode de Galerkin

Pour déterminer les effets de l'interaction de la pression du fluide et des contraintes auxquelles est soumise la roche, on construit un modèle à éléments finis pour simuler à la fois l'écoulement dans les fractures et les déplacements dans la masse rocheuse. On formule le problème en utilisant la méthode de Galerkin, où la pression et les déplacements sont les variables primaires. Les équations directrices sont :

$$\frac{\partial}{\partial \ell}\left(K_p \frac{\partial p}{\partial \ell}\right) = 0$$

et $$\nabla.[\sigma] + \rho_s(f) = 0$$

où la première équation (18) décrit l'écoulement permanent dans les fractures, et la seconde équation (19) représente l'équation d'équilibre pour la phase continue de la masse rocheuse.

Nous cherchons une solution approximative au problème d'écoulement, sous la forme :

$$\{p\} = \sum_{i=1}^{NP} [\Phi] \{P\} \tag{42}$$

et pour les déplacements à l'intérieur de la masse rocheuse, sous la forme

$$\{u\} = \sum_{i=1}^{NN} [N] \{\delta\} \tag{43}$$

où $[\Phi]$ et $[N]$ représentent les fonctions de forme appropriées, et NP et NN sont respectivement le nombre de points nodaux d'écoulement, et de points nodaux structuraux. On a déjà décrit dans les sections précédentes du présent chapitre les caractéristiques générales des fonctions de forme, qui doivent avoir une valeur unitaire au noeud en question, et une valeur nulle en tous les autres noeuds.

On simule l'écoulement dans les fractures, en utilisant des éléments linéaires. Le développement des fonctions de forme suit pour les éléments linéaires celui de Wilson et Witherspoon, où l'on admet que la pression p du fluide varie linéairement entre les points nodaux i et j (fig. 8), de telle manière que :

$$p\ (x') = A + B\ x' \tag{44}$$

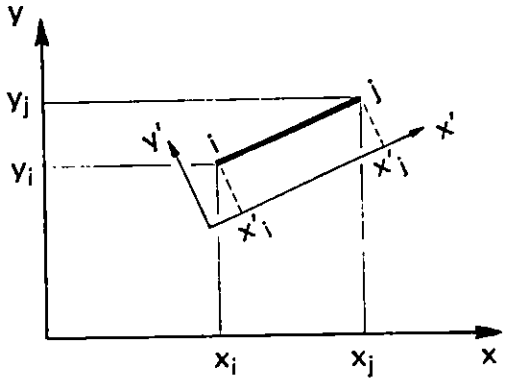

Figure 8 Élément linéaire

Si P_i et P_j sont les pressions du fluide aux points nodaux i et j, on obtient

$$A = P_i\ x'_j - P_j\ x'_i \tag{45}$$

et

$$B = \frac{P_j - P_i}{x'_j - x'_i} \tag{46}$$

Par conséquent, d'après la définition générale liant la variation de la fonction pour l'élément aux valeurs nodales, on obtient, après substitution de A et B

$$p\,(x') = \Phi_i\, P_i + \Phi_j\, P_j \tag{47}$$

où
$$\Phi_i = \frac{x_j' - x'}{x_j' - x_i'} \tag{48}$$

et
$$\Phi_j = \frac{x' - x_i'}{x_j' - x_i'} \tag{49}$$

On peut passer aux coordonnées globales, si l'on reconnaît que $x_j' - x_i'$ est égal à la longueur L, et en posant

$$L = \sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2} \tag{50}$$

Étant donné que les éléments linéaires n'ont pas de largeur réelle, on attribue une section transversale fictive à chaque élément, ce qui permet la détermination du débit volumétrique, q, dans l'équation directrice.

La composante fondamentale du programme utilisant la méthode par éléments finis appliqué aux déformations planes, que l'on utilise pour représenter la phase continue de la masse rocheuse est l'élément triangulaire (fig. 7). Desai et Abel (1972), Zienkiewicz (1971) et d'autres ont dérivé l'équation de fonction de cet élément. La dérivation donnée ici suit celle de Zienkiewicz. Cet élément est défini par trois points nodaux, i, j, k, numérotés dans le sens contraire des aiguilles d'une montre. Les déplacements en chaque point nodal ont deux composantes :

$$\{\delta_i\} = \begin{Bmatrix} u_i \\ v_i \end{Bmatrix} \tag{51}$$

chaque élément ayant un total de six composantes de déplacement

$$\{\delta\}^e = \begin{Bmatrix} u_i \\ v_i \\ u_j \\ v_j \\ u_k \\ v_k \end{Bmatrix} \tag{52}$$

Nous supposons qu'une relation linéaire s'applique aux déplacements, à l'intérieur de l'élément, sous la forme

$$\left.\begin{aligned} u &= \alpha_1 + \alpha_2\, x + \alpha_3\, y \\ v &= \alpha_4 + \alpha_5\, x + \alpha_6\, y \end{aligned}\right\} \tag{53}$$

où α_1, α_2, α_3, α_4, α_5, α_6 sont des coefficients inconnus. En introduisant les coordonnées des points nodaux, et les déplacements nodaux appropriés, et en résolvant les équations simultanées résultantes, on obtient la forme générale des déplacements.

En écrivant les fonctions de déplacement sous une forme courante, on obtient :

$$\begin{Bmatrix} u \\ v \end{Bmatrix} = [N]\ \{\delta\} = [I\ N_i',\ I\ N_j',\ I\ N_k']\ \{\delta\}^e \tag{54}$$

où I est une matrice d'identité deux par deux, et

$$N_i' = (a_i + b_i\, x + c_i\, y)/2\,\Delta \tag{55}$$

avec

$$\left.\begin{aligned} a_i &= x_j\, y_k - x_k\, y_j \\ b_i &= y_j - y_k \\ c_i &= x_k - x_j \end{aligned}\right\} \tag{56}$$

On peut obtenir a_j, b_j, c_j, a_k, b_k, et c_k par permutation cyclique dans l'équation (56) des indices i, j, k, et Δ est égal à la surface du triangle.

La fonction de forme applicable quant il y a symétrie par rapport à un axe est identique à celle obtenue dans le cas d'une déformation plane, mais x et y sont remplacés par r et z dans les équations (55) et (56).

Dans le cas d'une déformation plane, les composantes appropriées de la déformation sont :

$$\{\varepsilon\} = \begin{Bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \gamma_{xy} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \partial u/\partial x \\ \partial v/\partial y \\ \dfrac{\partial u}{\partial y} + \dfrac{\partial v}{\partial x} \end{Bmatrix} \tag{57}$$

où γ_{xy} est la déformation par cisaillement, et les termes indépendants du tenseur de contraintes sont

$$\{\sigma\} = \begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \end{Bmatrix} \tag{58}$$

où τ_{xy} est la contrainte de cisaillement.

Dans le cas de la symétrie par rapport à un axe, on doit considérer quatre composantes analogues de la déformation (fig. 9) :

$$\{\varepsilon\} = \begin{Bmatrix} \varepsilon_z \\ \varepsilon_r \\ \varepsilon_\theta \\ \gamma_{rz} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \partial v/\partial z \\ \partial u/\partial r \\ u/r \\ \dfrac{\partial u}{\partial z} + \dfrac{\partial v}{\partial r} \end{Bmatrix} \tag{59}$$

et les quatre contraintes correspondantes

$$\{\sigma\} = \begin{Bmatrix} \sigma_z \\ \sigma_r \\ \sigma_\theta \\ \tau_{rz} \end{Bmatrix} \tag{60}$$

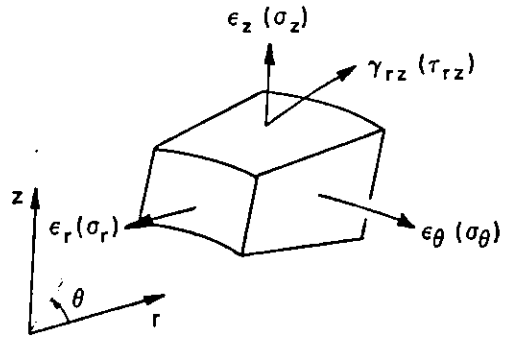

Figure 9 Élément symétrique par rapport à un axe, avec les composantes des contraintes et déformations qu'il subit

Une fois que l'on connaît la configuration des fonctions de forme, on peut passer à la formulation du problème. En utilisant la méthode des résidus pondérés, on peut écrire les équations (18) et (19) sous la forme :

$$\int_V W_i \left(K_p \frac{\partial^2 p}{\partial \ell^2}\right) dv = 0 \tag{61}$$

$$\int_V W_i \left[\nabla.[\sigma] + \rho_s\ (f)\right] dv = 0 \tag{62}$$

où W_i est le facteur pondérant. Pour simplifier les calculs, et réduire les exigences de continuité applicables aux fonctions de forme, on peut éliminer les différentielles de second ordre par intégration partielle. Ainsi l'équation (61) devient

$$-\int_{V_p} \frac{\partial W_i}{\partial \ell}\left(K_p \frac{\partial p}{\partial \ell}\right) dv + \int_{S_p} W_i \; K_p \frac{\partial p}{\partial \ell} \, ds = 0 \tag{63}$$

où V_p est le domaine du fluide, et S_p est la limite à laquelle la pression du fluide est spécifiée. De même, après remplacement de σ par $D \nabla \{u\}$, et en effectuant une intégration par parties, l'équation (62) devient en termes de déplacement

$$\int_{V_u} \left\{ \left[D \left(\frac{\partial W_i}{\partial x} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial W_i}{\partial y} \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right] - W_i \; \rho_s \; (f) \right\} dxdy$$

$$- \int_{S_t} W_i \left(\frac{\partial u}{\partial x} n_x + \frac{\partial u}{\partial y} n_y \right) ds = 0 \; . \tag{64}$$

où n_x et n_y sont les cosinus des directions des normales extérieures, V_u est le domaine de la masse rocheuse.

Si l'on applique maintenant la méthode de Galerkin, en égalant W_i dans l'équation (63) à ϕ_i et en introduisant la relation donnée à l'équation (42), l'équation (63) devient :

$$\int_{V_p} \frac{\partial \phi_i}{\partial \ell} \left[K_p \frac{\partial}{\partial \ell} \left((\phi) \; \{P\} \right) \right] dv - \int_{S_p} \phi_i \; K_p \frac{\partial}{\partial \ell} \left((\phi) \; \{P\} \right) ds = 0 \tag{65}$$

L'équation (65) peut être écrite sous la forme

$$\int_{V_p} K_p \frac{\partial \phi_i}{\partial \ell} \left(\frac{\partial \phi_i}{\partial \ell} P_i + \frac{\partial \phi_j}{\partial \ell} P_j \right) dv - \int_{S_p} \phi_i \; \bar{q} \; ds = 0 \tag{66}$$

où $\bar{q}$ est un débit imposé. Nous avons profité du fait que l'intégrale portant sur la surface extérieure ne contribue en rien aux équations que l'on a écrites pour les points nodaux d'écoulement interne. Par conséquent, lorsque le point nodal se trouve à la limite, on connaît soit le débit, soit la pression du fluide en ce point, et par conséquent on peut résoudre l'équation (66) en tous les points nodaux. On peut exprimer la contribution de tous les éléments aux intégrales données à l'équation (66) sous forme de matrice, c'est-à-dire

$$[K_f]\ \{P\} - \{Q\} = 0 \tag{67}$$

où $[K_f]$ est la matrice de conductivité du fluide, écrite sous la forme

$$[K_f] = \Sigma\Sigma\ K_p \frac{\partial\Phi}{\partial\ell}\left(\frac{\partial\Phi_i}{\partial\ell} + \frac{\partial\Phi_j}{\partial\ell}\right) \tag{68}$$

et on en fait la sommation sur la région toute entière.

D'après les équations (48) et (49), on a :

$$\frac{\partial\Phi_i}{\partial\ell} = -\frac{1}{L} \quad \text{et} \quad \frac{\partial\Phi_j}{\partial\ell} = \frac{1}{L} \tag{69}$$

De même, on peut appliquer la méthode de Galerkin à l'équation (64) où W_i est égal à N_i, et en utilisant l'équation (43) on a :

$$\int_{V_u}\left[D\left(\frac{\partial\ [N_i]}{\partial x}\frac{\partial}{\partial x}([N]\ \{\delta\}) + \frac{\partial\ [N_i]}{\partial y}\frac{\partial}{\partial y}([N]\ \{\delta\})\right)\right]dxdy$$

$$-\int_{V_u}[N_i]^T\ \rho_s\ (f)\ dxdy - \int_{S_t}[N_i]^T\left(\frac{\partial}{\partial x}[N]\ \{\delta\}\ n_x + \frac{\partial}{\partial y}\underline{[N]}\ \{\delta\}\ n_y\right)ds = 0 \tag{70}$$

La matrice de rigidité de l'élément i j k est définie comme :

$$[K]^e = \int[B]^T\ [D]\ [B]\ dxdy \tag{71}$$

où

$$[B] = \begin{bmatrix} \frac{\partial N_i'}{\partial x} & 0 & \frac{\partial N_j'}{\partial x} & 0 & \frac{\partial N_k'}{\partial x} & 0 \\ 0 & \frac{\partial N_i'}{\partial y} & 0 & \frac{\partial N_j'}{\partial y} & 0 & \frac{\partial N_k'}{\partial y} \\ \frac{\partial N_i'}{\partial y} & \frac{\partial N_i'}{\partial x} & \frac{\partial N_j'}{\partial y} & \frac{\partial N_j'}{\partial x} & \frac{\partial N_k'}{\partial y} & \frac{\partial N_k'}{\partial x} \end{bmatrix} \tag{72}$$

est obtenu en différenciant l'équation (57). La seconde intégrale de l'équation (70) représente les forces nodales, engendrées par les forces auxquelles est soumis le corps, et la troisième intégrale représente la répartition des diverses forces qui agissent sur les surfaces. Dans la région toute entière

$$[K]^r = \Sigma\ [K]^e \tag{73}$$

Par conséquent, on peut exprimer l'équation (70) sous forme de matrice, c'est-à-dire

$$[K]^r\ \{\delta\} - \{F\} = 0 \tag{74}$$

On peut ajouter à l'équation (74) la contribution des joints à la déformation de la masse rocheuse, en utilisant la méthode directe de rigidité. Comme on l'a dit plus haut, la matrice de rigidité de l'élément de joint a été dérivée par Goodman, Taylor et Brekke à partir d'une équation d'énergie. On exprime les déplacements $\{u\}$ en termes de déplacements $\{\delta\}$ des points nodaux, par une formule d'interpolation linéaire. La matrice de rigidité est, sous sa forme courante :

$$[K]^e = [B_J]^T\ [K_J]\ [B_J] \tag{75}$$

où $$[B_J] = \begin{bmatrix} -A & 0 & -B & 0 & B & 0 & A & 0 \\ 0 & -A & 0 & -B & 0 & B & 0 & A \end{bmatrix}$$

avec $$A = 1 - \frac{2\ x}{L} \quad \text{et} \quad B = 1 + \frac{2\ x}{L}$$

Étant donné que les points nodaux des joints ont le même nombre de degrés de liberté que les points nodaux des éléments de bloc rocheux liant le joint ou la fracture, on peut ajouter directement la contribution des joints à l'équation (74), et on obtient ainsi l'équation générale relative aux déplacements qui ont lieu dans la masse rocheuse

$$[K]\ \{\delta\} - \{F\} = 0 \tag{76}$$

On dérive les forces normales dues à l'écoulement dans les fractures, en égalant les pressions des fluides dans les fractures aux forces équivalentes qui s'exercent sur les points nodaux (Noorishad, Witherspoon et Brekke, 1971). On attribue les mêmes forces aux points nodaux opposés d'un élément de fracture. On peut ignorer les forces tangentielles qui agissent dans la fracture et sont engendrées par les contraintes de cisaillement qui s'exercent dans les fluides.

Étant donné que les fractures sont déformables, toute augmentation ou diminution de la pression des fluides modifie la largeur des fractures. Par conséquent, la matrice de conductivité des fluides dépend des déplacements dans la masse rocheuse. De plus, les pressions des fluides contribuent aux forces qui s'exercent sur les points nodaux. On peut écrire les deux équations des

matrices, qui décrivent l'écoulement dans les fractures, et les déplacements produits dans la masse rocheuse sous la forme :

$$[K_f\ (\delta)]\ \{P\} - \{Q\} = 0 \tag{77}$$

et

$$[K]\ \{\delta\} - \{F\ (P)\} = 0 \tag{78}$$

On associe ces deux équations, en termes de pressions du fluide et de déplacements; elles ne sont pas du tout linéaires. Par conséquent, on ne peut résoudre simultanément ces équations, et on doit utiliser une méthode itérative de résolution. On va décrire dans les sections qui suivent la méthode itérative utilisée.

2.4 MÉTHODE D'ANALYSE DE L'ÉCOULEMENT DANS DES SYSTÈMES DE FRACTURES DÉFORMABLES

2.4.1 Méthode générale

En utilisant une méthode numérique, telle qu'indiquée dans le présent chapitre, on peut faire une analyse de l'écoulement des fluides dans un système de fractures déformables, analyse qui dépend des données disponibles, de la géométrie des fractures, et de leurs caractéristiques matérielles. On doit aussi pouvoir déterminer les caractéristiques de l'écoulement relativement aux fractures. Par conséquent, la première étape de notre analyse par ordinateur est de décrire la géométrie du système de fractures. On y réussit, soit en utilisant les données disponibles obtenues *in situ,* sur l'orientation et l'espacement des fractures, soit en supposant que les fractures présentent une certaine géométrie. Le programme machine peut traiter des groupes multiples de fractures ayant une orientation et un espacement quelconques. La capacité de mémoire est la contrainte principale. On prépare une maille d'éléments finis, où chaque fracture est représentée par un ou plusieurs éléments de fracture, suivant le degré exigé de définition de la maille. On peut aussi appliquer cette subdivision ou cette définition de la maille à la représentation en éléments finis des blocs rocheux individuels. On fournit à l'ordinateur la description de la maille d'éléments finis, en donnant les coordonnées spatiales des points nodaux, et une liste des points nodaux qui définissent chaque élément fini.

On peut déterminer les caractéristiques matérielles des blocs rocheux, en effectuant des essais appropriés en laboratoire, ou des essais *in situ,* sur des échantillons de roche intacte correctement préparés. On peut déterminer le comportement mécanique des fractures à la fois sur le terrain, et à l'aide des essais en laboratoire. Il est très difficile d'obtenir un échantillon de roche contenant une fracture naturelle non perturbée. Les techniques d'échantillonnage *in situ* se sont grandement améliorées ces dernières années (Goodman, 1974), mais presque toutes les techniques d'échantillonnage provoquent un dérangement de la surface des fractures. Comme on l'explique dans le chapitre suivant, l'appareillage mis au point au cours de cette étude peut permettre de déterminer la corrélation entre la force normale et le déplacement d'une fracture *in situ.*

On peut déterminer à l'aide des essais d'injection (Snow, 1965; Maini, 1971; Louis, 1974) les caractéristiques moyennes d'écoulement dans les fractures individuelles, et l'on obtient

les meilleurs résultats lorsque les trous d'injection sont orientés perpendiculairement aux groupes de fractures. Comme Maini et Louis l'ont indiqué, la pression excédentaire d'injection, utilisée au cours de ces essais ne devrait représenter qu'un faible pourcentage de la pression initiale du fluide au point d'injection. D'après les résultats des essais d'injection, on peut définir les ouvertures initiales des fractures soit individuellement, soit en spécifiant les paramètres d'une répartition au hasard. Dans les systèmes idéalisés, la méthode habituelle consiste à définir un groupe initial d'ouvertures uniformes de fractures.

Dans le problème considéré, on spécifie les conditions limites relatives à la structure et à l'écoulement en précisant soit les charges ou les déplacements limites initiaux aux points nodaux structuraux, soit les pressions ou les débits en des points d'écoulement nodaux spécifiés. De plus, on peut restreindre le mouvement des limites dans une direction donnée.

On peut incorporer dans le modèle par éléments finis les contraintes initiales produites dans la masse rocheuse étudiée. Il est possible de le faire dans les sections horizontales, en attribuant à chaque bloc rocheux et à chaque élément de fracture les valeurs appropriées des contraintes parallèles aux deux axes de coordonnées globales. Ces contraintes agissent sur les contraintes de cisaillement spécifiées, pour engendrer un champ de contraintes de grandeur et d'orientation correctes. On modifie les contraintes normales agissant sur les fractures, pour tenir compte des pressions initiales des fluides à l'intérieur du système de fractures. Ainsi, on assigne une contrainte effective normale initiale au système entier de fractures. On utilise la même méthode pour les sections verticales et les corps symétriques par rapport à un axe, excepté que l'on calcule les contraintes, que l'on suppose dues aux forces gravitationnelles, bien que l'on puisse inclure certaines forces supplémentaires, telles que les contraintes horizontales élevées.

La figure 10 présente la méthode itérative générale applicable à l'analyse numérique combinée de l'écoulement et des contraintes, dans une masse rocheuse fracturée soumise à des charges gravitationnelles. Comme nous l'avons dit plus haut, nous allons d'abord décrire les conditions initiales. On commence l'analyse en obtenant une solution pour les déplacements dus aux forces de gravité. Au cours de l'analyse des sections horizontales bidimensionnelles, on omet cette étape, comme toutes les autres étapes du schéma d'écoulement relatif aux charges gravitationnelles. À partir de là, on résout de la même manière les problèmes de charges gravitationnelles et les problèmes traitant de sections horizontales. La discussion qui suit traite en priorité des problèmes relatifs aux charges gravitationnelles.

Après avoir obtenu les déplacements dus à la gravité (δ^g), on passe à la seconde étape de l'analyse, qui consiste à déterminer la répartition de la pression du fluide (P^m) à l'intérieur du système de fractures en fonction du groupe initial d'ouvertures des fractures (b^o), et des conditions limites d'écoulement données (Q). Il convient de noter que cette répartition des pressions est équivalente à celle que l'on calculerait, si l'on supposait que les fractures sont rigides.

La troisième étape consiste à utiliser la répartition de la pression (P^m) pour calculer les forces généralisées s'exerçant sur chacun des points nodaux structuraux correspondants. On fait alors une analyse du déplacement de la masse rocheuse fracturée, basée sur les conditions initiales de contraintes et de déplacement, ainsi que les forces créées par les pressions du fluide et les charges gravitationnelles, afin de calculer le champ de déplacement. Il convient de noter

que, puisque l'on formule la méthode par éléments finis utilisée dans la présente analyse en termes de déplacement, on détermine les contraintes en considérant les déplacements relatifs de tous les points nodaux structuraux dans un élément donné.

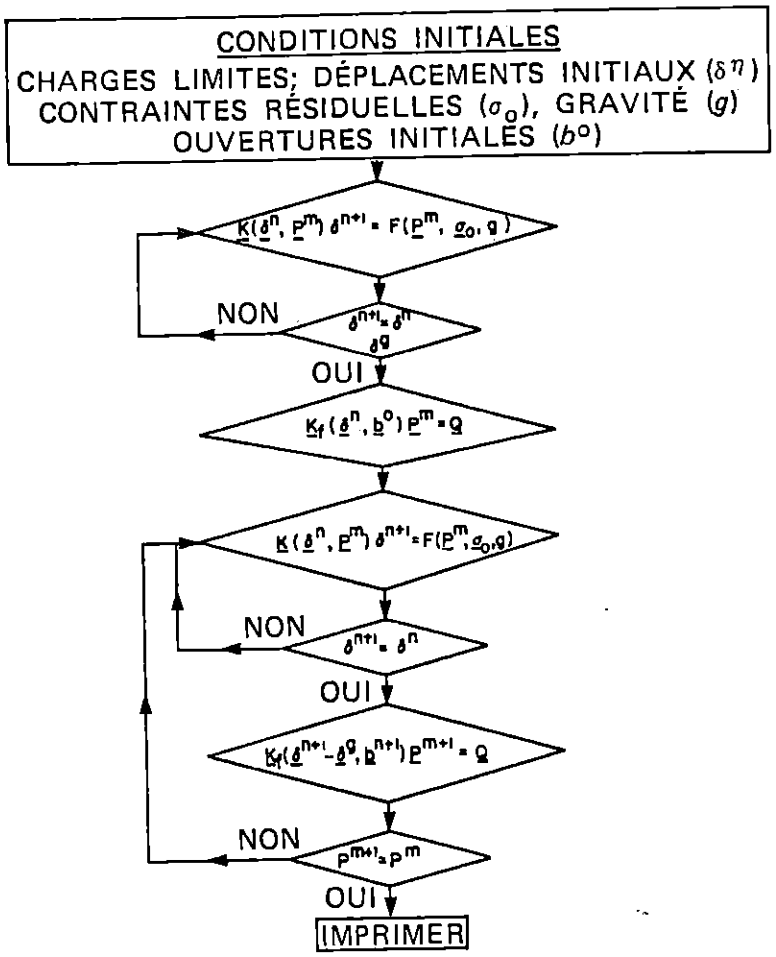

Figure 10 Schéma d'écoulement relatif à l'analyse du terme contrainte – écoulement

Étant donné que les fractures ont un comportement non linéaire (voir fig. 5 et 6), on ne peut obtenir une solution en une seule étape. On utilise donc une technique de perturbation des joints (fractures), introduite par Heuzé, Goodman et Borenstein (1971), où les propriétés des fractures sont continuellement mises à jour, au fur et à mesure des phases de déformation du système. Il en résulte que l'on compare le champ de déplacement déterminé au cours de chaque analyse à la valeur précédente, et l'on admet que la convergence est atteinte, lorsque la différence entre deux résultats consécutifs est inférieure à une tolérance spécifiée. On soustrait alors les déplacements dus aux forces de gravité, que l'on avait calculés au cours de la première analyse, du champ de déplacement final obtenu au cours de cette troisième étape. Ce champ de

déplacement modifié ($\delta^{n+1} - \delta^{g}$) représente les déplacements dus aux pressions du fluide, et on l'utilise pour déterminer un nouveau groupe d'ouvertures de fractures (b^{n+1}).

La quatrième étape est une répétition de la seconde, mais on détermine maintenant les pressions du fluide pour le nouveau groupe d'ouvertures des fractures (b^{n+1}). Si cette nouvelle distribution de la pression du fluide (p^{m+1}) diffère fortement du groupe précédent de pressions du fluide (P^{m}), on répète alors la troisième étape en utilisant les forces généralisées aux points nodaux déterminées à partir du nouveau groupe de pressions du fluide (P^{m+1}). On répète ce processus jusqu'à ce que la différence entre deux distributions consécutives des pressions descende à un niveau acceptable. À ce moment-là, on admet que l'on a obtenu la solution finale d'équilibre. Le programme machine imprime alors les déplacements en chaque point nodal structural, la grandeur et l'orientation des principales contraintes dans chaque bloc rocheux, et les contraintes effectives normales et de cisaillement à l'intérieur de chaque élément de fracture, ainsi que les variations d'ouverture des fractures, les pressions du fluide en tout point nodal d'écoulement du réseau, et le débit dans les zones limites. Une option additionnelle du programme prévoit le tracé de la maille et des vecteurs-contraintes à l'intérieur de chaque élément.

Le taux de convergence de cette méthode itérative est assez rapide, et dépend largement de la rigidité relative du système roche-fractures, et du quotient de l'état de contraintes existant à la variation de la pression du fluide. Dans les systèmes rocheux fracturés étudiés, trois ou quatre itérations ont suffi pour obtenir une solution.

Nous utiliserons maintenant cette méthode numérique pour étudier les effets de la déformation des fractures sur la distribution de la pression du fluide, et les débits, à la fois au cours de l'injection et du retrait du fluide dans plusieurs systèmes de fracture idéalisés.

2.4.2 Résultats obtenus à l'aide d'un modèle simple, avec symétrie par rapport à un axe

Les analyses par éléments finis des systèmes à configuration complexe rendent difficile la compréhension des problèmes physiques rencontrés et de la méthode d'analyse utilisée. On présentera donc un modèle simple, avec symétrie par rapport à un axe, afin de montrer au lecteur les principes employés dans une étude d'injection et de retrait des fluides dans une masse rocheuse déformable, fracturée, avec symétrie par rapport à un axe, et soumise à des charges gravitationnelles.

Le modèle utilisé pour la démonstration consiste en une fracture horizontale simple, limitée par deux blocs rocheux. La maille d'éléments finis et les conditions limites structurales et d'écoulement sont présentées en A à la figure 11. Les blocs rocheux supérieur et inférieur sont divisés en 20 éléments rocheux, et la fracture horizontale est divisée en cinq éléments de fracture. Le rayon du puits est de 0.125 pi, et l'on postule que les limites structurales et d'écoulement sont situées à une distance radiale de 100 pi. On suppose aussi que le puits pénètre à une profondeur de 40 pi, et que la fracture est située à une profondeur de 20 pi. Le coin inférieur du modèle, le plus éloigné du puits, est fixé dans l'espace. Des mouvements horizontaux et verticaux peuvent se produire en tous les autres points nodaux structuraux; toutefois il ne doit pas y avoir de mouvements verticaux à la base du modèle, ni de mouvements horizontaux sur son pourtour. On a provoqué l'écoulement dans la fracture en augmentant (injection) ou en diminuant (retrait) la pression du fluide au point nodal d'écoulement formé par l'intersection

de la fracture avec le puits. On suppose que le rayon d'influence est égal à 100 pi, là où la pression du fluide est pratiquement égale à la pression hydrostatique.

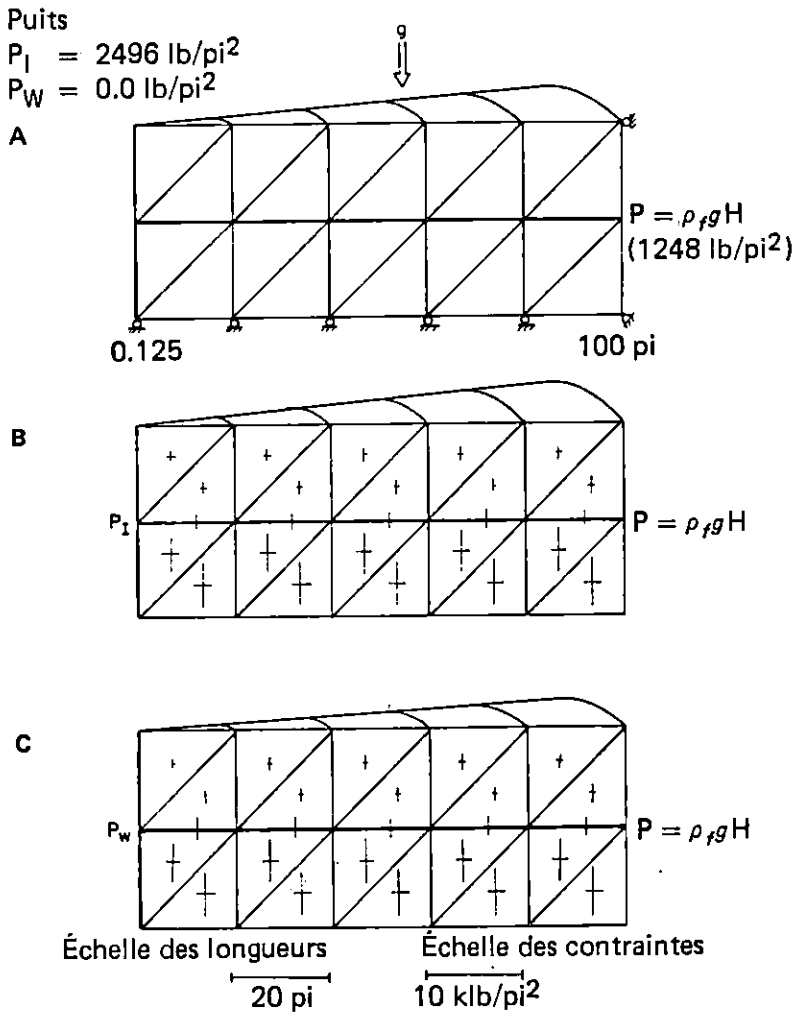

Figure 11 Modèle simple, avec symétrie par rapport à un axe : A) Conditions limites structurales et d'écoulement; B) Effets de l'injection de fluide; C) Effets du retrait de fluide. Les contraintes principales maximales et minimales sont indiquées par des vecteurs linéaires de longueur donnée, dans chaque bloc; la contrainte normale effective est indiquée par un segment linéaire vertical sur chaque fracture

On a donné à la fracture une ouverture initiale de 0.001 pi. On a étudié deux différentes résistances mécaniques des fractures, en postulant que la rigidité normale des fractures est : *a*) 4.72×10^7 lb/pi²/pi et *b*) 4.72×10^6 lb/pi²/pi. On a égalé les rigidités au cisaillement aux rigidités normales, puisque les variations des contraintes de cisaillement étaient très faibles dans les exemples étudiés. Les autres propriétés matérielles ont été maintenues constantes. On a

assigné à la matrice de la roche un module de Young égal à 4.72×10^8 lb/pi^2, et un coefficient de Poisson égal à 0.28. On a utilisé la valeur de 165 lb/pi^3 pour le poids spécifique de la roche. Les valeurs de rigidité des fractures étaient respectivement 10 à 100 fois moindres que le module de Young de la matrice de la roche, de sorte que l'on peut considérer respectivement les fractures comme légèrement déformables et très déformables respectivement (Goodman, Taylor et Brekke, 1968). On a établi l'angle de frottement interne du plan de fissuration à 38 degrés.

Les résultats des études de modèles sont présentés en B et C à la figure 11 sous forme de tracés par ordinateur, réduits à l'échelle. L'orientation et l'intensité des contraintes principales maximale et minimale sont représentées sous forme de segments linéaires de longueur donnée, à l'intérieur de chaque bloc solide. On représente sous forme de tracés la contrainte normale, moins la pression moyenne du fluide, pour chaque fracture. On n'indique pas les contraintes tangentielles qui s'exercent à l'intérieur de la fracture. On a modifié ces tracés suivant un schéma triangulaire, où chaque élément forme un corps de révolution, indiquant la symétrie du modèle par rapport à un axe.

On a simulé l'injection de fluide dans le présent modèle, en assignant un excédent de pression égal à 1248 lb/pi^2 au point nodal d'écoulement, à l'emplacement du puits. Cela correspond à une variation de 20 pi de la charge hydraulique. On a calculé les principales contraintes à la compression tracées en B à la figure 11 en fonction des charges gravitationnelles, et des forces engendrées par l'injection du fluide. Il faut noter la diminution de la contrainte normale effective, qui s'exerce sur les éléments de la fracture près du puits.

Tableau 1 Résultats des essais d'injection et de retrait dans un modèle simple, présentant une symétrie par rapport à un axe.

	Légèrement déformable ($K_N = 4.72 \times 10^7$ lb/pi^2/pi)		**Très déformable ($K_N = 4.72 \times 10^6$ lb/pi^2/pi)**		**Fracture rigide**
	Injection	**Retrait**	**Injection**	**Retrait**	
Variation d'ouverture 2b dans le puits (10^{-3} pi)	+ .05529	− .05572	+ .11198	− .1007	0.0
Q, (10^{-3} pi^3/s)	+4.282	−4.0065	+5.1823	−3.3408	±4.1421
Variation de pression dans le puits (lb/pi^2)	+ 1248	− 1248	+ 1248	− 1248	± 1248

On a simulé le retrait de fluide de la fracture, en attribuant une pression du fluide de 0.0 lb/pi^2 au point nodal d'écoulement à l'emplacement du puits. Cette variation de la pression du fluide est égale à la pression que provoquerait un rabattement de 20 pi. En C, à la figure 11 sont indiquées les principales contraintes de compression, résultant de l'interaction de la variation des pressions du fluide due au retrait de celui-ci et des charges gravitationnelles. Les deux tracés de contraintes s'appliquent au système de fractures légèrement déformables.

La comparaison des tracés en B et C à la figure 11 indique qu'il y a une augmentation de la contrainte normale effective s'exerçant sur les fractures, pendant le retrait du fluide, et une diminution de la contrainte normale effective pendant son injection. Le tableau 1 indique les variations d'ouverture à l'emplacement du puits de forage, et les débits calculés correspondant aux effets de l'injection et du retrait, dans les deux systèmes de fractures déformables. À titre de comparaison, on a aussi inclus les résultats du système correspondant de fractures rigides. Les variations d'ouverture à l'emplacement du puits de forage, basées sur les déplacements calculés des points nodaux structuraux, sont de l'ordre de $\pm 10^{-4}$ pi.

Pour le système de fractures légèrement déformables, les débits énumérés au tableau 1 indiquent que pendant l'injection, le débit est supérieur de 7 p. cent au débit mesuré pendant le retrait, pour une variation équivalente de la pression du fluide dans le puits de forage. De plus, le débit calculé pour un système de fractures rigides équivalentes ne diffère que de ± 3 p. cent par rapport aux débits associés à l'injection et au retrait.

Lorsque la résistance mécanique des fractures devient dix fois plus petite, la différence entre l'injection et le retrait devient plus évidente dans un système de fractures rigides et dans un système de fractures déformables. Dans le cas d'un système de fractures très déformables, la variation d'ouverture sur le site du puits de forage est environ deux fois supérieure à celle calculée pour le système de fractures légèrement déformables, pour les mêmes variations de pression. C'est ce qu'indique l'accroissement du débit; en effet, on constate une augmentation de 55 p. cent du volume de fluide accepté par la fracture au cours de l'injection, par rapport au volume produit au cours du retrait. De plus, les débits associés à l'injection et au retrait, dans le système de fractures très déformables, diffèrent d'approximativement + 25 et -19 p. cent respectivement par rapport aux débits calculés pour un système de fractures rigides équivalentes.

Par conséquent, il est évident que l'injection et le retrait sont des processus irréversibles dans les systèmes de fractures déformables. Ceci semble indiquer que l'on ne peut prédire le comportement d'un puits d'injection à l'aide des essais de pompage du fluide hors du puits, et que l'on ne peut pas estimer le rendement d'un puits de production à partir des essais d'injection, à moins de maintenir à un minimum la variation de la pression du fluide dans le puits de forage.

2.5 INJECTION ET RETRAIT DES FLUIDES DANS UN SYSTÈME DE FRACTURES DÉFORMABLES

Le modèle simple qui précède sert seulement, comme on l'a indiqué plus haut, à introduire quelques-uns des principes envisagés dans cette étude. On a utilisé ici deux modèles plus

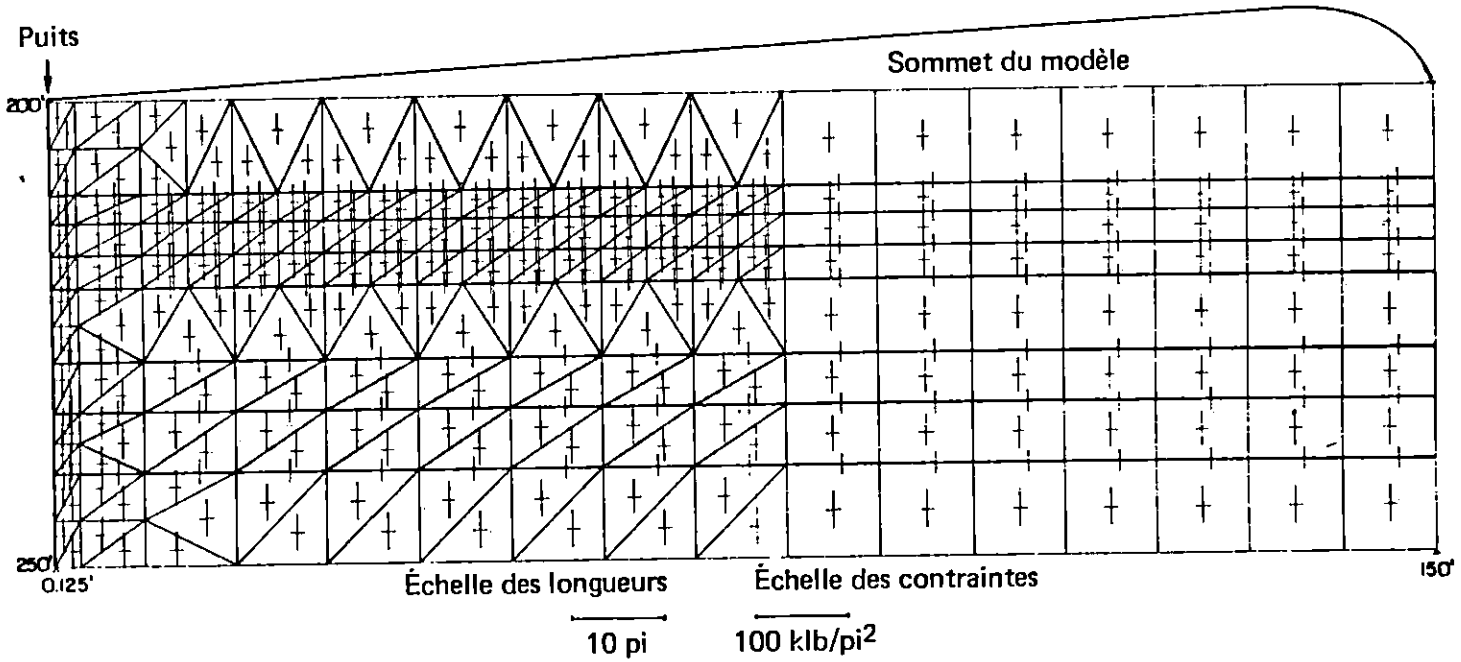

Figure 12 Modèle à éléments finis, montrant la distribution des principales contraintes dans les blocs rocheux, et les contraintes normales effectives s'exerçant sur les fractures. Les contraintes principales maximum et minimum sont indiquées à l'intérieur de chaque bloc par des vecteurs linéaires de longueur donnée; la contrainte normale effective est indiquée par un segment linéaire vertical sur chaque fracture

complexes de roches fracturées, pour étudier la distribution de la pression d'un fluide dans le système de fractures, ainsi que les débits correspondants. Ces modèles consistent en : 1) un modèle symétrique par rapport à un axe, d'un système de fractures horizontales, et 2) une section horizontale bidimensionnelle, contenant deux groupes de fractures orthogonales et verticales.

2.5.1 Distribution de la pression des fluides, et débit dans un système de fractures horizontales

Le modèle de fracture choisi est illustré à la figure 12. La répartition des fractures est semblable à celle observée sur le site d'expérimentation proche de Sambro (Nouvelle-Écosse). On étudiera plus en détail, dans le chapitre suivant, le système de fractures et le site expérimental. On a représenté idéalement le système de fractures, comme un ensemble de sept fractures horizontales discrètes intersectant un puits de 50 pi de profondeur. Bien que, dans le présent modèle, la distribution des fractures soit semblable à celle observée à Sambro, le modèle n'a pas pour objet de reproduire le comportement *in situ* du puits. C'est ce qu'on fera au chapitre 4.

En vue de la présente étude, nous avons postulé que la présente distribution des fractures est représentative du système de fractures traversé par un puits à différentes profondeurs comprises entre 200 et 250 pi au-dessous de la surface du sol. Par conséquent, les forces de gravité agissant sur le système correspondent aux forces qui s'exercent à cette profondeur. Nous avons postulé que chaque fracture a une ouverture uniforme de 0.001 pi. On admet que les propriétés matérielles des blocs rocheux sont semblables aux propriétés de certaines roches granitiques, c'est-à-dire qu'elles présentent un module de Young égal à 4.72×10^8 lb/pi^2 et un coefficient de Poisson égal à 0.28. On suppose que la pression initiale des fluides à l'intérieur du système de fractures est purement hydrostatique par rapport à l'eau en surface, c'est-à-dire $P = \gamma_f H$, où H représente la profondeur à partir de la surface du sol, et γ_f le poids d'une unité de volume d'eau. Le puits a un diamètre de 0.25 pi. Dans cet exemple, nous avons supposé qu'il existe une limite à charge constante, à une distance radiale de 150 pi.

On a utilisé deux valeurs hypothétiques de rigidité des fractures, c'est-à-dire $K_N = 9.72 \times 10^7$ lb/pi^2/pi et $K_N = 4.72 \times 10^7$ lb/pi^2/pi, et ces fractures sont respectivement dites rigides et légèrement déformables. On a égalé la rigidité au cisaillement à la rigiditié normale dans chaque système de fractures. On a déterminé pour l'angle de frottement à l'intérieur du plan de fracture une valeur de 38 degrés.

À l'aide de ce modèle, nous avons étudié la manière dont les débits produits dans un système de fractures déformables diffèrent de ceux produits dans un système de fractures rigides. La figure 13 indique le rapport entre l'écoulement total dans les fractures déformables et l'écoulement dans le système rigide, en fonction de la variation de la charge hydraulique (niveau d'eau à l'emplacement du puits, au cours de l'injection et du retrait du fluide). On peut trouver à la figure 13 les résultats relatifs à l'écoulement à l'intérieur ou à l'extérieur du système rigide, pour chaque variation de la charge hydraulique.

D'après la figure 13, nous pouvons constater que le débit subit des variations importantes, lorsque la rigidité des fractures est modifiée. De plus, l'injection et le retrait du fluide ne sont pas des processus réversibles. Pour une augmentation de pression équivalente à 200 pi

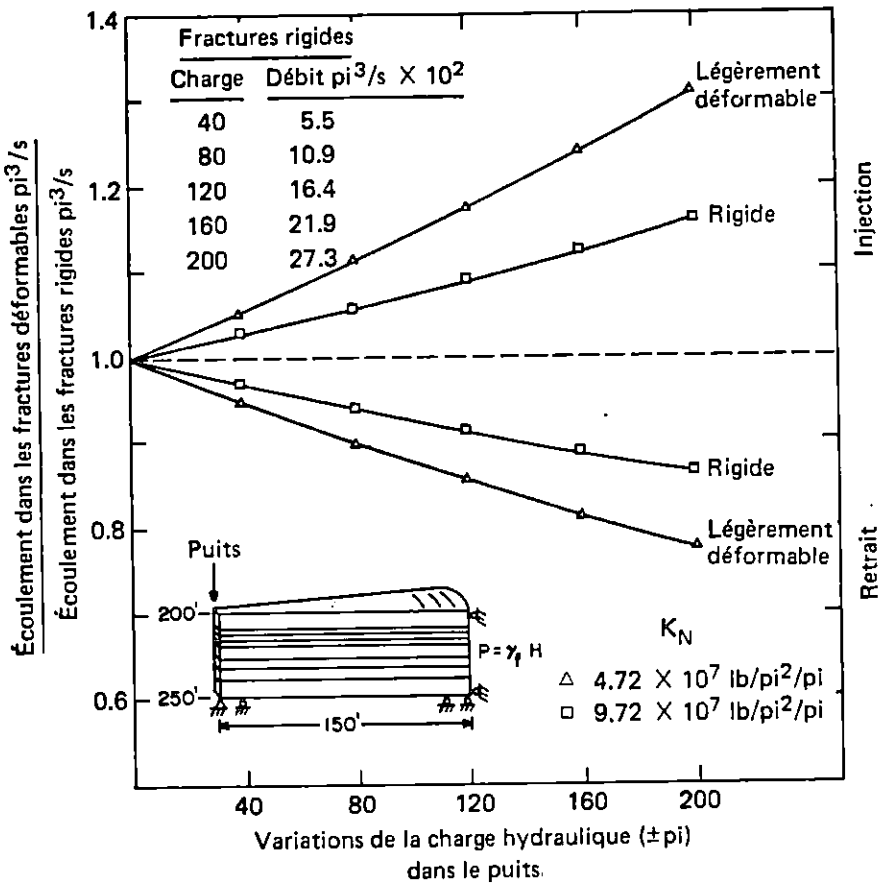

Figure 13 Comparaison des débits, au cours de l'injection et du retrait d'un fluide, dans un système de fractures, pour deux valeurs différentes de la résistance mécanique des fractures

d'eau, il se produit approximativement une augmentation de 30 p. cent du volume d'eau injecté dans le cas d'un système de fractures légèrement déformables, par rapport au système de fractures rigides. Mais, lorsque le niveau de l'eau descend de 200 pi dans le puits, la diminution du débit n'est que de 22 p. cent.

La figure 14 représente les variations de pression en fonction de la distance radiale du puits, exprimées sous forme de pourcentage de la pression d'injection ou de retrait, pour une variation de 200 pi du niveau de l'eau dans le puits. D'après cette figure, on voit que les profils de pression au cours de l'injection et du retrait dans un système de fractures rigides sont symétriques. Ce n'est plus le cas si on laisse les fractures se déformer. Dans le cas où l'on injecte un fluide, les fractures s'ouvrent, et les pressions s'exercent à une plus grande distance du puits. Dans le cas où il y a retrait de fluide, c'est le contraire qui se produit : la diminution de pression augmente la contrainte normale effective qui s'exerce sur la fracture, et par conséquent les

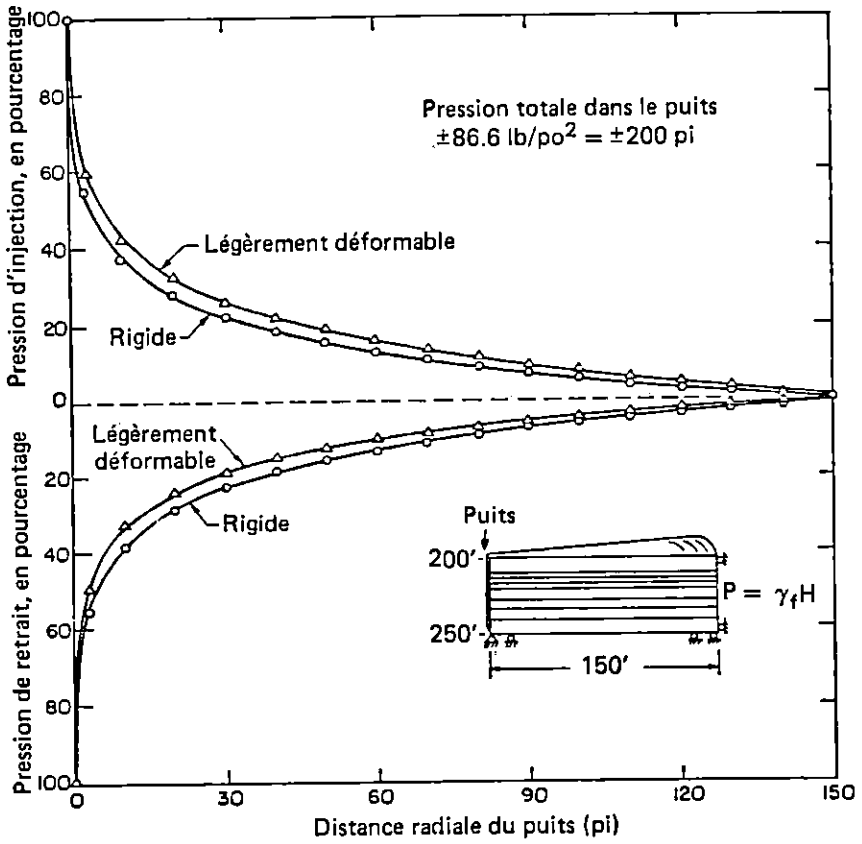

Figure 14 Profils de pression du fluide, au cours de l'injection et du retrait d'un fluide, dans des systèmes de fractures déformables et rigides

fractures proches du puits se ferment dans une certaine mesure. Ceci provoque une augmentation des gradients de pression près du puits, et par conséquent une réduction des gradients de pression à mesure qu'on s'éloigne du puits.

On n'indique pas à la figure 14 les résultats applicables au système de fractures rigides, puisque ces résultats sont intermédiaires entre ceux applicables au système de fractures rigides et ceux applicables au système de fractures légèrement déformables.

2.5.2 Distribution de la pression des fluides, et débit dans un système de fractures verticales

Pour mieux démontrer les effets de la déformation des fractures sur la répartition des pressions et les débits, on a étudié un second modèle. Ce modèle consiste en deux ensembles de fractures verticales et orthogonales recoupant un plan horizontal. On suppose que les fractures

sont espacées de 200 pi, et présentent une ouverture uniforme de 0.001 pi. Le modèle a 2000 pi sur 2000 pi, et a 1 pi d'épaisseur dans le sens vertical (fig. 15). On a procédé à l'injection et au retrait de fluide, à partir du centre du modèle de fractures, en augmentant les pressions de 12 480 lb/pi^2 et en les diminuant d'autant.

On a assigné aux blocs rocheux un module de Young égal à 4.72×10^8 lb/pi^2 et un coefficient de Poisson de 0.28. On a attribué à chaque bloc rocheux et à chaque élément de fracture une contrainte uniforme à la compression de 28 800 lb/pi^2. On a admis que la pression initiale du fluide à l'intérieur du système était égale à 12 480 lb/pi^2. Par conséquent, la contrainte normale effective initiale à l'intérieur du système de fractures était de 16 320 lb/pi^2. Le champ de contraintes est représentatif de celui que l'on rencontre à environ 500 pi au-dessous de la surface du sol, où les contraintes sont produites uniquement par le poids des roches de surcouche.

Pour établir les limites structurales, il a suffi de fixer les quatre coins du modèle dans l'espace, et de permettre un déplacement parallèle, mais non perpendiculaire à ces limites. Pour connaître les limites d'écoulement, il a fallu assigner une pression constante égale à la pression initiale en tous les points nodaux d'écoulement situés sur ces limites.

On a appliqué aux fractures trois différentes valeurs de rigidité normale, et on leur a attribué les termes descriptifs suivants : rigide, $K_N = 9.72 \times 10^7$ lb/pi^2/pi; légèrement déformable, $K_N = 4.72 \times 10^7$ lb/pi^2/pi; et très déformable, $K_N = 9.72 \times 10^6$ lb/pi^2/pi. Dans ces trois cas, on a égalé la rigidité au cisaillement K_S à la rigidité normale établie, et l'angle de frottement était de 38 degrés.

La figure 15 montre la maille d'éléments finis utilisée; les lignes solides continues représentent les éléments de fractures. Cette figure représente un tracé par ordinateur, indiquant la manière dont le champ initial de contraintes uniformes a été modifié par la réduction de la pression du fluide, ainsi que l'augmentation correspondante de la contrainte normale effective, résultant du retrait du fluide. On a représenté les principaux vecteurs-contraintes existant dans chaque élément de roche, ainsi que les contraintes normales effectives qui s'exercent sur chaque fracture. Il convient de noter la diminution de la contrainte normale effective à mesure que l'on s'éloigne du point de retrait. Ceci indique que les fractures proches du puits se ferment davantage que les fractures distantes du puits.

La figure 16 donne le tracé par ordinateur du champ de contraintes applicable au même système de fractures, lorsqu'un fluide est injecté au centre du modèle. Dans ce cas, les contraintes normales effectives sont plus faibles près du point d'injection. Par conséquent, les fractures proches du puits s'ouvrent davantage. Dans les deux cas de l'injection et du retrait, noter la symétrie du champ de contraintes.

La distribution des pressions d'un fluide dans un système de fractures donné dépend fortement de la rigidité du système de fractures. C'est ce qu'indique la comparaison des profils de pression le long d'une fracture centrale intersectant le puits. La figure 17 donne les profils de pression pour trois différentes rigidités des fractures, à l'injection et au retrait (augmentation et diminution de la pression du fluide de 12 480 lb/pi^2 dans le puits). Dans le cas de l'injection de fluide, à mesure que la rigidité des fractures diminue, les fractures s'ouvrent davantage, et les

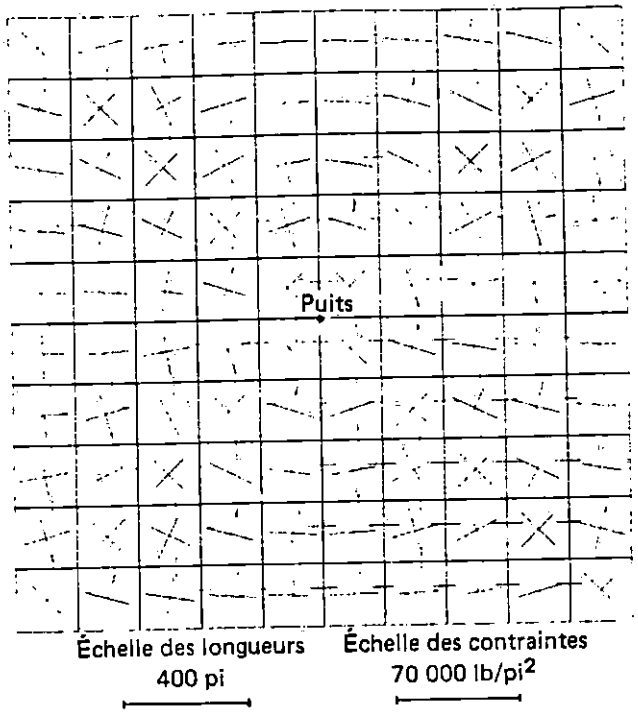

Figure 15 Distribution des contraintes dans une masse rocheuse contenant deux groupes de fractures orthogonales et verticales (retrait). Les contraintes principales minimum et maximum sont indiquées par des vecteurs linéaires de longueur donnée à l'intérieur de chaque bloc; les contraintes effectives normales aux fractures sont indiquées par des segments linéaires intersectant les fractures

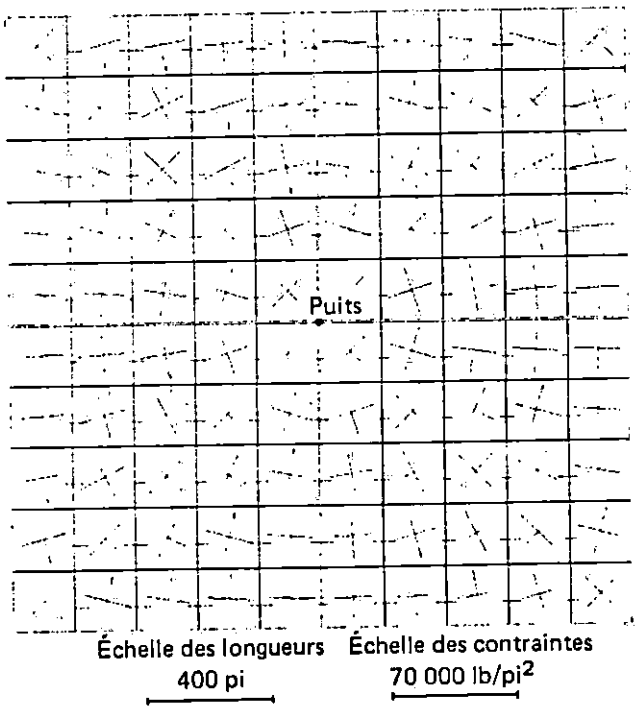

Figure 16 Distribution des contraintes dans une masse rocheuse contenant deux groupes de fractures orthogonales et verticales (injection). Les contraintes principales minimum et maximum sont indiquées par des vecteurs linéaires de longueur donnée à l'intérieur de chaque bloc; les contraintes effectives normales aux fractures sont indiquées par des segments linéaires intersectant les fractures

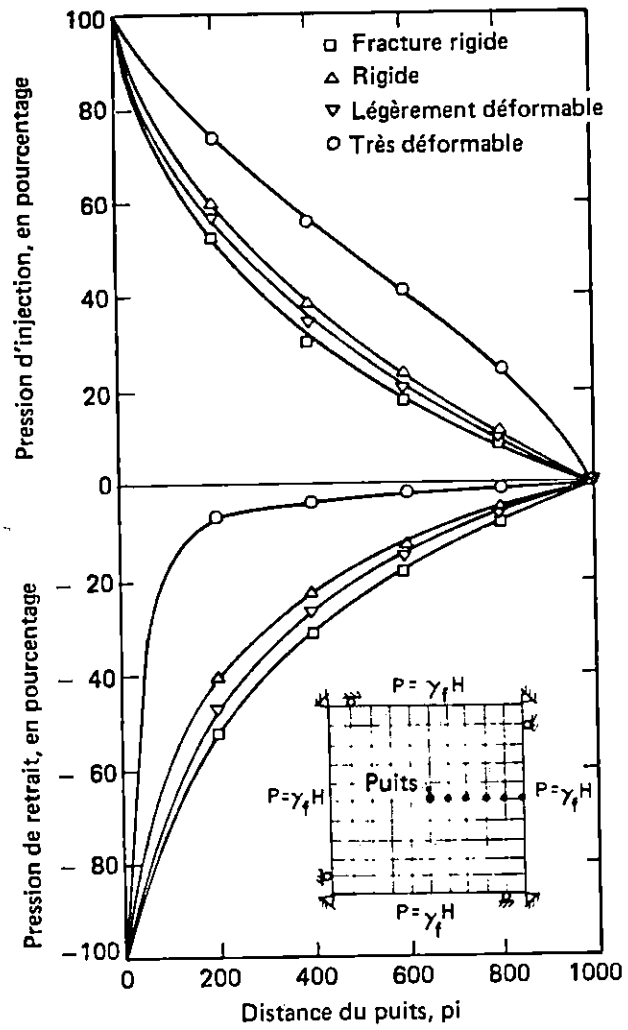

Figure 17 Comparaison de la distribution de la pression du fluide, le long de la fracture centrale, au cours de l'injection et du retrait dans des systèmes de fractures orthogonales, rigides et déformables

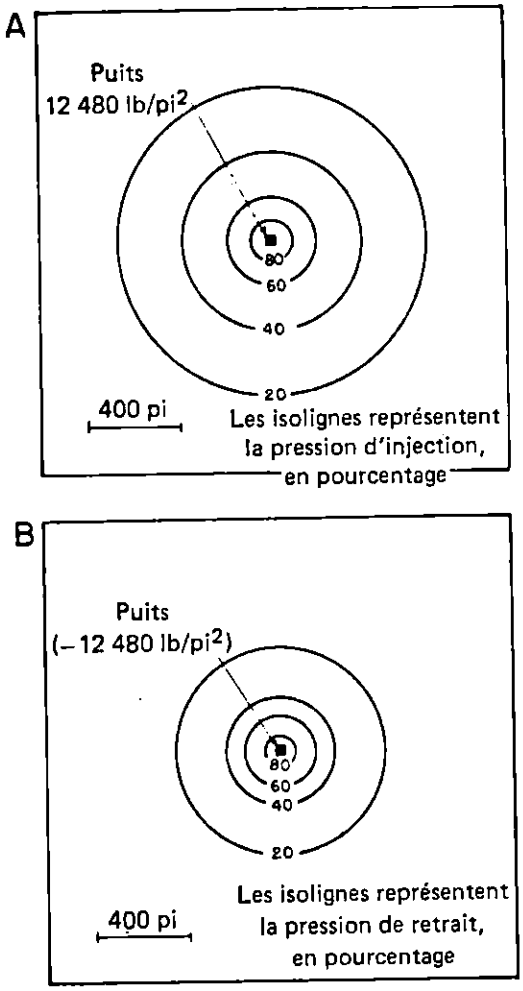

Figure 18 Distribution de la pression du fluide, au cours du retrait et de l'injection de fluide, dans un système de fractures orthogonales légèrement déformables

pressions s'exercent à des distances du puits de plus en plus grandes. Dans le cas du retrait de fluide, à mesure que la rigidité des fractures diminue, les fractures se ferment, et on constate une augmentation des gradients de pression près du puits. La figure 18 indique plus clairement cette différence entre les effets de l'injection et du retrait; sur cette figure, les lignes isopotentielles tracées autour du puits correspondent aux pourcentages de la pression d'injection ou de retrait. Ces tracés s'appliquent au système de fractures légèrement déformables. Ils indiquent que la superficie sur laquelle les pressions varient pendant le retrait est de 44 p. cent inférieure à

celle touchée par l'injection. La ligne isopotentielle correspondant à 20 p. cent est choisie arbitrairement comme base de cette comparaison.

L'ouverture ou la fermeture des fractures, et l'augmentation ou la diminution des gradients de pression influent sur le débit, dans le système de fractures. C'est ce que montre le tableau 2. Dans ce tableau, on peut voir que, à mesure que la rigidité des fractures diminue, il se produit une augmentation importante du débit au cours de l'injection, et une diminution importante au cours du retrait.

Les deux exemples présentés ici : *a*) un système horizontal sans fractures verticales et *b*) un système vertical sans fractures horizontales, sont probablement les cas extrêmes des systèmes réels, tels qu'on les rencontre dans la nature. On rencontre généralement un ensemble de fractures verticales et horizontales combinées; toutefois, certains auteurs ont suggéré que les fractures verticales sont le mode dominant dans les réservoirs profonds (Daniel, 1954; Wilkinson, 1953). De toute manière, il est nécessaire de disposer d'un modèle totalement tridimensionnel, pour simuler l'écoulement à la fois dans les fractures verticales et les fractures horizontales, dans des conditions de symétrie par rapport à un axe. Ici, le principal objectif a été de démontrer la manière dont la déformation des fractures influe sur les pressions et les débits.

D'autres facteurs, tels que l'angle d'intersection des fractures et la distribution des ouvertures, influent sur la répartition de la pression du fluide. Dans une étude plus détaillée, Witherspoon *et al.* (1974) ont étudié les effets engendrés par une variation de l'angle d'intersection que forment deux groupes de fractures verticales. Les résultats qu'ils ont obtenus avec l'injection de fluide sont donnés à la figure 19 pour quatre différents angles d'intersection des

Tableau 2 Débits d'injection et de retrait dans un système de fractures orthogonales, présentant diverses valeurs de rigidité.

Type de fracture	Rigidité des fractures (lb/pi^2/pi)		Débit (10^{-4} pi^3/s)	
	Normal K_N	Cisaillement K_S	Injection +12.480 lb/pi^2	Retrait −12.480 lb/pi^2
Très rigide	–	–	4.198	−4.198
Rigide	9.72×10^7	9.72×10^7	5.058	−3.466
Légèrement déformable	4.72×10^7	4.72×10^7	6.076	−2.835
Très déformable	9.72×10^6	9.72×10^6	16.480	− .458

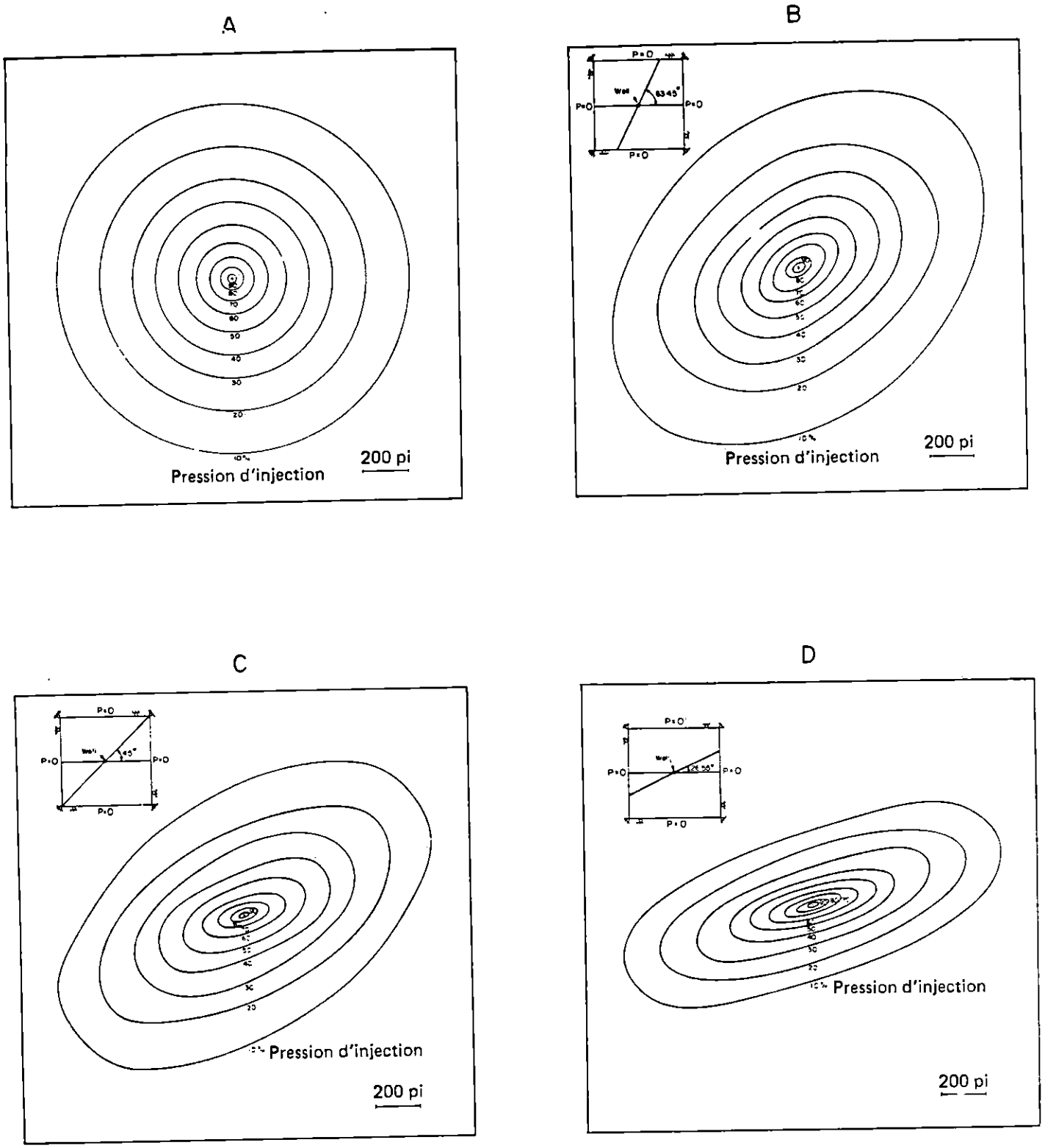

Figure 19 Effet de l'angle d'intersection des fractures sur la distribution des pressions : A-90°, B-63.45°, C-45°, D-26.55 (d'après Witherspoon *et al.*, 1974)

fractures. Ils démontrent que les axes des ellipses de pression des fluides ne coïncident pas nécessairement avec l'anisotropie mécanique indiquée par les orientations des fractures. Ces résultats s'appliquent à un système de fractures où K_N est égal à un quart et K_S à un dizième du module de Young de la roche, respectivement. Une contrainte uniforme initiale de 20 000 lb/pi^2, une pression d'injection de 14 400 lb/pi^2, et une pression initiale des fluides égale à zéro dans les fractures ont été utilisées dans leur étude.

Bien que ces lignes équipotentielles (fig. 19) s'appliquent à des systèmes idéalisés, elles indiquent les difficultés que l'on peut avoir à déterminer et à interpréter les distributions de la pression du fluide pendant les essais de pompage dans les roches fracturées.

2.5.3 Effets des ouvertures de fractures non uniformes

Dans les modèles qui précèdent, on a admis que toutes les fractures ont la même ouverture initiale (2b). Si l'on examine les fractures qui affleurent à la surface, une ouverture uniforme des fractures est l'exception plutôt que la règle, même sur des distances de seulement quelques pieds. Les ouvertures de fractures, telles que déterminées par l'analyse de données d'essais d'injection, sont basées sur les caractéristiques moyennes de l'écoulement, et une variation uniforme de la pression du fluide entre le point d'injection et le puits d'observation ou la limite d'écoulement. Si l'on mesure les pressions dans un puits proche, et si l'on compare ces valeurs aux valeurs prédites pour une ouverture uniforme, on constate parfois une différence importante entre les résultats observés et les résultats prédits (voir le chapitre suivant).

On peut expliquer cette différence de pression en utilisant des principes simples de mécanique des fluides. Par exemple, la figure 20 montre deux profils de pression, l'un applicable à l'écoulement dans un conduit de diamètre uniforme, et l'autre à l'écoulement dans un conduit de diamètre non uniforme. Il est évident que le conduit non uniforme subit une perte de charge beaucoup moins importante, dans la section de grand diamètre, que la partie correspondante du conduit ayant un diamètre uniforme. Par conséquent, un puits recoupant une fracture dont l'ouverture diminue à une certaine distance de là présente un profil de pression d'une irrégularité similaire au cours de l'injection ou du retrait. Cela signifie que les pressions engendrées à une certaine distance du puits sont beaucoup plus importantes qu'on ne peut le prédire d'après des observations de la fracture, à l'emplacement du puits. Les pressions multipliées par la surface sur laquelle elles s'exercent représentent la force permettant à la fracture de se déformer; on peut donc aisément constater que les forces engendrées dans le cas d'une ouverture non uniforme sont bien supérieures à celles engendrées dans le cas d'une ouverture uniforme équivalente (équivalente en termes de débit, si la pression d'injection et les conditions limites d'écoulement sont les mêmes). Dans le cas d'un écoulement symétrique par rapport à un axe, où il se produit théoriquement une diminution logarithmique de la pression des fluides en fonction de la distance radiale, cette différence de forces est encore plus grande.

Pour comparer les effets de l'injection et du retrait dans une fracture à ouverture non uniforme, avec ceux d'une fracture équivalente à ouverture uniforme, on a utilisé le modèle avec axe de symétrie décrit plus haut dans la présente section (fig. 12). Aux fins de cet essai,

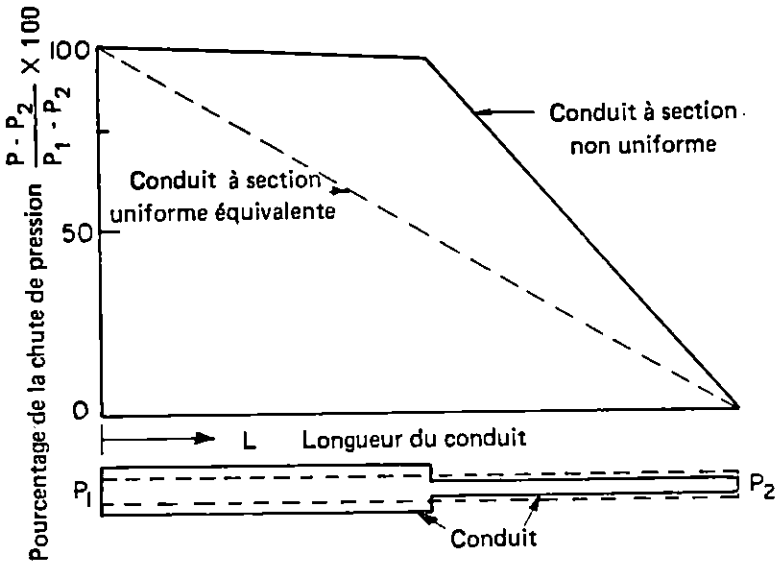

Figure 20 Représentation schématique des profils de pression, lorsque l'écoulement a lieu dans des conduits de sections non uniformes, et des conduits de sections uniformes équivalentes

on a postulé que la fracture située à 40 pi au-dessous de la surface était isolée, de sorte qu'il n'y ait aucun écoulement dans les six autres fractures. Les propriétés matérielles de ce modèle étaient aussi les mêmes que celles décrites plus haut, et nous avons étudié un système où la rigidité des fractures était : $K_N = K_S = 4.72 \times 10^7$ lb/pi^2.

On a adopté une ouverture non uniforme, et assigné une valeur de 0.001 pi pour $0.125 \leqslant r_1 \leqslant 10$ pi, et de 0.0005 pi pour $10 \leqslant r_2 \leqslant 150$ pi. Pour une fracture rigide, présentant un abaissement total de pression égal à 2496 lb/pi^2, ce système non uniforme avait un débit de 2.126×10^{-3} pi^3/s. En utilisant ce débit et l'équation (83) (voir chapitre 3) on a calculé une ouverture uniforme équivalente de 0.000648 pi.

La figure 21 indique les profils de pression applicables aux ouvertures non uniformes et uniformes équivalentes, dans le cas de fractures rigides et de fractures déformables. Les variations correspondantes d'ouverture sont représentées à la figure 22. La variation de pression qui a produit ces déformations correspondait à seulement ± 40 pi d'eau à l'emplacement du puits. Comme l'indique la figure 21, lorsque la fracture n'est pas uniforme, les pressions engendrées au cours de l'injection sont beaucoup plus élevées que lorsqu'elle est uniforme. Au cours du retrait les pressions du fluide se répartissent sur une plus grande surface à l'intérieur d'une fracture non uniforme, que dans une fracture uniforme. C'est ce que révèlent les variations d'ouverture représentées graphiquement à la figure 22. On a constaté que, dans le cas de l'injection et du retrait, la variation d'ouverture des fractures non uniformes était environ deux fois supérieure à celle des fractures uniformes.

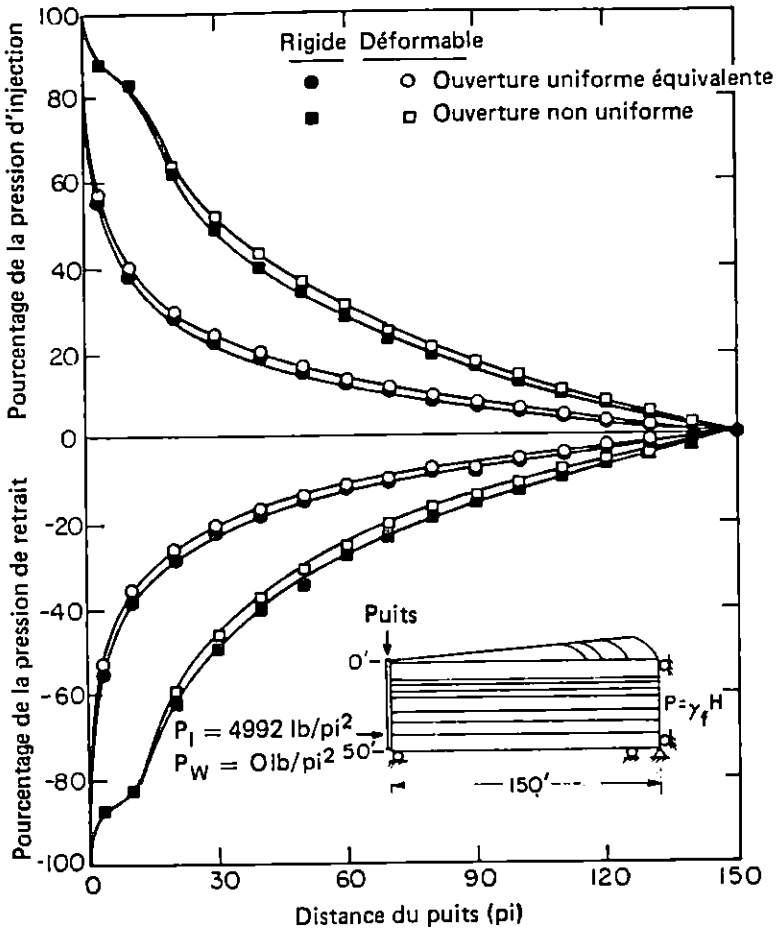

Figure 21 Profils de pression du fluide, lorsque l'injection et le retrait ont lieu dans des fractures à ouvertures uniformes, et des fractures à ouvertures non uniformes. (Les variations de pression du fluide dans le puits étaient de ± 2496 lb/pi^2.)

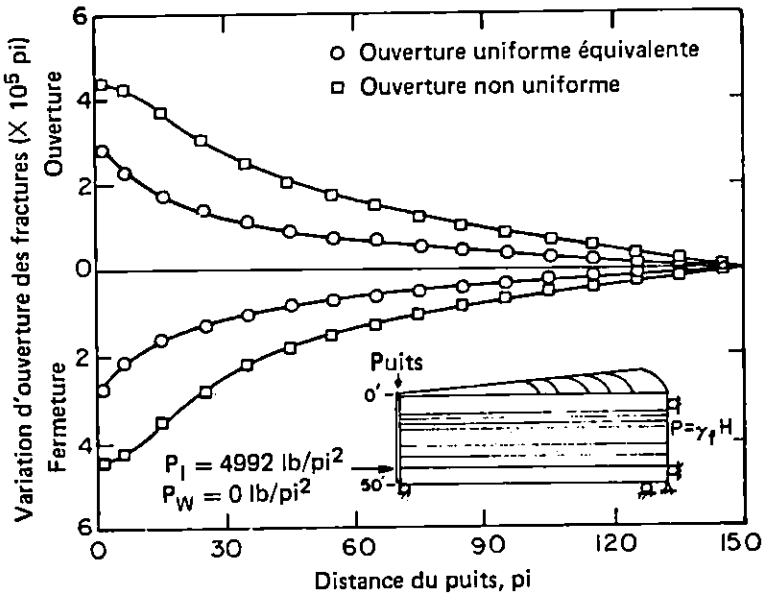

Figure 22 Déformation des fractures, provoquée par l'injection et le retrait du fluide, dans des ouvertures de fractures uniformes et non uniformes. (Les variations de pression des fluides étaient dans le puits de ± 2496 lb/pi^2.)

Le tableau 3 donne les débits d'injection et de retrait. Il montre que dans le cas d'une ouverture non uniforme, le débit subit une augmentation de 14 p. cent au cours de l'injection, et une diminution de 12 p. cent au cours du retrait, par rapport au débit dans un système rigide. Lorsque l'ouverture est uniforme, les résultats correspondants sont 10 p. cent et 8 p. cent.

Tableau 3 Débits dans des ouvertures de fractures équivalentes uniformes et non uniformes (± 2496 lb/pi^2)

Type d'ouverture des fractures	Ouverture initiale des fractures (pi)	Q Fracture rigide (10^{-3} pi^3/s)		Q Fracture déformable (10^{-3} pi^3/s)	
		Injection	Retrait	Injection	Retrait
Ouverture non uniforme	.001 pi ($.125 \leqslant r_1 \leqslant 10$ pi) .0005 pi ($10 \leqslant r_2 \leqslant 150$ pi)	2.126	−2.126	2.416	−1.868
Ouverture uniforme équivalente	.0006481 pi $.125 \leqslant r \leqslant 150$ pi	2.126	−2.126	2.335	−1.949

Les résultats ci-dessus s'appliquent à des variations relativement faibles de la pression. Autrefois, il était usuel d'effectuer les tests d'injection sous des pressions très élevées. Pour démontrer l'effet d'une ouverture non uniforme dans ce cas, on a utilisé le même modèle, avec les mêmes propriétés matérielles, mais en augmentant les pressions d'injection de 1 lb/po^2, pour chaque pied de profondeur. Ceci correspond à une pression nette supérieure de 3264 lb/pi^2 à la pression initiale du fluide, qui était de 2496 lb/pi^2. La pression totale est légèrement inférieure à la pression de surcharge, parce que la densité de la roche est de 165 lb/pi^3.

On a tracé à la figure 23 les profils de pression et les variations d'ouverture. On voit que la déformation des fractures est beaucoup plus grande à proximité du puits, lorsqu'on atteint de telles pressions. C'est ce qu'indiquent les débits présentés au tableau 4. Ces débits accusent une augmentation de 18 p. cent dans le cas d'ouvertures de fractures non uniformes et de 13 p. cent dans le cas d'ouvertures uniformes, par rapport au système rigide.

Bien que nous ne traitions pas dans la présente étude de la stabilité des masses rocheuses fracturées, nous pouvons facilement constater que la distribution des pressions, calculée en fonction d'une ouverture non uniforme des fractures, est bien différente de celle qu'on obtient en utilisant une ouverture uniforme équivalente. Cette différence de répartition des pressions, même si elle n'influe pas fortement sur le débit, peut avoir un effet considérable sur la stabilité de la masse rocheuse fracturée.

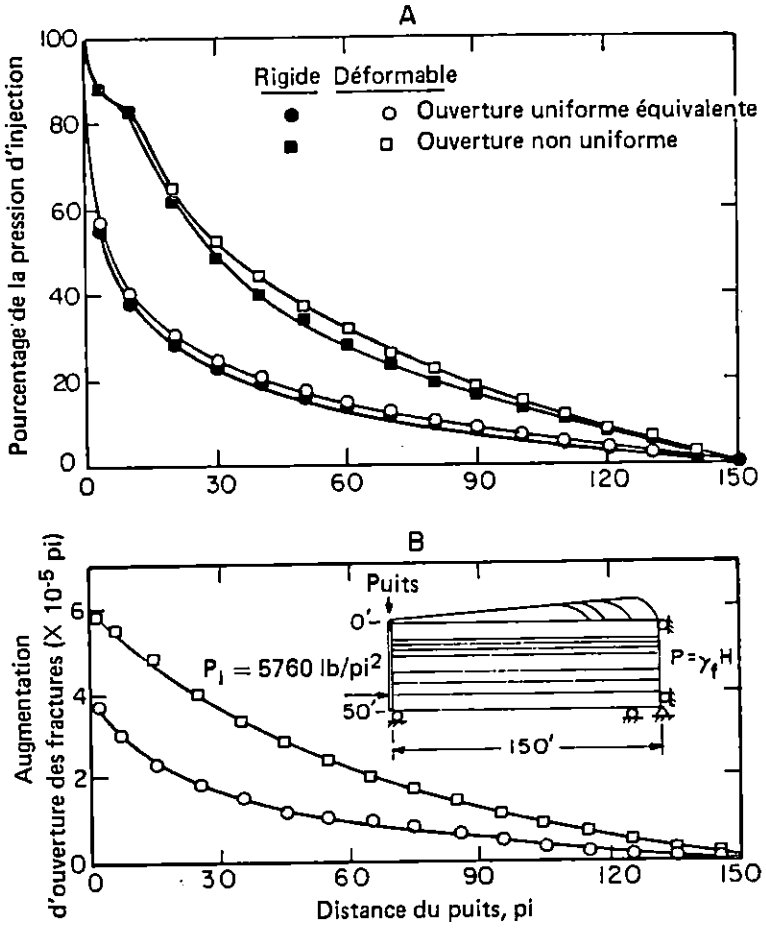

Figure 23 Profils de pression du fluide, et variations d'ouverture des fractures provoquées par l'injection de fluide (+3264 lb/pi^2) dans des ouvertures de fractures uniformes et non uniformes

Tableau 4 Débits au cours de l'injection de fluide dans des ouvertures de fractures non uniformes, et uniformes équivalentes. Pression d'injection : 3264 lb/pi^2

Type d'ouverture des fractures	Q, Fracture rigide (10^{-3} pi^3/s)	Q, Fracture déformable (10^{-3} pi^3/s)
Ouverture non uniforme	2.7803	3.2845
Ouverture uniforme équivalente	2.7803	3.1426

Chapitre 3

MESURES *IN SITU* DE LA DÉFORMATION DES FRACTURES, CAUSÉE PAR DES VARIATIONS DE LA PRESSION DES FLUIDES

3.1 INTRODUCTION

Au cours de la période allant de 1970 à 1973, l'auteur a effectué des études *in situ* de l'écoulement des fluides dans les roches métamorphiques et cristallines fracturées du comté d'Halifax (N.-É.), sous les auspices de la Division de la recherche hydrologique, d'Environnement Canada. L'auteur a consacré une partie de ses efforts à obtenir *in situ* des mesures des variations d'ouverture des fractures engendrées par des variations de la pression des fluides dans le plan de fracture. Ces mesures devaient servir à déterminer si la déformation des fractures et les variations de perméabilité qui leur sont associées et sont engendrées par les variations de la pression des fluides (elles-mêmes produites par le rabattement dans le puits de pompage), avaient un effet mesurable sur les résultats des essais de pompage.

Sur place, comme on l'a fait dans le cas des études numériques du modèle, on a limité les recherches aux roches dont la perméabilité intergranulaire est faible ou nulle. Ainsi, le déplacement des eaux souterraines dans la masse rocheuse a lieu le long des fractures ou des discontinuités. Si les fractures se ferment lorsque la contrainte effective augmente (c'est-à-dire lorsque la pression des fluides diminue à mesure que le rabattement augmente dans le puits), la perméabilité des fractures peut alors dépendre du rabattement possible, et de la profondeur à laquelle les principales fractures qui conduisent l'eau intersectent le puits de forage. La perméabilité des systèmes de roches fracturées manifestant des caractéristiques de cette nature est fonction des contraintes.

Dans le présent chapitre, nous allons décrire le site expérimental choisi pour les mesures de déformation des fractures, la conception et la fabrication des instruments utilisés au cours de cette étude, ainsi que les techniques expérimentales et les résultats des essais.

3.2 ZONE ET SYSTÈMES DE FRACTURES ÉTUDIÉS

3.2.1 Situation et description

La zone étudiée est située dans la portion sud-ouest du comté d'Halifax, près du village de Sambro, à environ 20 milles au sud-ouest de la ville d'Halifax (Nouvelle-Écosse) (fig. 24). On a choisi cette zone parce qu'elle nous donne un ensemble favorable caractérisé par un soubassement bien exposé, des fractures à géométrie relativement simple et l'absence d'interférences par le pompage de puits domestiques existants. On peut accéder à la zone étudiée en prenant la route goudronnée qui joint Halifax à Sambro, puis en empruntant une piste d'un demi-mille de long, utilisée par les camions, jusqu'au site expérimental. Le climat du comté d'Halifax est décrit par MacDougall, Cann et Hilchey (1963). Ils considèrent le climat comme tempéré humide, les températures moyennes d'hiver et d'été variant respectivement entre

26 et 63 °F (environ), d'après les relevés effectués de 1921 à 1951. Pendant la même période, la pluviométrie annuelle moyenne a été de 54.26 po.

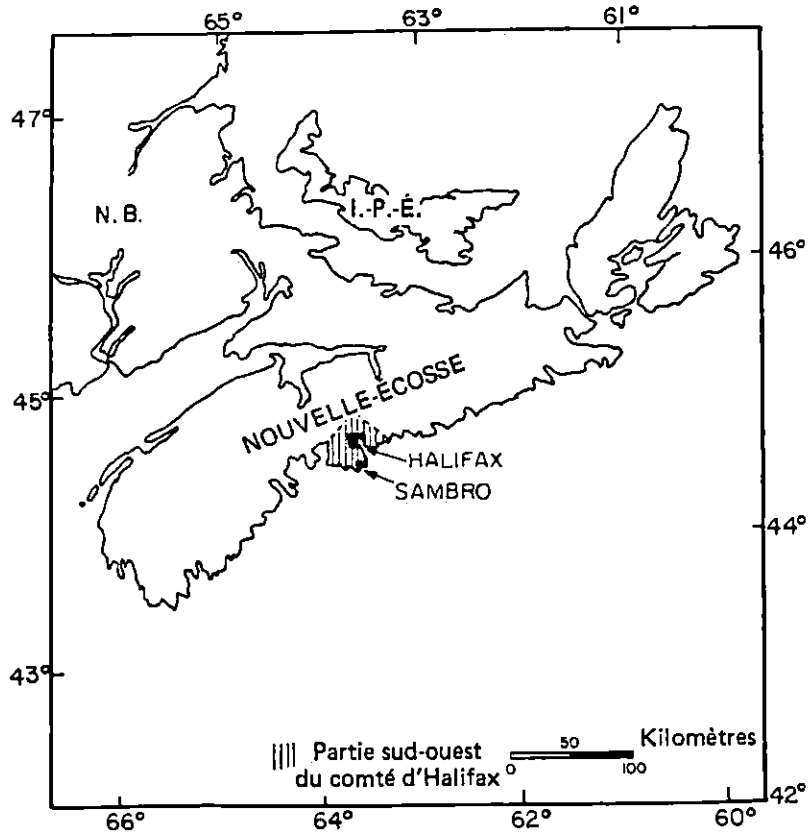

Figure 24 Région étudiée

Dans la partie sud-ouest du comté d'Halifax, le principal trait topographique est un plan onduleux, qui s'élève à une altitude de 600 pi au nord, et descend en pente douce vers le littoral. La région est parsemée de petits lacs et de dépressions marécageuses.

3.2.2 Géologie

Des détails de la géologie du sud-ouest du comté d'Halifax ont été donnés par Faribault (1907). Par conséquent, on n'en donnera ici qu'un bref résumé.

La zone expérimentale est à peu près située dans les limites d'un important batholithe granitique formé au Dévonien inférieur (Smitheringale, 1960), présent dans le sous-sol d'une grande partie du centre et du sud-ouest de la Nouvelle-Écosse (Weeks, 1965).

Dans la zone de Sambro, le soubassement est constitué d'une monzonite quartzique porphyrique à grains moyens, contenant des phénocristaux de feldspath bien formés, qui possèdent fréquemment une orientation caractérisée (fig. 25). Le soubassement est bien exposé. Les

dépôts superficiels consistent en débris glaciaires d'épaisseur variable. Les dépressions sont remplies de tourbe et de boue, ce qui indique un mauvais drainage. Des roches erratiques glaciaires, des affleurements rocheux fortement polis, et des stries glaciaires nous fournissent la preuve que la région a été glaciée au Pleistocène.

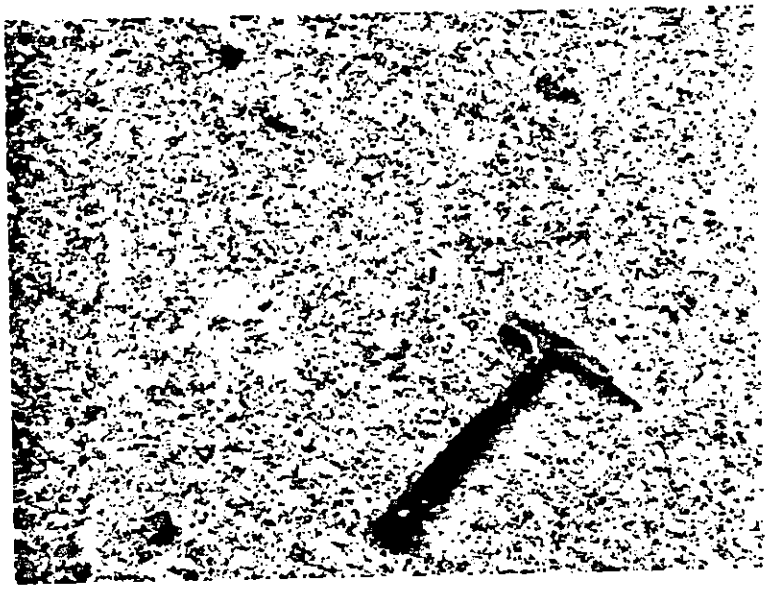

Figure 25 Affleurement de roche de fond, sur le site expérimental de Sambro, avec orientation préférentielle des phénocristaux de feldspath

Dans la zone immédiate du site expérimental de Sambro, le creusement de tranchées a révélé que le matériau de surface a moins de 2 pi d'épaisseur et qu'il comporte à sa base une couche résiduelle de sables grossiers.

3.2.3 Mesures effectuées en surface

La figure 26 donne la topographie générale de la région de Sambro, et l'orientation des fractures en certains endroits. À l'aide de photographies aériennes, on a cartographié deux séries principales d'éléments structuraux linéaires (zones de cisaillement). Ces zones de cisaillement sont généralement orientées à N 20 °O et N 45 °E et semblent verticales.

La figure 27 est une projection polaire équivalente, dans l'hémisphère supérieur, des pôles des plans de fracture, tels que mesurés dans la région définie par la figure 26. Ce tracé nous permet de voir qu'il existe un ensemble de fractures assez bien défini, orienté à approximativement N 25 °O, et de pendage presque vertical. Un second ensemble de fractures est orienté à approximativement N 45 °E, et son pendage fait un angle d'au plus 20 degrés avec le plan vertical. Ce second ensemble est mal défini dans la figure 27 et dans les affleurements où l'on a mesuré les fractures. Il convient de noter que la direction de ces deux ensembles de fractures est la même que celle des principales zones de cisaillement de cette région.

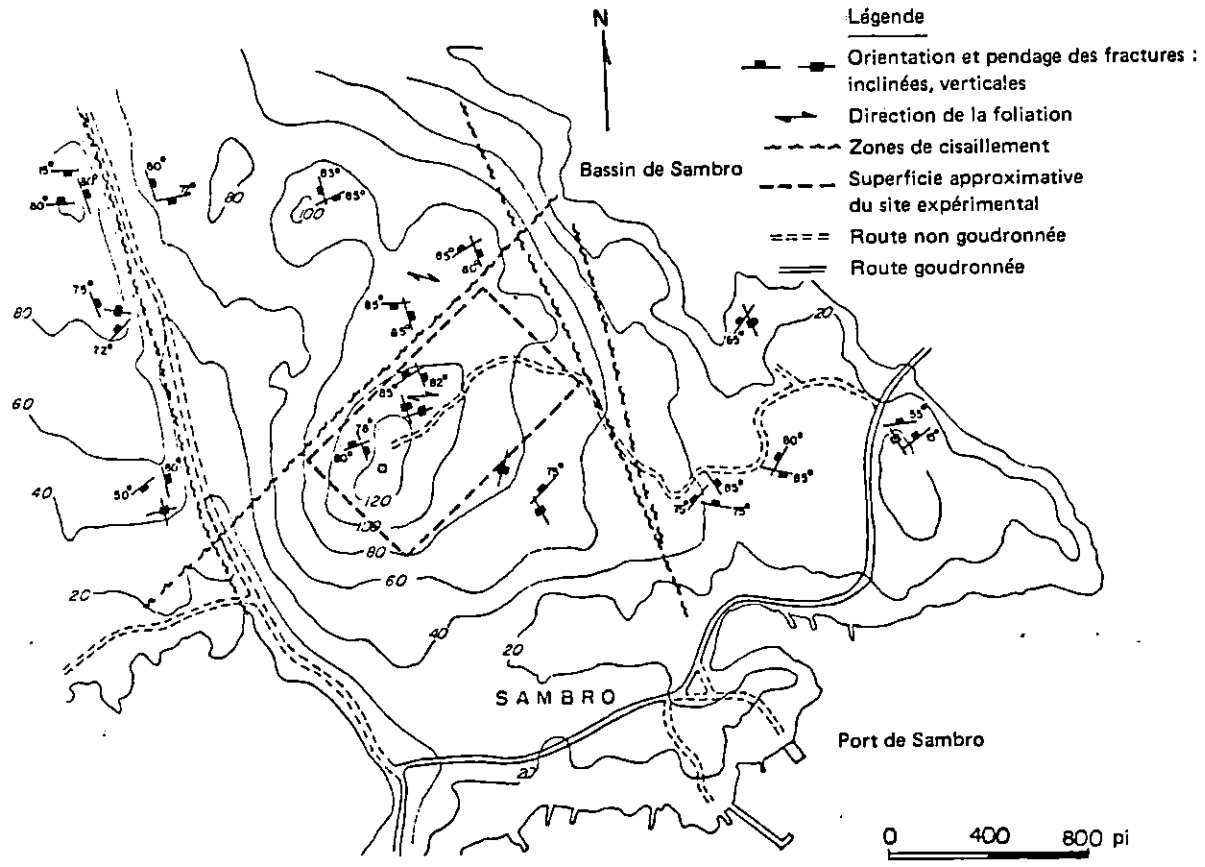

Figure 26 Topographie générale de la région de Sambro

Comme c'est généralement le cas dans la plupart des régions où le relief est peu prononcé, les fractures horizontales ne sont pas bien représentées à la figure 27, tout simplement parce qu'il n'existe pas suffisamment de coupes verticales pour faire les observations nécessaires.

La figure 28 est une carte réalisée par levé à la planchette de la région qui englobe le site expérimental. Les limites approximatives de cette zone sont indiquées par la ligne en pointillé de la figure 26. La figure 28 indique qu'une portion considérable de cette zone est constituée d'affleurements du soubassement. Ceci nous a permis de mesurer et de cartographier la plupart des fractures dans la zone expérimentale. Dans la partie ouest de cette zone, on a cartographié les traces de fractures verticales, sur une petite colline, qui est le site le plus élevé de la zone expérimentale (fig. 28). Comme indiqué plus loin, les fractures horizontales et les indices d'érosion glaciaire observés dans cette zone suggèrent que cette colline est un petit dôme exfolié. Dans la partie centrale de cette zone, on a trouvé très peu de fractures verticales, mais ceci peut être partiellement dû à une diminution du nombre d'affleurements de la roche de

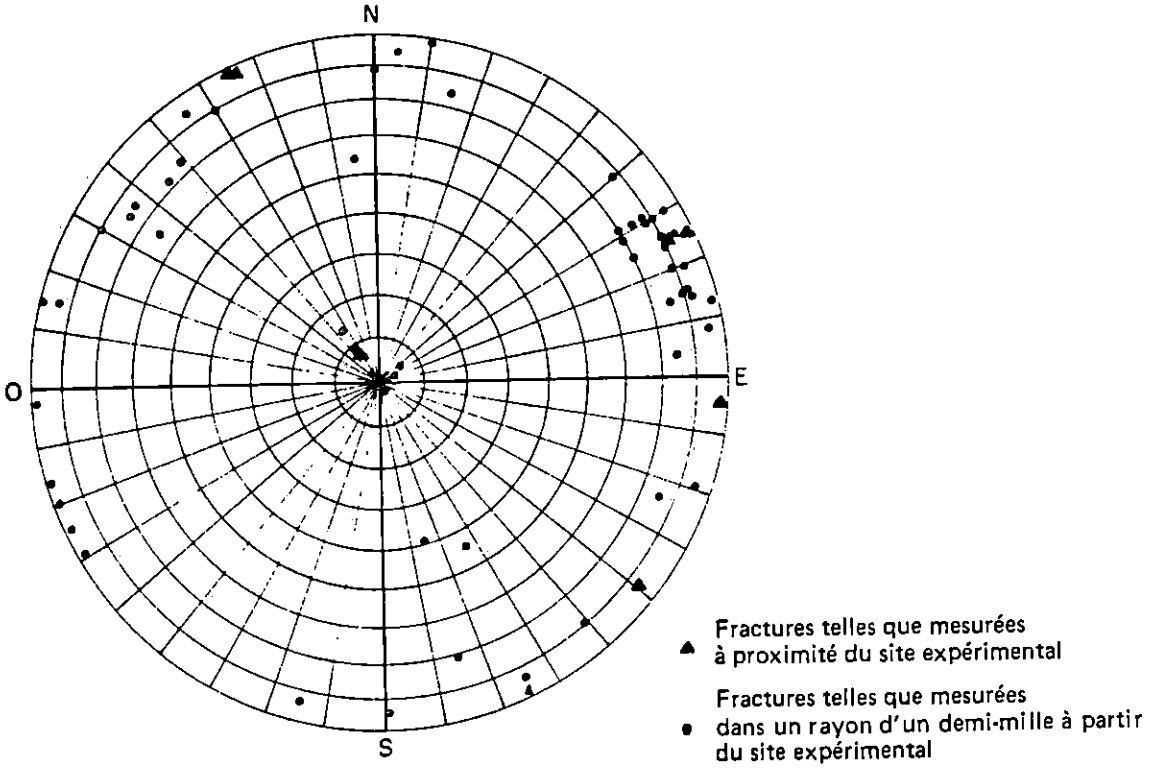

Figure 27 Projection polaire équivalente, dans l'hémisphère supérieur, des pôles des plans de fracture, mesurés dans la région de Sambro

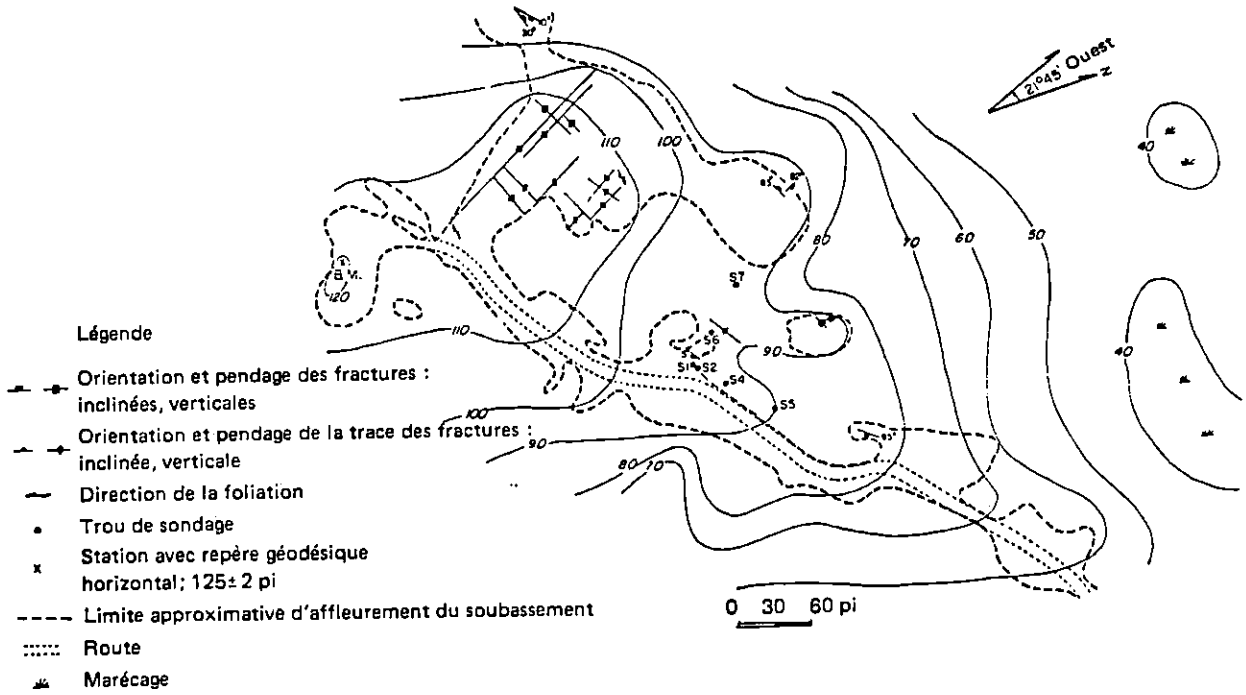

Figure 28 Carte levée à la planchette du site expérimental de Sambro

fond dans cette région. Même en creusant des tranchées avec un tracteur, on n'a pu découvrir de fractures verticales entre les sites de forage S1 et S6 proposés (fig. 28). Si l'on tient compte des affleurements naturels du soubassement rocheux, ce creusement de tranchées a révélé une zone d'environ 30 à 40 pi de rayon, où l'on ne pouvait détecter en surface aucune expression de fractures verticales. Étant donné que pratiquement toutes les fractures cartographiées sur le site expérimental présentent un pendage proche de la verticale, les fractures situées hors du rayon de 30 pi n'intersectent probablement pas les puits d'essai à proximité de la surface dans les limites de ce rayon. C'est pourquoi on a choisi cette zone centrale pour établir les puits d'essai. On a foré deux lignes de puits. La première comprenait 4 puits – (S1, S2, S4 et S5). Les 3 derniers étaient espacés respectivement de 3 pi, 35 pi et 70 pi, à partir de S1, le long de la route, dans la direction N 45 °E. Une seconde ligne (N 45 °O), perpendiculaire à la première ligne et comprenant 2 puits, S6 et S7, a été forée à 35 et 70 pi respectivement à partir de S1 (fig. 28).

3.2.4 Mesures effectuées dans les trous de forage

On a foré un total de 6 puits au cours de la période d'expériences de 1972. Les puits S1 et S2 sont des trous de forage au diamant NX (d'environ 3 po de diamètre), de 50 pi et 60 pi de profondeur respectivement. On a foré les puits S4, S5, S6 et S7 en utilisant une foreuse à percussion; les puits avaient approximativement 4 po de diamètre. Tous les quatre ont environ 60 pi de profondeur.

Le programme de forage avait pour objet la détermination de la présence de fractures horizontales ou presque horizontales, ainsi que leur continuité latérale entre les puits. On a préféré les fractures horizontales pour cette expérience, puisque celles-ci nous permettent de placer plus facilement des instruments dans le trou de forage. De plus, un système de fractures horizontales se prête davantage à l'analyse numérique, puisqu'il est possible d'utiliser un modèle bidimensionnel comportant un axe de symétrie, pour simuler les conditions *in situ*, au lieu d'un modèle tridimensionnel plus compliqué.

On a déterminé les fractures existantes dans les six puits étudiés, en analysant les carottes de forage (puits S1 et S2) et en observant les parois des trous de forage avec un périscope (Trainer et Eddy, 1964). Les diagrammes des fractures des puits S1 et S2 sont donnés aux figures 29 et 30. Les diagrammes obtenus à l'aide du périscope et l'analyse des carottes de sondage nous ont indiqué que les réseaux de fractures étaient similaires dans ces deux puits. Dans les puits forés par percussion, les parois du trou de forage étaient relativement rugueuses, en raison de la méthode de forage adoptée, et il était possible de détecter les fractures principales à l'aide du périscope. Les parois lisses des trous de forage au diamant sont de nature à permettre la détection des traces les plus légères de fractures. Les diagrammes des fractures des puits S4, S5, S6 et S7 sont donnés à la figure 31.

On a calculé les ouvertures des fractures sur les diagrammes réalisés à l'aide du périscope, en comparant les dimensions de la fracture observée à un repère de largeur connue (0.005 pi) fixé hors du champ visuel du périscope. Étant donné la rugosité des fractures, et leur irrégularité à leur intersection avec la paroi du trou de forage, les ouvertures calculées ne représentent qu'une moyenne approximative de plusieurs estimations, en divers points de la paroi du trou de forage. On donne à la figure 32 un exemple du détail obtenu, pour la fracture située au niveau de 13 pi dans les puits S1 et S2. Il est possible que les fractures fines se soient

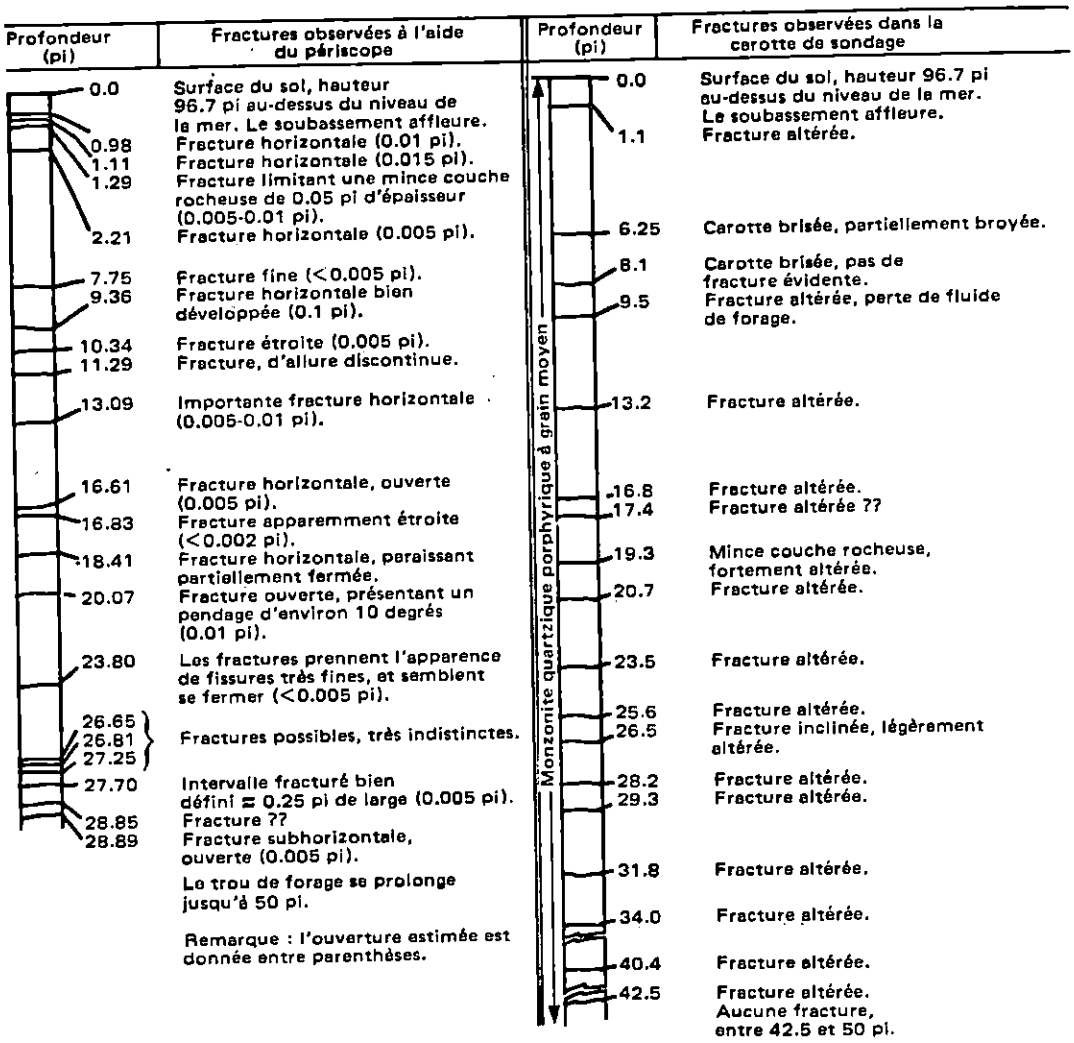

Figure 29 Diagramme des fractures, dans le puits S1

formées pendant le forage. Dans les sections ultérieures du présent chapitre, on comparera les ouvertures estimées des fractures, aux ouvertures uniformes équivalentes, telles que calculées à partir des résultats des essais d'injection.

Les diagrammes des fractures indiquent que la plupart des fractures sont situées dans un plan horizontal ou pratiquement horizontal. La plupart des fractures sont continues entre les puits S1 et S2. Les diagrammes obtenus à l'aide du périscope (fig. 29, 30 et 31) indiquent aussi que l'on rencontre pratiquement toutes les fractures principales dans tous les puits à l'exception de S7. On a réalisé des essais d'injection, pour déterminer l'importance hydraulique relative des fractures observées.

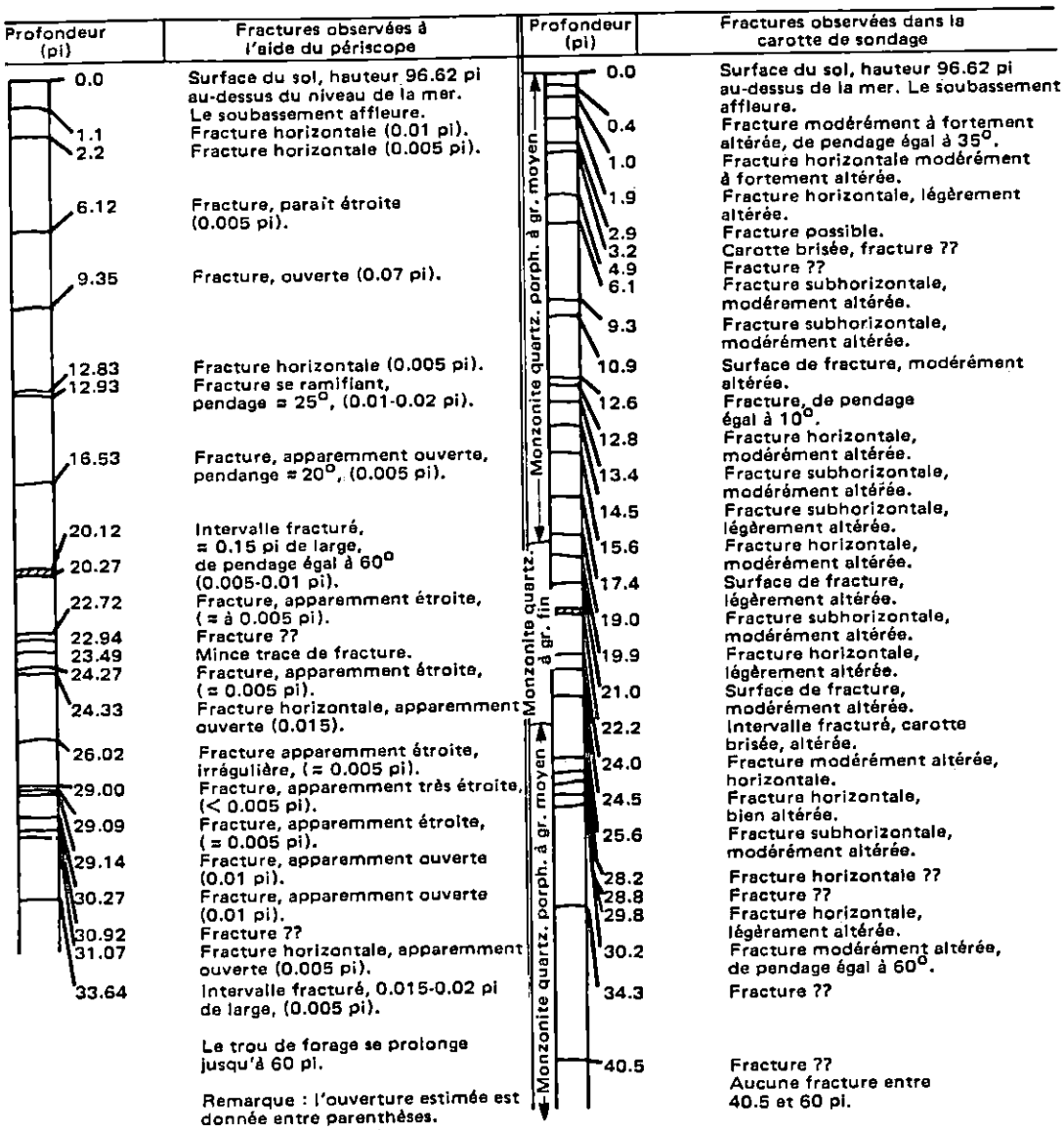

Figure 30 Diagramme des fractures, dans le puits S2

3.2.5 Propriétés matérielles

On a effectué des essais de compression uniaxiaux sur plusieurs spécimens de carottes de sondage au diamant NX obtenus dans les puits S1 et S2. Les spécimens utilisés pour l'expérience étaient représentatifs de la roche de fond, constituée de monzonite quartzique porphyrique, à grains moyens, dans le site expérimental. Des observations détaillées ont indiqué que les spécimens expérimentaux étaient formés d'une matrice holocristalline à grains moyens (hypidimorphe-granulaire) constituée de biotite (12 %), de quartz (15 %), et contenant plusieurs phénocristaux de feldspath de grande taille (trois quarts de pouce de long). Les autres minéraux présents étaient les suivants : feldspath potassique (25 %) plagioclase (An_{50}) feldspath (45 %) muscovite (2 %) et environ 1 % de minéraux accessoires. Le feldspath potassique, par endroits, était transformé en séricite.

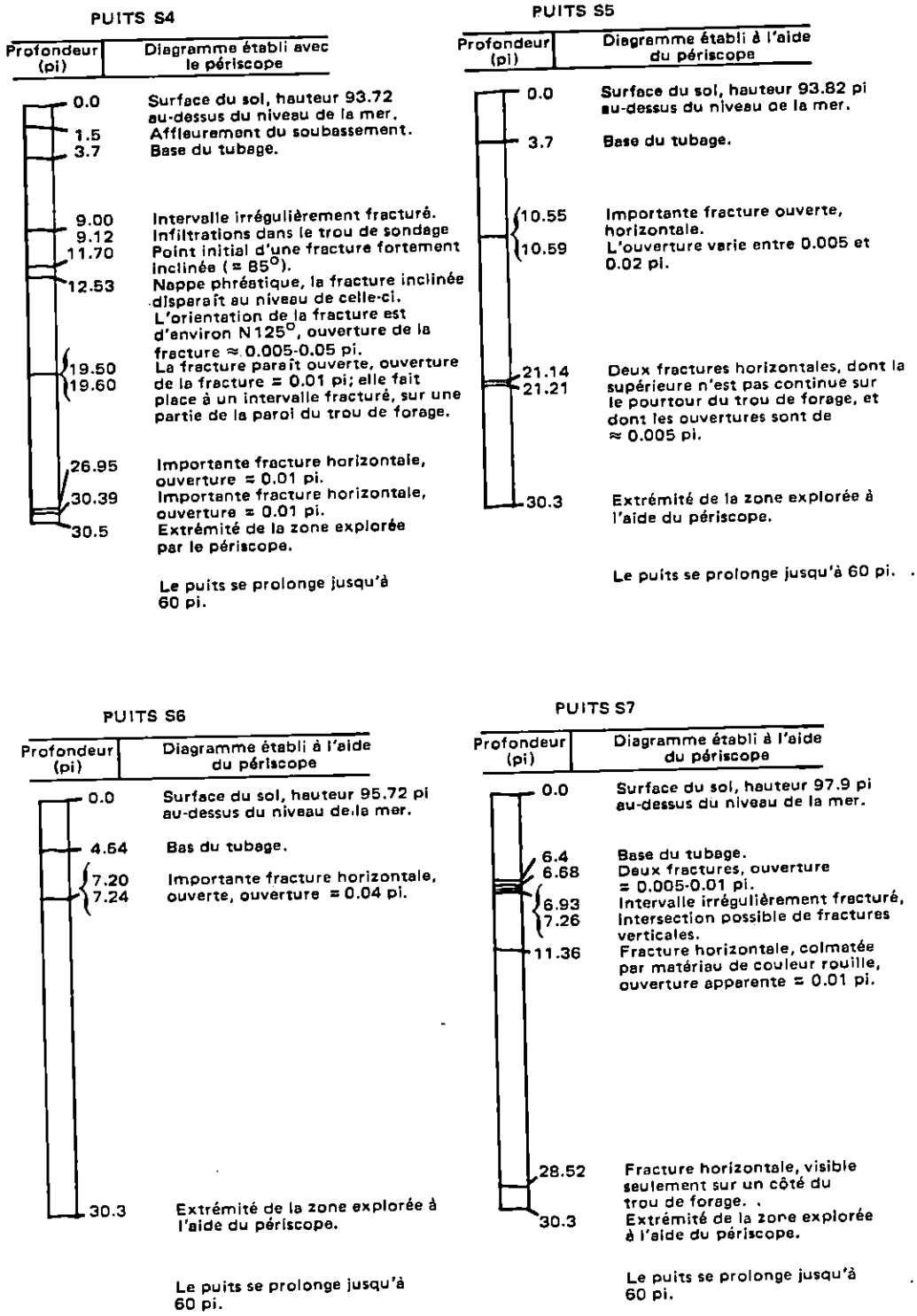

Figure 31 Diagrammes des fractures, dans les puits S4, S5, S6 et S7

PUITS S1

Profondeur (pi)	Diagramme de la fracture
11.50-13.04	Roche à grains grossiers
13.04-13.09	Importante fracture horizontale, ouverte. ouverture = 0.005-0.01 pi
13.09-13.55	Roche à grains grossiers

Description de la paroi du trou de forage

		Ouverture (pi)
Paroi sud	13.04	0.01
Paroi ouest	13.05	0.01
Paroi nord	13.08	0.01
Paroi est	13.05 13.09	0.01 0.005

PUITS S2

Profondeur (pi)	Diagramme de la fracture
12.00-12.82	Roche à grains grossiers, non fracturée
12.82-13.01	Intervalle fracturé, ouverture ≤ 0.005 pi, apparemment ouverte
13.01-13.44	Roche à grains grossiers

Description de la paroi du trou de forage

		Ouverture (pi)
Paroi sud	12.84 12.93 12.95	0.005 <0.005
Paroi ouest	12.90 13.01	≈0.005
Paroi nord	12.90 12.94 12.97	≈0.005 <0.005
Paroi est	12.82 12.88 12.93	0.005 <0.005

Figure 32 Observation détaillée à l'aide du périscope des fractures situées au niveau de 13 pi dans les puits S1 et S2

On a aussi mis à l'épreuve une section du matériau granitique filonien à grains fins que l'on a cartographié à partir de la carotte obtenue dans le puits S2 (fig. 30). Ce matériau filonien contient environ 40 p. cent de feldspath potassique transformé en séricite, 25 p. cent de plagioclase, 25 p. cent de quartz, 7 p. cent de muscovite et 3 p. cent de minéraux secondaires et accessoires. La roche est holocristalline, présente une texture granulaire, et peut être classée comme une monzonite quartzique à grains fins.

On a exécuté les essais uniaxiaux, en conformité avec la norme ASTM, (C170-50), *Standard Method of Test for Compressive Strength of Natural Building Stone.* On donne à la figure 33 une courbe du déplacement en fonction de la charge, applicable au porphyre monzonitique quartzique à grains moyens, ainsi que les données expérimentales pertinentes. À partir des données relatives aux contraintes et aux déformations, on a calculé que cette roche à grains moyens possédait un module de Young égal à 4.72×10^8 lb/pi^2. De plus, des mesures simultanées de la déformation latérale et longitudinale, lorsqu'on applique environ 50 p. cent de la charge finale, ont donné un coefficient de Poisson de 0.28.

La courbe de déplacement en fonction de la charge, qui caractérise la monzonite quartzique à grains fins à la figure 34, donne approximativement la même valeur pour le module de Young que la courbe obtenue pour les carottes de porphyre monzonitique quartzique à grains moyens, mais la résistance à la compression de la roche à grains fins est beaucoup plus élevée. Étant donné que la roche à grains fins n'apparaît que sous forme de veines très dispersées, dans les affleurements observés sur le site expérimental, et qu'on ne l'a observée ailleurs que dans les échantillons de carottes du puits S2, on n'essaiera pas d'établir une distinction entre les roches à grains fins et les roches à grains moyens, lorsqu'on construira des modèles numériques portant sur ce site expérimental. De toute manière, les variations de contrainte enregistrées au cours de cette expérience ne constituent qu'un faible pourcentage de la résistance de la roche à la compression.

L'examen de la carotte de sondage a démontré que quelques-unes des surfaces de fracture manifestaient une altération chimique, jusqu'à une profondeur d'environ 1 mm (0.003 pi) (fig. 35). Il nous a été impossible d'obtenir des échantillons non perturbés des fractures, que l'on puisse utiliser en laboratoire pour déterminer la corrélation entre la force et le déplacement. Pour la modélisation numérique, il est possible d'obtenir une mesure approximative du comportement des fractures, en utilisant les données obtenues en laboratoire par d'autres chercheurs, pour des types de roche similaires. Par exemple, Goodman et Dubois (1972) ont signalé des valeurs de rigidité normale, l'une *a*) pour un joint franchement ouvert dans une monzonite quartzique fraîche, égale à 9.75×10^7 lb/pi^2/pi, , et l'autre *b*) pour un joint ouvert calcifié, dans un porphyre rhyolitique légèrement altéré, égale à 1.04×10^8 lb/pi^2/pi. Shehata (1971), utilisant des fractures de tension artificiellement créées dans une monzonite quartzique, a mesuré une valeur de rigidité normale égale à 1.35×10^7 lb/pi^2/pi. Tous les calculs de rigidité susmentionnés sont basés sur la sécante de la courbe du déplacement en fonction de la charge.

La forte tendance des fractures à se déformer a été démontrée sur le site expérimental, lorsqu'en utilisant un camion, on a accidentellement appliqué une charge à une fracture remplie d'eau. La fracture était située à environ 2 pi de profondeur, et était reliée à la surface par un trou de forage de 1 po de diamètre. Lorsque la roue du camion s'est approchée du trou de forage, l'eau est remontée dans le trou jusqu'à la surface du sol, ce qui indiquait que la fracture s'était fermée.

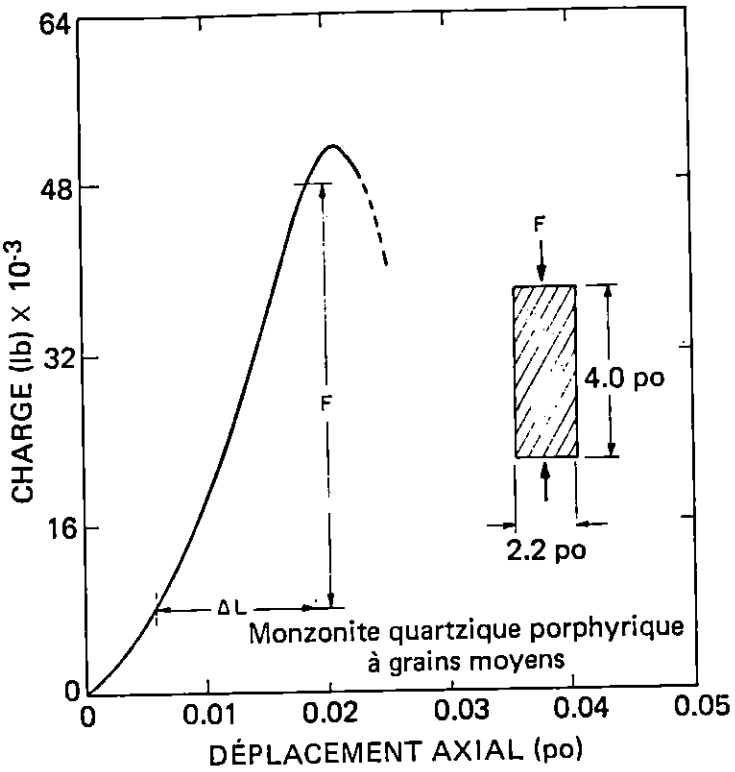

Figure 33 Courbe du déplacement en fonction de la charge pour un échantillon de porphyre monozonitique quartzique à grains moyens

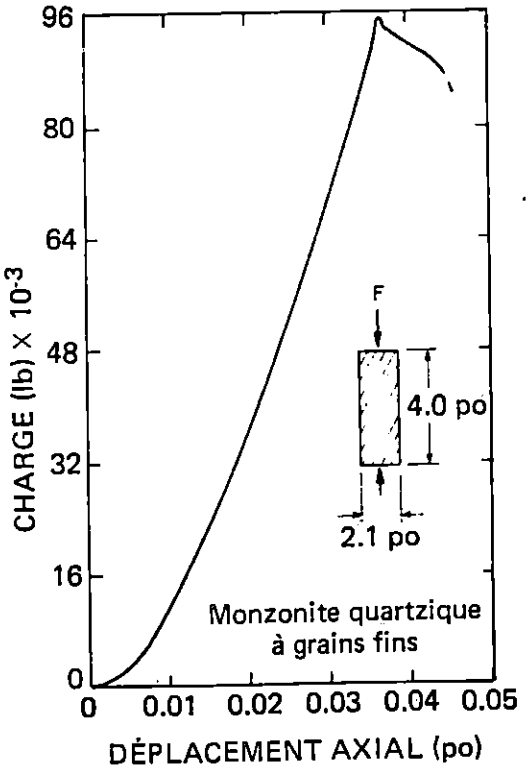

Figure 34 Courbe du déplacement en fonction de la charge pour un échantillon de monzonite quartzique à grains fins

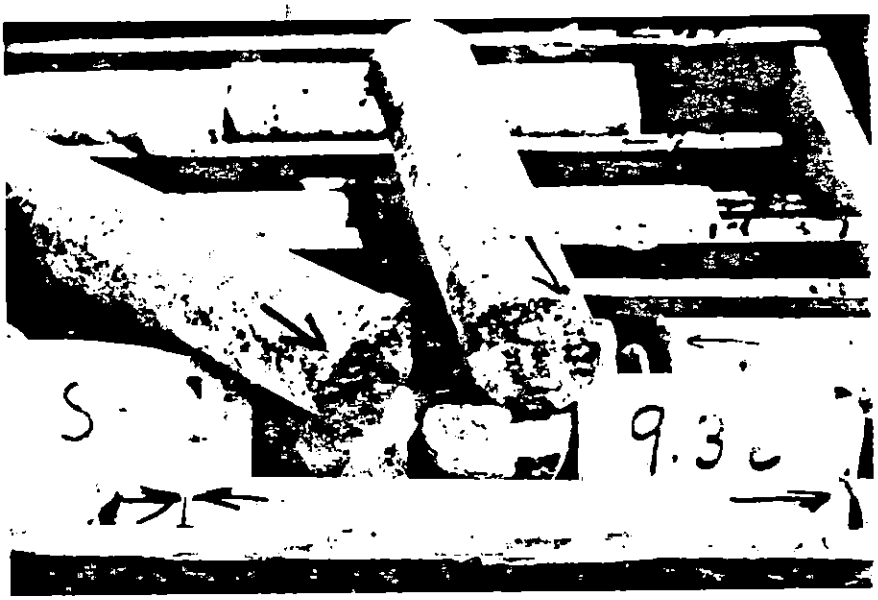

Figure 35 Vue en gros plan de la carotte, prélevée à 9.36 pi au-desous de la surface du sol, dans le puits S1, et montrant la forte altération de la surface de la fracture

3.2.6 Caractéristiques hydrauliques

a) Essais d'injection. – Pour évaluer les caractéristiques hydrologiques des fractures observées dans les trous de forage et dans les carottes rocheuses, on a effectué des essais d'injection à pression constante, en utilisant un dispositif courant d'essai d'injection (fig. 36) et en employant des packers gonflables de la manière indiquée à la figure 37. On a assemblé sur place des ensembles à packer simple et d'autres à packer double, et pour leur construction, on a suivi étroitement la méthode proposée par Maini. La méthode de construction des packers a été décrite par Gale et Welhan (1975*b*).

On a mesuré les vitesses d'injection, en utilisant trois débitmètres en parallèle, ayant respectivement des orifices de 1/8 de po, 1/4 de po et 3/8 de po. Les courbes d'étalonnage des trois débitmètres sont données à la figure 38.

On a obtenu le débit d'injection en mesurant en divers points les hauteurs manométriques, et en déterminant le débit correspondant à partir de la courbe d'étalonnage du débitmètre. Dans de nombreux tests d'injection, on n'a utilisé que l'orifice de 1/4 de po. À partir des courbes d'étalonnage (fig. 38), on peut voir qu'il était impossible de mesurer des débits inférieurs à 0.01 pi^3/min avec ce type de débitmètre. Pour déterminer de très faibles débits, nous avons mesuré le volume retiré du réservoir temporaire (capacité de 45 gallons impériaux) pendant une durée de 20 à 30 minutes.

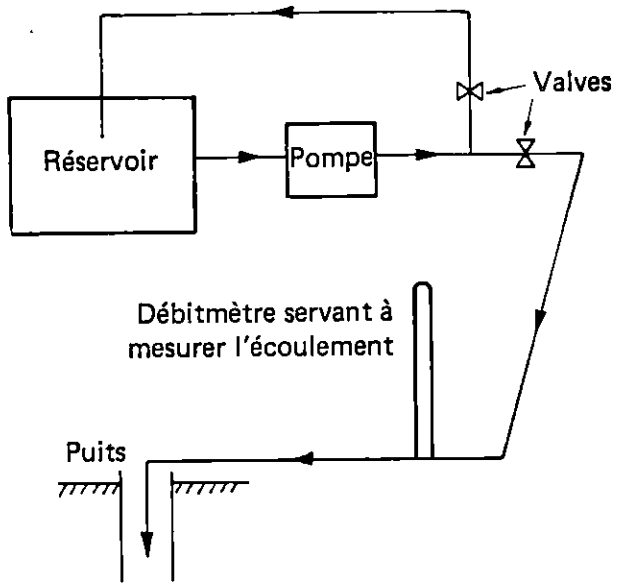

Figure 36 Représentation schématique de l'essai d'injection

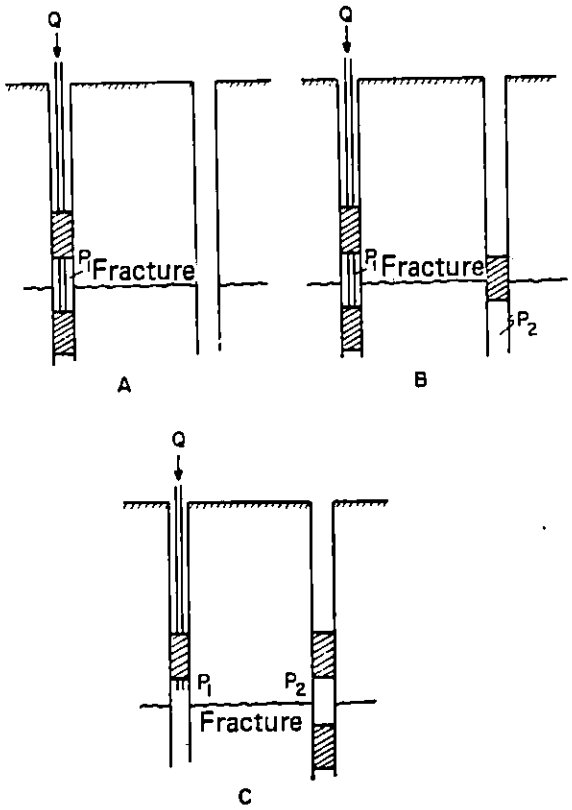

Figure 37 Disposition des packers, pour les essais d'injection. P_1 est la pression d'injection, P_2 la pression dans le puits d'observation

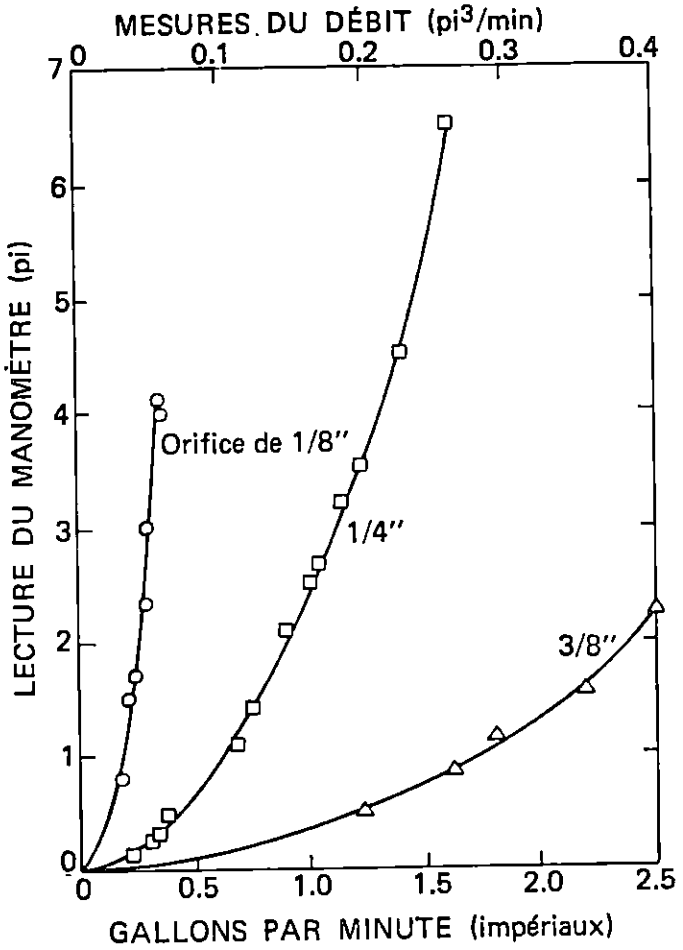

Figure 38 Courbes d'étalonnage des débitmètres

Au cours de chaque essai d'injection, on a augmenté le débit, jusqu'à atteindre la pression d'eau désirée dans la cavité d'injection, puis on a maintenu la pression d'eau à une valeur constante, en ajustant le débit. On a fait un enregistrement continu de la pression du fluide dans la cavité d'injection en utilisant des appareils enregistreurs à bandes de type Hewlett-Packard à une plume et l'appareillage servant à la mesure de la pression du fluide, tels qu'indiqués à la figure 39. Au cours de chaque essai d'injection, la séparation des packers était d'environ 2 pi, et on a augmenté successivement les pressions du fluide, jusqu'à ce que la pression dans l'intervalle entre les packers soit légèrement inférieure à la pression de surcharge. On a maintenu les pressions à une valeur approximativement constante, après chaque variation de pression, jusqu'à ce que le débit soit stabilisé. La plus grande partie du travail expérimental a été effectuée dans les puits S1 et S2. Étant donné que ces deux puits n'étaient distants que de trois pieds l'un de l'autre les tests d'injection ont été : *a*) effectués alors que le second puits était ouvert (fig. 37,A), et *b*) répétés alors que la fracture soumise aux essais était obturée par un packer gonflable, en son plan d'intersection avec le second puits (fig. 37,B).

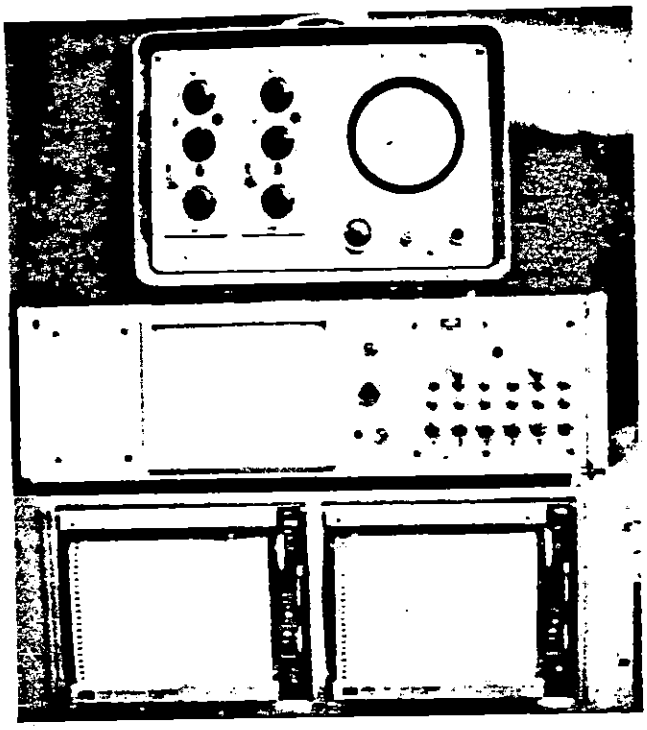

Figure 39 Appareillage de mesure de pression

Le tableau 5 résume les résultats des essais d'injection dans le puits S1, dans les conditions suivantes : *a*) le puits S2 est ouvert et *b*) la fracture soumise à des essais dans S1 est obturée dans le puits S2. En comparant cette pression et les données relatives au débit aux diagrammes des fractures sur les figures 29 et 30, on peut voir que les conduits d'eau les plus importants en S1 sont situés à 9.36 pi, 13.19 pi, 20.04 pi, 27.7 pi, 28.89 pi et environ 40 pi au-dessous de la surface du sol. Par conséquent, il existe une excellente concordance entre l'emplacement des fractures détectées par les essais d'injection et l'emplacement des fractures décrites comme ouvertes dans les diagrammes obtenus avec le périscope, ou comme altérées dans les diagrammes des carottes de sondage (fig. 29).

Le tableau 5 indique aussi que le puits ouvert (S2) a un effet plus grand sur le débit dans les fractures plus grandes (à 13.19 et 20.04 pi) que dans les fractures de moindre importance (à 27.7 et 28.89 pi). Par conséquent, dans le cas des fractures les plus grandes, on doit déterminer les débits appropriés, pendant que la fracture soumise aux essais est obturée dans le puits S2. On peut partiellement expliquer la différence de débit susmentionnée, si les fractures situées à 13.19 pi et 20.04 pi comportent de grandes ouvertures à proximité des puits S1 et S2, et si ces ouvertures diminuent à mesure qu'on s'éloigne des puits. Il convient de noter que les résultats des essais d'injection démontrent que la fracture située à environ 40 pi au-dessous de la surface du sol est essentiellement une fracture discontinue qui est intersectée à la fois par les puits S1 et S2. Cette fracture permet un débit assez important quand S2 est ouvert, mais le débit est pratiquement nul lorsque la fracture est obturée à l'endroit où elle recoupe le puits S2.

Tableau 5 Données sur la pression et le débit, et ouvertures équivalentes calculées, se rapportant aux essais d'injection effectués en S1.

Intervalle de profondeur ouvert en S1 (pi)	Augmentation de pression (lb/po²)	Débit (pi³/min)	Ouverture équivalente des fractures (pi)	
			S2 Ouvert	S2 Obturé
8.55-10.5	(2*) 0.2	0.2675	0.0037	
	(5) 0.7	1.0755	0.0039	
10.15-12.10	10.1	≤0.0268**	≤0.00046	
11.85-13.8	(4) 3.0	0.2135	0.00138	
	(6) 4.1	0.2530	0.00132	
	(10) 5.5	0.2640	0.00121	
12.55-14.5	(7) 3.0	0.2198	0.0014	
	(9) 4.8	0.3000	0.00132	
12.45-14.4	(3) 5.4	0.0589		0.00074
	(11) 7.5	0.0689		0.00069
14.10-16.05	30.0	≈0.0*		
15.60-17.55	22.3	0.0016**	0.000139	
	32.5	0.0268	0.000313	
17.35-19.30	19.2	≈0.0*		
19.25-21.2	(5) 6.5	0.2279	0.00109	
	(12) 8.6	0.2658	0.00104	
	(18) 10.8	0.2615	0.00096	
19.2-21.15	(6) 2.5	0.0401		0.00084
	(12) 5.7	0.0776		0.0008
	(28) 10.8	0.0936		0.0007
20.65-22.60	22.0	≈0.0*		
22.55-24.5	22.4	≈0.0*		
23.45-25.4	15.0	≈0.0*		
25.15-27.1	12.6	≈0.001**	0.000143	
25.75-27.7	8.7	0.001	0.000162	
26.75-23.7	(2) 6.3	0.0385	0.00061	
	(5) 9.9	0.0593	0.00061	
	(8) 16.2	0.0931	0.00060	

Tableau 5 (suite)

Intervalle de profondeur ouvert en S1 (pi)	Augmentation de pression (lb/po^2)	Débit (pi^3/min)	Ouverture équivalente des fractures (pi) S2 Ouvert	Ouverture équivalente des fractures (pi) S2 Obturé
27.55-29.5	(5) 8.5	0.0722	0.00068	
	(10) 16.3	0.1124	0.00064	
	(18) 18.6	0.0995	0.00058	
	(20) 19.0	0.0979	0.00058	
27.4-29.35	(11) 8.6	0.0776		0.00069
	(25) 18.1	0.1124		0.00061
	(4) 25.8	0.1338		0.00058
29.3-50.0	(2) 1.1	0.0669	0.0013	
	(8) 7.4	0.1043	0.00081	
	(15) 10.9	0.1124	0.00073	
	(19) 14.9	0.1525	0.00072	
30.65-32.60	26.7	0.0*		
32.60-34.55	4.4	0.00018**	0.00011	
	10.3	0.0003**	0.0001	
33.85-35.8	21.2	0.0*		
39.25-41.20	(1) 1.6	0.0401	0.00098	
	(6) 3.9	0.0722	0.00088	
	(10) 6.0	0.0963	0.00084	
	(17) 11.5	0.1378	0.00076	
	(22) 16.5	0.1578	0.00071	
39.2-41.15	10.0	0.001**		0.00015
40.55-42.50	19.3	≈0.0*		
41.55-43.50	12.3	≈0.0*		
41.5-50.0	17.4	≈0.0		

( ) Temps en minutes depuis le début de l'essai
* Débit non décelable
** Moyenne du débit, sur une durée de 20 à 30 minutes

En observant la pression du fluide au-dessous d'un packer simple obturant la fracture en S2, pendant l'injection de fluide entre deux packers isolant une section de la fracture en S1, on peut déterminer si la fracture mise à l'épreuve est reliée hydrauliquement à l'une des fractures plus profondes. Les pressions du fluide sont indiquées à la figure 40 pour trois différents essais de ce type sur des fractures situées à 13.19 pi, 20.04 pi, et 28.89 pi au-dessous de la surface du sol dans le puits S1. Les pressions du fluide au-dessous du packer gonflable placé dans le puits S2 n'ont pas varié, pendant qu'on mettait à l'épreuve les fractures individuelles situées en S1. Par conséquent, on peut admettre que, au moins au voisinage immédiat des puits S1 et S2, les fractures verticales, si elles existent, ne permettent pas au fluide de s'écouler facilement. Il convient de noter que cet ensemble de figures donne les pressions totales dans le puits, et non l'augmentation de la pression du fluide.

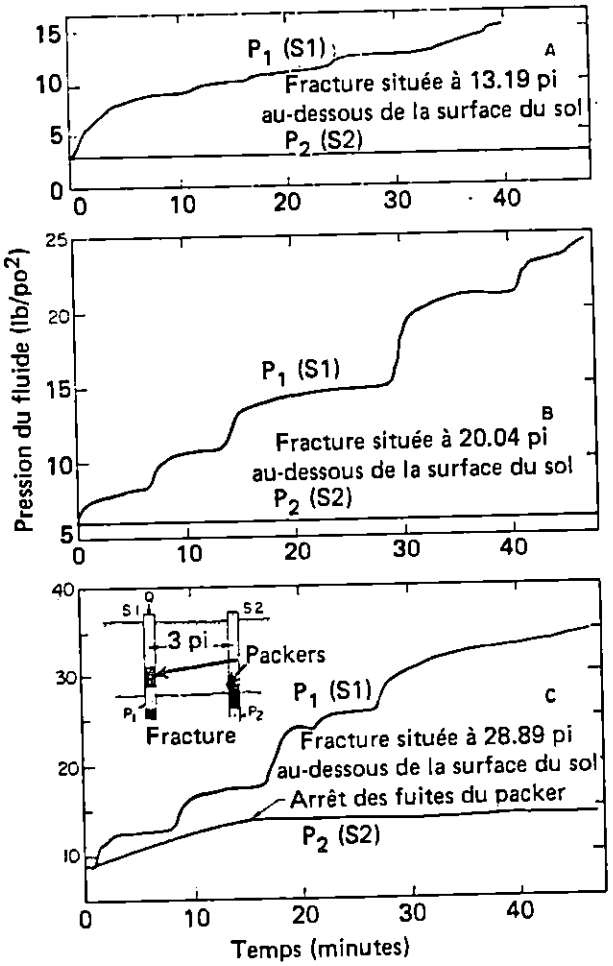

Figure 40 Pressions du fluide, dans divers plans de fracture. P_1 est la pression dans le puits d'injection, P_2 la pression dans le plan de fracture à une distance radiale de 3 pi

Les diagrammes obtenus à l'aide du périscope dans les puits S4, S5, S6 et S7 (fig. 31) indiquent que la plupart des fractures importantes détectées dans les puits S1 et S2 ont leur contrepartie dans les puits S4 et S5. Dans les puits S6 et S7, nous n'avons pu détecter un grand

nombre de fractures à l'aide du périscope, en partie à cause de la rugosité des parois des trous de forage. Les données relatives aux débits obtenues dans les puits S4 et S6 ne suggèrent pas une augmentation de la fracturation au-dessous du niveau de 30 pi, par rapport à la fracturation observée dans les puits S1 et S2. C'est ce que démontrent les débits d'injection du tableau 6. Le puits S7 ne peut être alimenté en eau, même lorsque la pression se rapproche de la pression lithostatique, ce qui semble indiquer que ce puits n'intersecte pas le système de fractures détecté dans les autres puits. Il est aussi possible que les intersections des fractures avec le puits aient été bouchées par les opérations de forage (forage pneumatique à percussion).

Le caractère hydraulique distinct du puits S7 est aussi démontré par les profils de température du fluide relevés dans les puits S1, S5 et S7 (fig. 41). On peut déduire de la configuration des profils de température que les puits S1 et S5 font partie du même réseau fracturé d'écoulement, mais pas le puits S7. Ceci confirme partiellement les résultats des essais d'injection, et les diagrammes obtenus à l'aide du périscope. Ces mesures de température ont été faites avec un thermistor et un pont de Wheatstone.

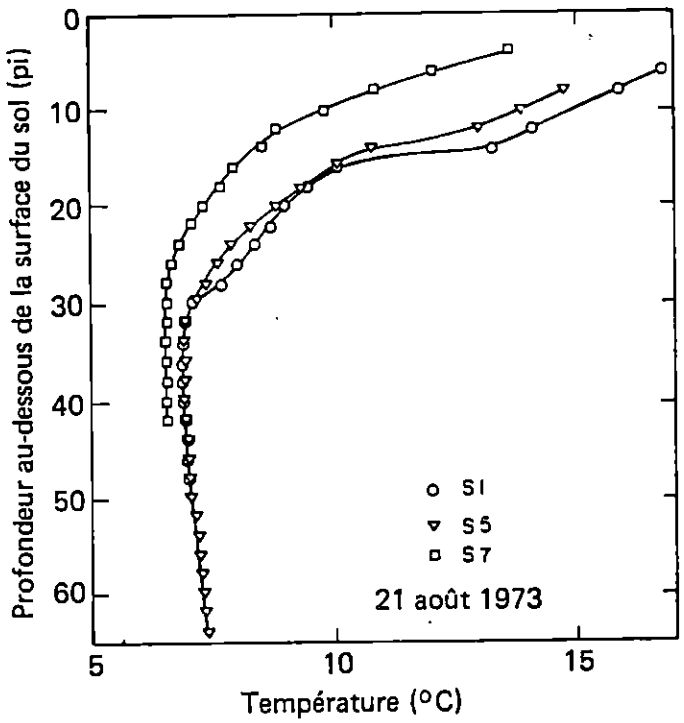

Figure 41 Profils de température du fluide, tels que relevés au début de la période d'étude, avant les essais d'injection

b) Ouvertures calculées de fractures équivalentes. — On peut représenter idéalement le système de fractures décrit plus haut comme un système de fractures horizontales et on peut modéliser ces fractures en utilisant l'analogie avec des plaques parallèles. On peut calculer les ouvertures de fractures uniformes équivalentes, en employant un modèle à plaques parallèles, à écoulement radial dans lequel le rayon d'influence est basé sur des observations *in situ*.

Tableau 6 Données relatives à la pression et au débit, obtenues dans les puits S4, S6 et S7

Puits S4			Puits S6			Puits S7		
Intervalle d'injection (pi)	Augmentation de pression (lb/po^2)	Débit (pi^3/mn)	Intervalle d'injection (pi)	Augmentation de pression (lb/po^2)	Débit (pi^3/mn)	Intervalle d'injection (pi)	Augmentation de pression (lb/po^2)	Débit (pi^3/mn)
31.0-46.0	(8*) 9.3	0.0918	31.0-46.0	(8) 8.5	0.1307	15.5-60.0	13.5	0.0
	(12) 9.9	0.0704		(12) 9.2	0.6088			
	(2) 10.2			(16) 9.2	0.0959			
				(20) 9.4	0.0787			
46.0-60.0	(8) 6.3	0.0508	46.0-60.0	(10) 8.7	0.2194			
	(12) 7.0	0.0428		(12) 8.8	0.1979			
	(20) 8.5	0.0347		(16) 8.7	0.1926			
	(23) 8.7	0.0334		(19) 8.5	0.1950			
	(30) 8.8	0.0321						

( ) Temps en minutes depuis le début de l'essai

Si l'on applique la loi de Darcy à un modèle à plaques parallèles horizontales, dans le cas d'un écoulement radial, on obtient :

$$V = - k \frac{dH}{dr} \tag{79}$$

où H est la charge hydraulique
V est la vitesse
r est la distance radiale mesurée à partir du puits
et k est la conductivité hydraulique de la fracture $\left(\frac{\rho_f g\ (2b)^2}{12\mu}\right)$.

L'écoulement dans une fracture à partir d'une cavité (fig. 42) est

$$Q = 2\pi r\ (2b)\ V \tag{80}$$

où Q est le débit.

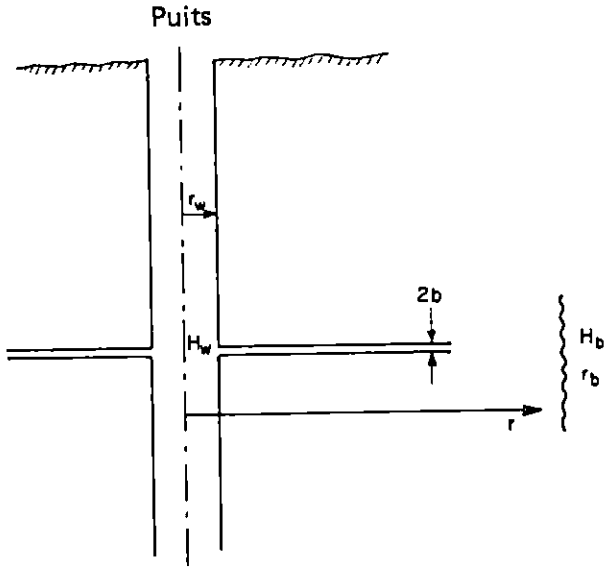

Figure 42 Écoulement, d'une cavité vers une fracture

En combinant les équations (79) et (80), on obtient :

$$Q = - 2\pi r\ (2b) k \frac{dH}{dr} \tag{81}$$

Après réarrangement, l'équation (81) devient

$$\int_{r_w}^{r_b} \frac{dr}{r} = - \int_{H_w}^{H_b} \frac{k}{Q}\ 2\pi\ (2b)\ dH \tag{82}$$

où H_w est la charge hydraulique dans le trou de forage (L)

H_b est la charge hydraulique à la limite (L)

r_w est le rayon du trou de forage (L)

r_b est la distance radiale jusqu'à la limite d'écoulement (L).

En intégrant l'équation (82) on obtient une expression définissant une ouverture (de fracture) uniforme équivalente, basée sur une mesure des débits et des charges hydrauliques au puits de sondage, en admettant des conditions aux limites.

$$2b = \sqrt[3]{\left[- \left(\frac{12\ Q\ \mu}{2\ \rho_f g\ \pi}\right) (\ln r_b - \ln r_w)\right] \Big/ (H_b - H_w)} \qquad (83)$$

L'application de l'équation (83) est généralement fondée soit sur l'hypothèse d'un aquifère de rayon infini, soit sur la mesure de valeurs des charges hydrauliques dans le plan de fracture, dans un second trou de sondage. Muskat (1946) a montré qu'en supposant l'existence d'un aquifère infini dans les milieux poreux, on introduit une erreur maximale éventuelle dans les calculs de perméabilité qui ne dépasse pas un ordre de grandeur. Dans le cas du système de fracture du site expérimental de Sambro, on peut admettre que 50 pi $< r_b <$500 pi.

Pour démontrer que le rayon d'influence a une importance relativement faible, lorsqu'on désire déterminer les dimensions des ouvertures calculées de fractures, considérons le cas d'un débit constant, et d'une pression constante, dans un trou de sondage de 3 po de diamètre recoupant une fracture horizontale unique. Nous pouvons maintenant déterminer l'effet de diverses valeurs de r_b (l'éloignement de la limite de charge constante), sur les dimensions d'une ouverture uniforme équivalente, telle que calculée en utilisant l'équation (83). Par exemple, un débit constant de 0.003 pi^3/s et une hauteur d'injection constante de 50 pi donnent pour des valeurs de r_b égales à 50 pi, 250 pi et 500 pi, des ouvertures équivalentes uniformes mesurant respectivement (2b) de 0.000638 pi, 0.00069 pi et 0.00071 pi. Ainsi, pour calculer des ouvertures uniformes équivalentes, on peut facilement admettre un rayon d'influence de 150 pi, d'après la topographie locale, et l'hydrogéologie du site.

Les ouvertures uniformes équivalentes calculées à partir des résultats d'essais d'injection sont données au tableau 5. Ces calculs d'ouverture des fractures sont fondés sur l'hypothèse d'un écoulement laminaire, d'une température constante de l'eau égale à 20 °C, et d'un rayon d'influence de 150 pi. De plus, nous avons postulé qu'une seule fracture est présente dans chaque intervalle d'injection, et qu'on peut ignorer la présence du puits ouvert à une distance radiale de 3 pi. On peut estimer l'erreur que l'on commet en faisant cette dernière hypothèse, en considérant les données obtenues lorsque le second puits est obturé.

D'après les résultats des essais d'injection, tels que présentés au tableau 5, nous pouvons constater que l'on peut représenter le système de fractures de Sambro avec un certain degré d'idéalisation, par un système de sept fractures discrètes, comme indiqué au tableau 7. On utilisera ce système idéalisé pour construire un modèle numérique du site expérimental de Sambro, que l'on étudiera au chapitre 4. Le tableau 7 comprend les ouvertures de fractures déterminées à partir des observations faites avec le périscope, ainsi que les ouvertures uniformes équivalentes telles que déterminées par les essais d'injection. Il convient de noter que les ouvertures de

Tableau 7 Données sur les fractures et ouvertures de fractures équivalentes, dans le cas de fractures étudiées à Sambro (Nouvelle-Écosse)

Profondeur des fractures		Ouverture évaluée par diagraphie au périscope (pi)	Surcharge hydraulique (pi)	Débit (10^{-3} pi^3/s)	Ouvertures équivalentes calculées (pi)
Modèle (pi)	Trou de forage (pi)				
10.0	9.36	0.1-0.08	0.46	4.46	0.0037
13.0	13.19	0.01-0.02	12.47 17.32	0.98 1.12	0.0007 0.00069
16.5	16.61	0.005	51.5 75.1	0.027 0.45	0.00014 0.00031
20.0	20.07	0.005-0.01	5.8 13.2 24.9	0.67 1.29 1.56	0.00084 0.0008 0.00068
28.0	28.89	0.005-0.01	19.86 41.8	1.29 1.87	0.00069 0.00061
33.5	34.0	0.005	10.16 23.79	0.003 0.005	0.00011 0.0001
40.0	41.0		23.3	≤0.001	0.00015

fractures calculées sont bien inférieures aux ouvertures estimées. On commentera ces différences dans la section qui suit.

c) Répartition des pressions des fluides dans le plan de fracture. – Comme on l'a indiqué au chapitre 2, l'amplitude de la déformation des fractures dépend de la répartition des pressions du fluide dans le plan de fracture. C'est pourquoi on a utilisé une variante de l'essai d'injection courant (fig. 37,C) pour déterminer la distribution de la pression du fluide dans le plan de fracture. On a injecté de l'eau dans le puits S1 en utilisant un packer simple. On a utilisé un packer double pour isoler une fracture dans le puits S2, qui recoupait aussi la cavité d'injection du puits S1. On a enregistré la pression du fluide dans les deux puits en même temps.

Pour pouvoir comparer la distribution de la pression du fluide, telle que mesurée dans les différentes fractures soumises aux essais, nous avons calculé le profil de pression du fluide créé par l'écoulement dans une fracture horizontale isolée, tel qu'indiqué à la figure 43. Le profil de pression indique la variation de la pression du fluide, représentée sous forme de pourcentage de la variation de la pression du fluide au puits d'injection ou de retrait, en fonction d'une

distance exprimée sans dimension, et incluant le rayon du puits et la distance radiale jusqu'à la limite de charge constante. Ce profil de pression calculé est basé sur la formule d'écoulement radial (Verruijt, 1970, p. 36), une ouverture uniforme et rigide des fractures, une limite de charge constante en r_b, et des conditions aux limites connues de débit et de pression du fluide. Cette courbe est indépendante du débit, de la pression d'injection et de pression du fluide à la limite, de l'importance de l'ouverture des fractures, du rayon du puits et de la distance jusqu'à la limite de charge constante. Par conséquent, on peut lui comparer les résultats obtenus sur le terrain, en laboratoire, ou les résultats numériques. Il convient de noter que les débits et la pression du fluide dans les zones limites déterminent la dimension calculée de l'ouverture des fractures. Après avoir obtenu une ouverture uniforme compatible, on peut alors utiliser la formule d'écoulement radial pour calculer le profil de pression du fluide.

Verruijt (1970, p. 37-38) a commenté le caractère dégénératif de la formule d'écoulement radial, dans le cas d'un puits de rayon infiniment petit, ainsi que dans le cas où le rayon extérieur du puits devient infiniment grand. Il a conclu que ces limitations n'ont pas d'importance pratique, puisqu'aucun des cas susmentionnés n'existe dans la nature. Par conséquent, la formule d'écoulement radial, telle qu'exprimée, postule un puits de rayon infini dans un aquifère fini.

Toute déviation de la courbe théorique représentée à la figure 43 peut provenir *a*) d'ouvertures non uniformes, *b*) de la déformation des fractures, *c*) de l'écoulement turbulent, *d*) de l'anisotropie du plan de fracture, plus d'autres facteurs concourants qui pourraient comprendre la perte de charge, là où la fracture intersecte le puits.

Les résultats numériques présentés au chapitre 2 indiquent que l'écoulement produit dans les fractures à ouvertures non uniformes crée un profil de pression du fluide très différent de celui produit par l'écoulement dans des fractures à ouvertures uniformes équivalentes. Au cours de l'injection du fluide, la pression en un point situé à une certaine distance du puits d'injection est plus élevée que la pression d'injection lorsque les ouvertures ne sont pas uniformes que lorsqu'elles sont uniformes. Ainsi, le point représentant la pression du fluide dans un puits d'observation proche est tracé au-dessus de la courbe apparaissant à la figure 43. Cette observation est basée sur l'hypothèse que le puits d'injection recoupe la fracture au point où l'ouverture de la fracture est maximale. Si le puits d'injection recoupe la fracture là où l'ouverture a les plus petites dimensions, et que le puits d'observation recoupe la fracture en un point où l'ouverture de la fracture est plus large, la pression du fluide est représentée au puits d'observation au-dessous de la courbe donnée à la figure 43.

Les résultats numériques présentés au chapitre 2 indiquent aussi que si la fracture se déforme (s'ouvre) en raison d'une augmentation de la pression du fluide, les pressions des fluides se propagent alors à une plus grande distance du puits d'injection. En fait, nous constatons le même effet que dans une fracture à ouverture non uniforme, excepté que la discontinuité de l'ouverture de la fracture est due dans ce cas à la diminution de la déformation des fractures à mesure qu'on s'éloigne du puits d'injection et que la pression du fluide décroît. Dans une fracture à ouverture assez uniforme, le pourcentage de la pression du fluide par rapport à la pression d'injection, mesuré en un point donné, augmente à mesure que la pression et, corrélativement, la déformation des fractures, s'accroissent. Ainsi, pour chaque augmentation de pression, un point donné du profil de pression du fluide est représenté plus haut, au-dessus de la courbe de la figure 43.

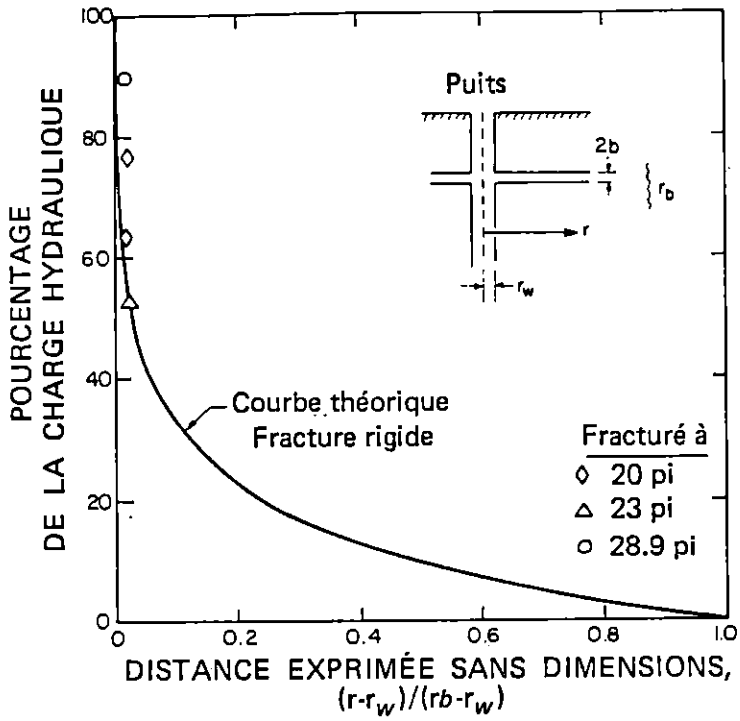

Figure 43 Variation en pourcentage de la charge hydraulique, pour un écoulement laminaire, symétrique par rapport à un axe, à partir d'un trou de forage

L'écoulement turbulent produit une chute de pression plus grande par unité de distance radiale que l'écoulement laminaire, et par conséquent le profil de pression du fluide diminue plus rapidement qu'indiqué à la figure 43. En nous basant sur les pressions d'injection et les débits donnés au tableau 5, nous pouvons en toute sécurité supposer que l'écoulement turbulent n'a pas fortement influé sur les essais réalisés au cours de l'expérience *in situ.*

Pour déterminer les effets de l'anisotropie sur les profils de pression du fluide dans le plan de fracture, nous devons disposer de mesures effectuées simultanément dans divers puits d'observation. Comme le nombre de puits est limité, nous n'avons pu déterminer le rôle que joue l'anisotropie dans cette situation particulière. Étant donné l'élargissement de l'ouverture des fractures dans le trou de forage au cours des opérations de forage, on n'a pas considéré les pertes de charge dans le puits de forage comme importantes.

La figure 44 (A) présente l'évolution de la pression en fonction du temps, pour une fracture située à 28.9 pi au-dessous de la surface du sol. Il convient de noter que les pressions du fluide sont exprimées sous forme de pression totale d'eau mesurée dans la cavité d'injection et le puits d'observation, et non d'augmentation de pression. Si nous exprimons maintenant l'augmentation de pression P_2 mesurée en S2 sous forme de pourcentage de l'augmentation de la pression P_1 mesurée en S1, nous pouvons comparer, à chaque niveau de pression, les mesures *in situ* aux pressions du fluide prédites à partir des profils de pression calculés. Lorsque la fracture

est soumise à des conditions à peu près uniformes, les mesures *in situ* indiquent que la pression du fluide dans le puits d'observation (P_2), à 3 pi de distance du puits d'injection, est égale à environ 90 p. cent de la pression mesurée dans le puits d'injection (P_1) à tous les niveaux de pression indiqués.

De cette manière, nous disposons d'un point sur le profil de pression du fluide dans cette fracture, point déterminé par la pression mesurée du fluide dans le puits d'observation. Si nous représentions ce point sur la figure 43, nous constaterions qu'il se trouve à une distance considérable au-dessus de la courbe théorique.

Une explication possible de cet écart est que les fractures naturelles ne comportent habituellement pas d'ouvertures uniformes. À partir des observations *in situ* des systèmes de fractures, nous sommes venu à la conclusion que les ouvertures non uniformes sont la règle plutôt que l'exception. Ainsi, comme nous l'avons montré au chapitre 2 (voir la fig. 20), lorsqu'un puits recoupe une fracture en un point où l'ouverture de la fracture est large, et que l'ouverture diminue à une certaine distance du puits, on observe au cours des essais d'injection une distribution de la pression du fluide semblable à celle indiquée à la figure 44 (A).

De plus, il convient de noter que le profil calculé de pression du fluide présente une symétrie radiale. Sur le terrain, il ne semble pas que cette hypothèse soit confirmée; de toute façon, dans le cas contraire il n'y a probablement pas de modifications importantes de la pression du fluide dans la partie supérieure du puits de forage, c'est-à-dire à quelques pieds de la surface seulement.

On a déjà commenté au chapitre 2, dans le cas d'un système de fractures idéalisé, l'effet qu'une ouverture non uniforme des fractures a sur la distribution de la pression des fluides et la déformation des fractures, et par conséquent sur le débit.

La figure 44 (B) donne les résultats d'un essai d'injection dans une fracture très fine située à 23 pi au-dessous de la surface du sol. Les quotients des pressions mesurées en P_1 et P_2 au cours de cet essai diffèrent fortement de ceux indiqués à la figure 44 (A). Dans cette fracture, le débit était si faible qu'on ne pouvait le mesurer précisément. En raison des problèmes posés par l'appareillage, on ne peut tenir compte que des 20 dernières minutes de l'essai. Si l'on compare les variations stabilisées de la pression du fluide à la fin de l'essai, en considérant des pressions initiales du fluide de 8 et 6 lb/po^2, dans les puits S1 et S2 respectivement, on constate que P_2 est approximativement égal à 53 p. cent de P_1. Ce point est directement porté sur la courbe de la figure 43. Étant donné que les pressions du fluide excèdent la pression lithostatique dans le puits d'injection, nous devons postuler que la déformation des fractures joue un certain rôle dans la distribution observée de la pression du fluide. En raison de la mauvaise qualité de ce résultat expérimental particulier, nous ne pouvons porter un jugement sur ce rôle ou sur la variabilité même de l'ouverture des fractures.

Dans un autre essai d'injection, effectué sur la fracture ouverte située à 20 pi au-dessous de la surface du sol, on a utilisé deux niveaux uniformes de pression. Les augmentations de la pression du fluide étaient respectivement de 12.5 et 8 lb/po^2, au premier niveau de pression, et respectivement de 22 et 17 lb/po^2 pour P_1 et P_2 au second niveau de pression. Donc,

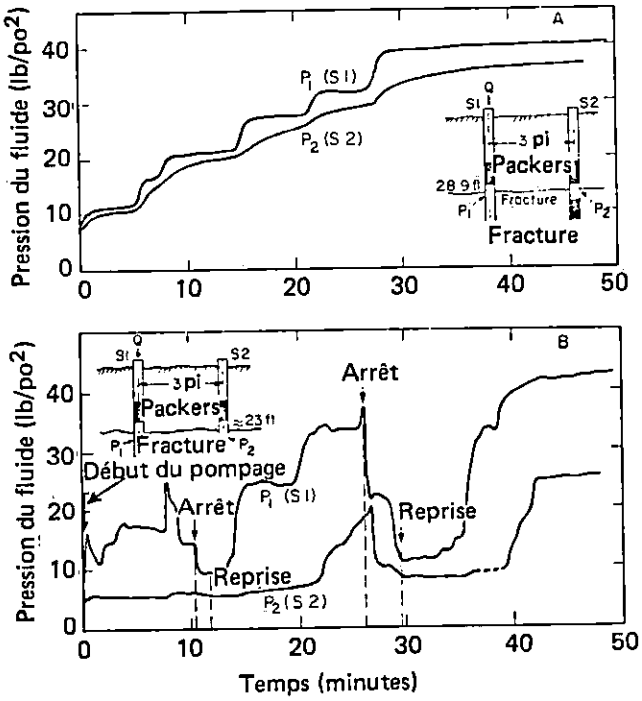

Figure 44 Distribution des pressions du fluide dans le plan de fracture : A) fracture au niveau de 29 pi et B) fracture au niveau de 23 pi

la pression du fluide au puits d'observation correspond respectivement à 64 p. cent et 77 p. cent de la pression du fluide au puits d'injection au premier et au second niveaux de pression. Ces deux points sont situés l'un au-dessus de l'autre à la figure 43, et peuvent indiquer des variations de la distribution de la pression du fluide dues à la déformation des fractures. On commentera plus loin cet essai particulier, lorqu'on présentera les mesures *in situ* de la déformation des fractures.

À partir de ces mesures *in situ* des distributions de la pression du fluide dans les plans de fracture, nous concluons que les résultats présentés au tableau 7, qui sont basés sur des ouvertures uniformes équivalentes des fractures, ne sont pas représentatifs de la situation telle qu'elle était. Nous pouvons utiliser nos informations sur les pressions du fluide observées à 3 pi du puits d'injection pour améliorer les calculs d'ouvertures des fractures. On peut le faire, en appliquant l'équation (83) à chaque fracture en deux étapes successives, en employant 2 ensembles différents de conditions aux limites.

Au cours de la première étape, nous calculons l'ouverture des fractures entre le puits d'injection et le puits d'observation (r_b = 3 pi). Nous utilisons les augmentations de pression mesurées au puits d'injection (P_1) et au puits d'observation (P_2) comme conditions limites de pression. Ceci nous permet de calculer une ouverture équivalente uniforme des fractures, pour la portion de la fracture située entre le puits d'injection et le puits d'observation.

À la seconde étape, nous postulons que le rayon du puits (r_w) est égal à l'éloignement du puits d'observation et que r_b est égal à 150 pi. La pression du fluide en r_w est égalé à l'augmentation de la pression du fluide mesurée au puits d'observation. Ainsi, en appliquant l'équation (83) une deuxième fois, nous pouvons calculer une ouverture équivalente uniforme pour la portion du plan de fracture située entre 3 pi et 150 pi.

Les résultats des calculs présentés plus haut sont donnés au tableau 8 pour les cinq fractures décrites au tableau 7, pour lesquelles nous disposons de mesures simultanées dans le puits d'injection et dans le puits d'observation. Quant aux deux fractures pour lesquelles nous ne disposons pas des données nécessaires de distribution des pressions, le tableau 8 utilise les résultats calculés des fractures équivalentes uniformes, tels que donnés au tableau 7.

À partir du tableau 8, nous pouvons voir que quelques-unes des fractures présentent très peu d'uniformité. Des puits d'observation supplémentaires permettraient de donner une bien meilleure description des variations réelles de l'ouverture des fractures. On utilisera les résultats présentés au tableau 8 dans la plupart des simulations numériques du site expérimental de Sambro, telles que présentées plus loin au chapitre 4.

Tableau 8 Ouvertures de fractures non uniformes, telles que calculées à l'aide des résultats des essais d'injection

Profondeur des fractures (pi)	$\frac{P_2}{P_1} \times 100$ (%)	Ouvertures non uniformes (pi)		Ouvertures uniformes équivalentes (pi)
		($.125 \leqslant r \leqslant 3$ pi)	($3.0 \leqslant r \leqslant 150$ pi)	
9.5	98	0.01008	0.003037	0.0037
13.0	95	0.001537	0.000616	0.0007
16.5		(0.005*)		0.00014
20.0	64	0.00085	0.0008	0.00084
28.89	90	0.00114	0.000549	0.00069
33.5		(0.0005*)		0.00011
≈40	98	0.000170	0.00005	0.00015

* Valeurs estimées à l'aide du périscope. On ne dispose pas de données sur la distribution des pressions.

Il existe encore une différence considérable entre les ouvertures de fractures citées au tableau 8 et celles présentées dans les diagrammes effectués à l'aide du périscope (fig. 29 et 30). Il est difficile de déterminer la taille des ouvertures des fractures lorsqu'on utilise un périscope, en raison de l'élargissement de la fracture, ou de l'effritement des parois de la fracture au contact avec le trou de forage, provoqué par les vibrations du trépan. De plus, il est impossible d'estimer les effets de la rugosité dans le plan de fracture lui-même. Une augmentation de la rugosité entraîne une diminution de l'ouverture effective des fractures. Si l'on tient compte de la rugosité

pour calculer les ouvertures équivalentes, il faut modifier la relation du troisième degré de l'équation (83), ce qui donnerait des ouvertures plus grandes que celles indiquées ici.

Ainsi, en raison de la rugosité des fractures, de l'effritement des rebords des fractures au cours du forage, et de l'écoulement non uniforme dans le plan de fracture, l'ouverture effective des fractures est beaucoup moins importante que ne le suggère l'observation directe. L'observation visuelle directe des fractures donne au plus une estimation qualitative sommaire de l'importance hydraulique relative des différentes fractures.

d) Essai d'injection à débit constant. – Bien qu'on n'ait pu détecter aucune fracture verticale pendant les essais hydrauliques, ou qu'on n'ait pu en observer dans les affleurements proches des puits expérimentaux, il doit exister un point où l'on peut relier le système de fractures du site expérimental de Sambro à des fractures verticales. Les fractures verticales et les fractures horizontales proches de la surface peuvent être ou ne pas être complètement saturées. En raison de la faible dimension des ouvertures des fractures, on peut s'attendre à ce que les fractures soient effectivement saturées, en raison des phénomènes de capillarité.

Les essais d'injection commentés dans les sections précédentes du présent chapitre étaient basés sur le maintien d'une pression constante dans la cavité d'injection. La figure 45 est un graphique de la pression en fonction du temps, lorsque le débit est constant dans la cavité d'injection. La cavité d'injection était constituée de toutes les fractures situées au-dessous du niveau de 19 pi dans le puits S1. Le puits S2 était obturé à l'aide d'un packer gonflable au niveau de 19 pi.

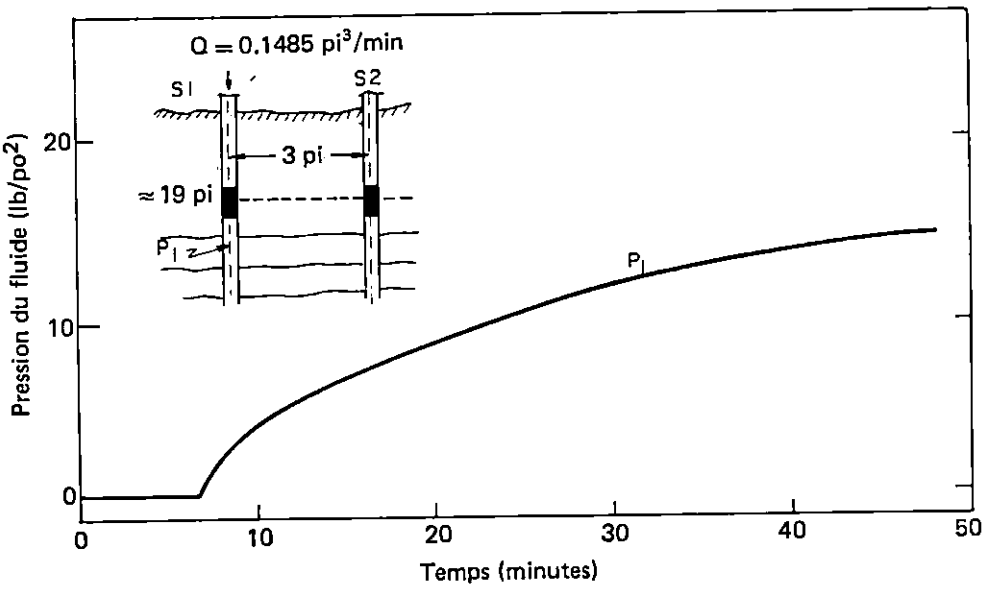

Figure 45 Pression en fonction du temps au cours d'un essai d'injection à débit constant

Les résultats de la variation de pression au cours d'un essai d'injection à débit constant devraient nous éclairer un peu sur la nature des conditions aux limites, par exemple la présence ou l'absence d'une limite d'écoulement nul. En présence d'une limite d'écoulement nul, on peut s'attendre à ce que les pressions du fluide augmentent de manière continue, et qu'après un certain temps, elles augmentent plus rapidement. En outre, Maini (1972, communication personnelle) a suggéré qu'un essai à débit constant pouvait servir à détecter la présence de fractures non saturées. Si une partie du système de fractures n'est pas saturée, on peut s'attendre à ce que les pressions du fluide augmentent de manière continue dans la cavité d'injection.

Les résultats de l'essai à débit constant, réalisé sur le site expérimental de Sambro (fig. 45) indiquent que l'accroissement de la pression du fluide subit un ralentissement en fonction du temps. On a dû interrompre l'essai au bout de 45 minutes environ. Bien qu'il ne soit pas possible de conclure que le système de fractures est complètement saturé, la vitesse de variation de la pression du fluide dans la cavité d'injection n'indique pas qu'un pourcentage important des fractures n'est pas saturé. De plus, le mode de variation des pressions du fluide dans la cavité d'injection ne suggère pas la présence de conditions limites d'écoulement nul sur ce site expérimental. Finalement, nous ne savons quel effet la déformation des fractures a pu avoir sur les variations observées de la pression du fluide au cours de cet essai. Sans aucun doute, la déformation des fractures a contribué dans une certaine mesure aux effets transitoires observés.

e) Essais de retrait. – On a essayé a plusieurs reprises de déterminer la réponse hydrologique du système entier de fractures au moyen d'un essai de retrait. On a mesuré la diminution des niveaux d'eau à la fois dans le puits de pompage et dans le puits d'observation proche. Lorsque le débit de pompage a atteint environ un gallon par minute, on a mesuré des rabattements très rapides, après 30 ou 40 minutes de pompage seulement. En diminuant lentement le débit de pompage, on a déterminé que les puits ne pouvaient être soumis qu'à un pompage à faible débit. Par conséquent, après stabilisation de la pression du fluide dans le système de fractures, on a fixé le débit de pompage à 1.43×10^{-3} pi^3/s, et on l'a maintenu à cette valeur au cours de l'essai de pompage, en utilisant un réservoir de contrôle du débit (Gale et Welhan, 1975*c*).

La figure 46 (A) représente un graphique log-log du rabattement exprimé en pieds, en fonction du temps exprimé en minutes pour un essai de pompage au puits S2. On a placé le point d'aspiration de la pompe à environ 55 pi au-dessous de la surface du sol. On a mesuré les pressions du fluide en utilisant un capteur (transducteur) de pression, situé à environ 4 pi au-dessous du point d'aspiration. On a mesuré les niveaux d'eau dans le puits S1 à l'aide d'un ruban à mesurer. On a poursuivi l'essai de pompage pendant environ 400 minutes, et on l'a terminé lorsque le niveau d'eau du puits S2 a atteint le point d'aspiration.

Les données présentées à la figure 46 (A) ne peuvent être utilisées pour l'analyse des essais courants de pompage. Au cours des 250 premières minutes de l'essai, le rabattement maximal est d'environ 1 pi, puis le rabattement se met à augmenter rapidement (fig. 46A). Deux facteurs influencent visiblement ce comportement du puits. Si l'on se réfère aux descriptions des fractures observées dans les puits S1 et S2 (fig. 29 et 30) faites plus haut dans le présent chapitre, on voit qu'une grosse fracture (ouverture de la fracture $\simeq$ 0.1 pi) recoupe les deux puits à environ 9 pi au-dessous de la surface du sol. Cette importante fracture se comporte certainement comme un réservoir, ce qui explique les rabattements très faibles enregistrés pendant la phase initiale des essais de pompage. Cette fracture une fois drainée, la vitesse de rabattement a augmenté rapidement.

Il convient de noter que, lorsque le niveau d'eau s'abaisse au-dessous de la grosse fracture, c'est-à-dire de 9 pi, le débit d'eau qui s'écoule de cette fracture est indépendant du rabattement qui a lieu dans le puits de pompage. Il est donc extrêmement important de connaître les points situés le long du puits de sondage où les principales fractures conductrices d'eau recoupent le trou de sondage.

La remontée du niveau d'eau dans le puits a été très rapide [fig. 46 (B)], et le niveau initial a été atteint en 120 minutes environ. Nous n'avons pu déterminer à partir de ces données quel effet la déformation des fractures exerce sur le comportement de ce puits.

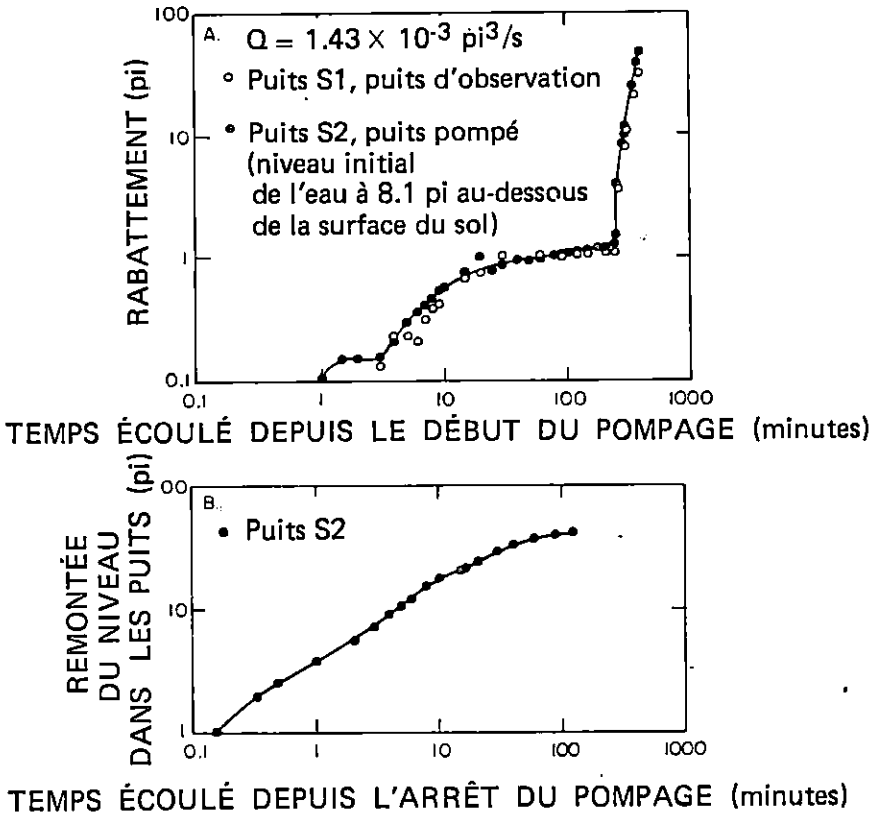

Figure 46 Données provenant des essais de pompage

3.3 DÉFORMATION DES OUVERTURES DUE À DES VARIATIONS DE LA PRESSION DU FLUIDE

Comme nous l'avons précisé plus haut dans le présent chapitre, on s'est surtout appliqué, au cours de l'étude sur le terrain, à mesurer l'ouverture et la fermeture des fractures en fonction des variations de la pression du fluide à l'intérieur du plan de fracture. On espérait que ces mesures de la déformation des fractures nous indiqueraient dans quelle mesure la perméabilité régie par les contraintes influençait le comportement des puits dans les formations aquifères fracturées.

Au début du programme d'études *in situ*, on a examiné dans la documentation sur la mécanique des roches et des sols les parties relatives à l'appareillage utilisé. Cette étude nous a appris que les mesures *in situ* des variations d'ouverture des fractures ne pouvaient être faites avec les instruments existants. Il a donc été nécessaire de concevoir et mettre au point un instrument spécial, que l'on puisse placer dans un trou de forage, et qui puisse enregistrer des variations d'ouverture des fractures de seulement 10^{-6} pi. L'auteur, en collaboration avec la Section des instruments de la Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, a conçu et construit un instrument que nous appellerons «extensomètre». Gale et Welhan (1975*a*) ont présenté des détails relatifs au développement et à l'utilisation de cet instrument. Nous allons maintenant étudier les variations d'ouverture des fractures, qui ont été mesurées au cours des essais d'injection et de retrait avec l'extensomètre.

3.3.1 Essai de retrait

On a effectué sur le site expérimental de Sambro un essai de retrait d'une durée approximative de 10 minutes. On a ancré l'extensomètre à une fracture située au niveau de 29 pi dans le puits S1. On a installé un éjecteur de pompe dans le puits S2 au niveau de 50 pi. Le pompage a été effectué dans le puits à un débit constant de 2.4 gallons par minute, et on a mesuré les pressions du fluide en S1, et légèrement au-dessus du point d'aspiration dans le puits S2, à l'aide de l'extensomètre. On a employé un fort débit de pompage, de façon à assurer un rabattement rapide, puisque l'appareillage utilisé sur le terrain ne permettait pas d'effectuer les essais pendant un temps prolongé.

On a utilisé un réservoir à écoulement constant, tel que décrit plus haut par Gale et Welhan (1975*c*), pour contrôler le débit pendant l'essai. Il s'est produit une fuite au point d'aspiration au cours de la période initiale appelée période de «recirculation», qui a provoqué une diminution de la pression du fluide dans les deux puits, pendant cette étape de l'essai de pompage. Au cours de cette période, toute l'eau retirée du puits doit être renvoyée dans celui-ci, mais, en réalité, durant l'expérience sur le terrain, une partie de l'eau retirée du puits a remplacé l'air dans les conduites d'eau reliant la pompe et le réservoir de contrôle.

Le croquis inséré à la figure 47 décrit la manière dont l'essai est conduit. On a enregistré les pressions du fluide dans le puits d'observation (P_2) et le puits de pompage (P_1), ainsi que le voltage de l'appareil de mesure [un transducteur différentiel variable linéaire, (LVDT)] faisant partie de l'extensomètre. On a converti le voltage en déplacement, exprimé en pieds, et on le donne à la même échelle temporelle que les pressions du fluide (fig. 47).

Dès le démarrage de la pompe, les pressions du fluide ont commencé à décliner très rapidement dans les deux puits, et il s'est produit une fermeture soudaine de la fracture. Celle-ci a continué à se fermer, jusqu'à ce que la pression du fluide soit tombée dans le puits S1 au-dessous du niveau de l'extensomètre, c'est-à-dire jusqu'à ce que P_2 ait atteint une valeur constante. Après que le niveau d'eau soit descendu dans S1 au-dessous de l'extensomètre, il s'est produit une variation soudaine de la vitesse de fermeture des fractures. Le fait que les fractures aient continué à se fermer révèle que les pressions du fluide variaient encore dans la masse rocheuse environnante. Après arrêt de la pompe, le niveau d'eau a commencé à se rétablir en S2. On n'a pas observé de variations de la vitesse de fermeture des fractures avant que la pression du fluide n'ait commencé à augmenter dans le plan de fracture, précisément au moment où la fracture a commencé à se rouvrir.

On a laissé les niveaux d'eau se rétablir dans les deux puits pendant environ 43 minutes. À ce moment-là, ni les pressions du fluide ni les ouvertures des fractures n'avaient retrouvé leurs valeurs initiales, et les quotients déformation des fractures/pressions du fluide étaient différents de ceux observés au commencement de l'essai. Cette fermeture résiduelle des fractures était partiellement due au fait que l'eau n'avait pas retrouvé complètement son niveau initial dans les puits, mais aussi aux variations de la pression du fluide dans la masse rocheuse, c'est-à-dire qu'elle peut représenter un effet transitoire, tel que celui observé sur les enregistrements de déformations obtenus à Bergen Park (Colorado), et cités par Snow (1968*a*). De plus, la fermeture de la fracture peut être partiellement irréversible, dans la mesure où elle représente une déformation non élastique des aspérités et des matériaux de remplissage de la fracture, en raison de l'augmentation de la contrainte normale effective.

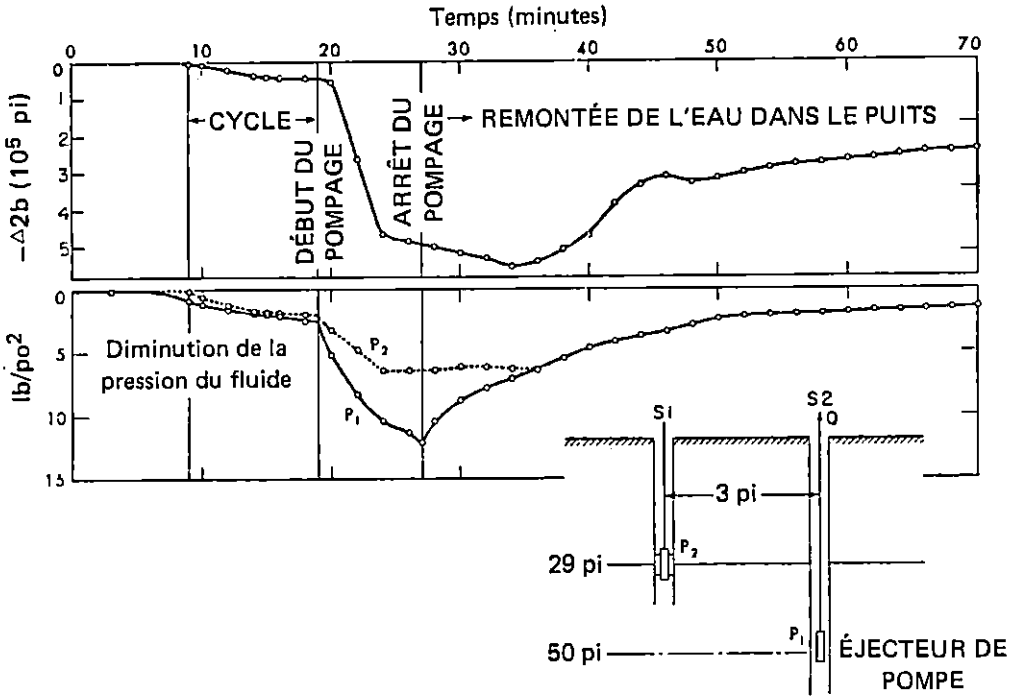

Figure 47 Résultats des mesures de déformation des fractures, effectuées au cours d'un essai de retrait. L'extensomètre est ancré à la fracture au niveau de 29 pi. Au début de l'essai, le niveau de l'eau était situé à environ 9 pi au-dessous de la surface du sol

Les surfaces des fractures, telles qu'observées dans les carottes de sondage, étaient altérées, en raison de la circulation d'eaux souterraines pendant un temps prolongé. Ainsi, on peut constater sur la carotte de sondage que le caractère de la roche varie entre celui d'un matériau très faiblement altéré à la surface de la fracture, et celui d'une roche fraîche dense, à une profondeur d'environ un millimètre. En réduisant les pressions du fluide dans le plan de fracture, on a augmenté la contrainte normale effective, et il est possible que les aspérités les plus faibles aient été broyées. Dans un puits d'une profondeur de 200 à 300 pieds, où la variation de la

pression du fluide peut être équivalente à environ la moitié de la profondeur du puits, la déformation irréversible résultante pourrait entraîner une variation permanente importante de la perméabilité des fractures.

La déformation totale des fractures mesurée au cours de cet essai était d'environ 5×10^{-5} pi. On peut comparer la déformation des fractures à l'ouverture équivalente de ces fractures, égale à 6×10^{-4} pi, telle que calculée à partir des résultats des essais d'injection. La déformation mesurée est égale à environ un douzième de l'ouverture calculée.

En raison des variations de pression très faibles observées dans le plan de fracture ($-$ 7.5 lb/po^2), ceci représente une variation importante de l'ouverture des fractures. On admet que, lorsque l'ouverture augmente, il se produit une réduction des surfaces de contact entre les parois opposées des fractures. Lorsque les surfaces de contact diminuent, toute faible variation de la pression du fluide dans le plan de fracture accroît la déformation, puisque les contraintes sont plus élevées aux points de contact.

Comme on l'a indiqué plus haut dans le présent chapitre, les ouvertures calculées ne représentent pas une très bonne mesure des vides créés par les fractures locales. Dans le cas de la fracture située au niveau de 29 pi, nous avons montré au tableau 8 que l'ouverture est de l'ordre de 10^{-3} pi dans un rayon de 3 pi autour du puits. Ainsi, les variations mesurées d'ouverture représentent une proportion plus faible des ouvertures initiales des fractures. Les variations d'ouverture qui affectent cette ouverture de plus gandes dimensions concordent mieux avec les variations observées de la pression du fluide.

3.3.2 Essais d'injection

On a réalisé plusieurs essais à l'endroit où le puits contenant l'extensomètre a servi soit de puits d'injection, soit de puits d'observation. Lorsqu'on a injecté de l'eau dans le puits contenant l'extensomètre, les pressions ont varié dans toutes les fractures qui recoupaient le puits de forage au-dessous de la zone isolée par le packer. Dans ce cas, on a utilisé un packer double dans le puits d'observation, afin d'isoler la fracture recevant l'extensomètre placé dans le puits d'injection. De cette manière, nous avons pu connaître la variation de pression à 3 pi du puits d'injection, dans le plan de la fracture soumise aux essais.

Lorsque le puits contenant l'extensomètre a servi de puits d'observation, on a inversé le procédé susmentionné. En utilisant un ensemble à double packer, nous avons pu isoler une fracture individuelle dans le puits d'injection. On a placé l'extensomètre dans cette même fracture, dans le puits d'observation. On a scellé ce puits à l'aide d'un packer simple au-dessus de l'extensomètre. Il convient de noter que l'eau injectée dans la fracture du puits d'injection pouvait s'écouler dans le puits d'observation. Ceci a eu pour effet d'élever la pression du fluide dans les autres fractures recoupant le puits d'observation au-dessous de la zone isolée par le packer.

La figure 48 présente les résultats de l'injection d'eau dans le puits contenant l'extensomètre. On a ancré l'extensomètre à la fracture au niveau de 29 pi (28.89 pi au-dessous de la surface du sol). Cette fracture est la même que celle dans laquelle on a effectué des mesures pendant le test de pompage (retrait) (fig. 47). À la figure 48, nous avons représenté le débit

en pi^3/s, la pression du fluide dans les deux puits (voir le médaillon) en lb/po^2, et la variation d'ouverture des fractures en pieds en fonction du temps, exprimé en minutes, depuis le début de l'essai. Les données fondamentales utilisées pour cette figure sont données aux tableaux 9 et 10. Les pressions du fluide (P_2) dans le puits d'observation (S2) sont presque égales aux pressions du fluide (P_1) mesurées dans la cavité d'injection (S1). Il est à noter que la précision des mesures de pression n'était que d'environ 1 lb/po^2. L'augmentation soudaine de la pression du fluide dans la cavité d'injection (P_1) après environ 20 minutes peut être partiellement due aux fluctuations de signaux électroniques, puisque P_1 ne revient pas à sa valeur initiale à la fin de l'essai. L'augmentation soudaine de P_1 peut aussi avoir été causée par des débris de forage du plan de fracture qui auraient été entraînés pendant l'essai d'injection. Quoi qu'il en soit, la distribution de la pression du fluide, indiquée à la figure 48, est très semblable à celle observée pendant un essai d'injection effectué antérieurement dans la même fracture [fig. 44 (A)], c'est-à-dire que P_2 est supérieur à 90 p. cent de la pression (P_1) au point d'injection.

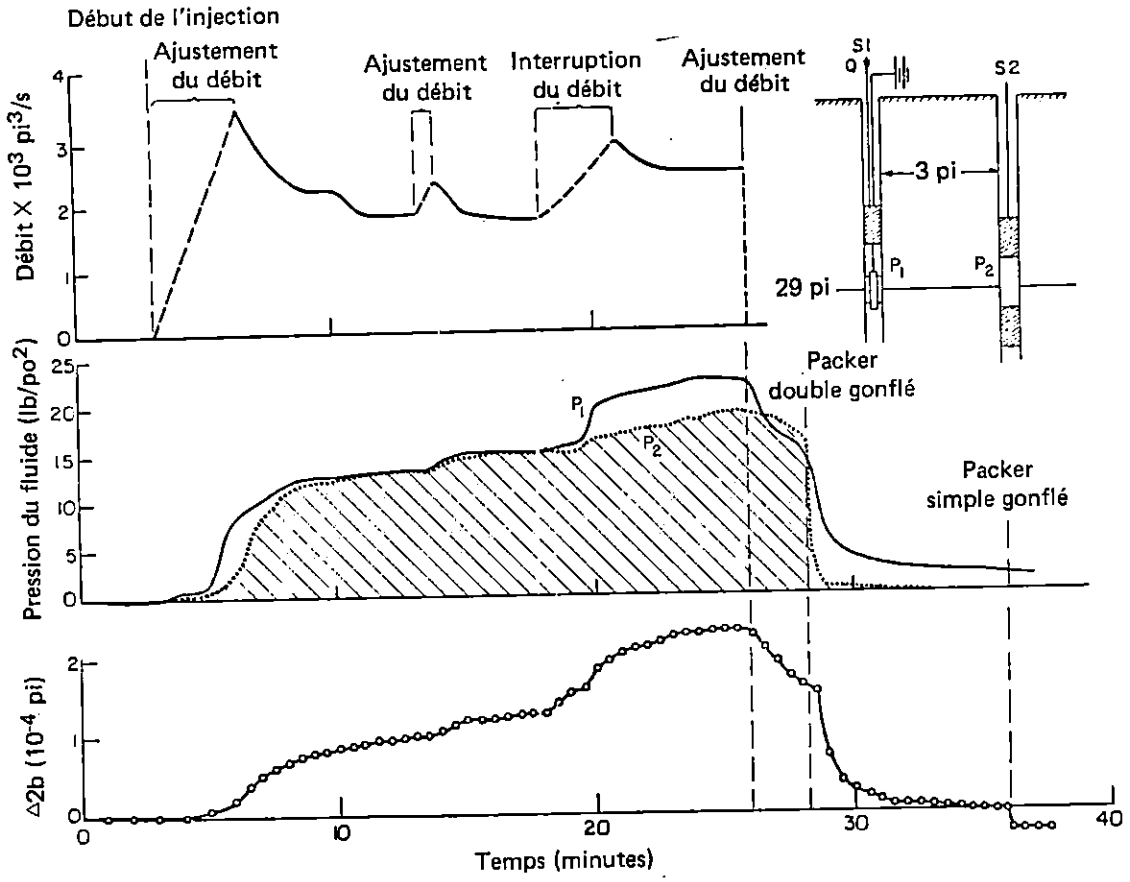

Figure 48 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S1, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 29 pi en S1. Au début de l'essai, le niveau de l'eau était situé à environ 11 pi au-dessous de la surface du sol

Il convient de noter que la cavité d'injection est constituée de toutes les fractures situées au-dessous du niveau de 27 pi dans le puits S1. Il est donc impossible d'établir une corrélation entre les variations de débit, et les variations correspondantes d'ouverture des fractures. Dans toute étude effectuée à l'avenir, on placera un packer au-dessous de l'extensomètre, de manière à isoler effectivement une fracture unique dans les deux puits.

Dans cet essai, les variations mesurées d'ouverture sont de l'ordre de 10^{-4} pi. Après 18 minutes d'essai, les pressions du fluide étaient d'environ 15 ± 1 lb/po^2 dans le puits d'injection et le puits d'observation. À ce moment-là, le débit d'injection avait atteint une valeur à peu près stable de 0.00017 pi^3/s. L'augmentation d'ouverture, telle que mesurée dans le puits d'injection, était de +0.000125 pi.

On a alors accru les pressions, de manière à ce qu'elles atteignent au bout de 25 minutes les valeurs respectives de 22 et 19 lb/po^2. Le débit uniforme d'injection a augmenté jusqu'à atteindre 0.00246 pi^3/s, et la variation d'ouverture a augmenté jusqu'à 0.00023 pi. Ainsi, on a constaté une augmentation du débit d'injection égale à 45 p. cent, et une augmentation d'ouverture de la fracture égale à 84 p. cent par rapport aux mesures effectuées au bout de 18 minutes.

Étant donné que les valeurs des pressions sont exprimées sous forme de variation par rapport à la situation initiale, la pression totale du fluide atteint au bout de 25 minutes environ 1 lb/po^2 par pied de profondeur. Ceci peut partiellement expliquer l'augmentation relativement forte d'ouverture. De plus, la possibilité d'un écoulement turbulent, plus la nature non uniforme de l'ouverture des fractures, ont pu contribuer à réduire la variation du débit.

Dans un second essai d'injection, on a ancré l'extensomètre à une fracture située au niveau de 20 pi dans le puits S1 (fig. 49). On a placé des packers au-dessus et au-dessous de cette fracture à l'endroit où elle recoupait le puits S2, et on a ainsi isolé la fracture étudiée des autres fractures recoupant le puits S2. On a placé dans le puits S1 un packer gonflable à plusieurs pieds au-dessus de l'extensomètre. On a ainsi établi un lien hydraulique entre les fractures situées au-dessous du niveau de 19 pi dans le puits S1 et la cavité d'injection située en S2. On a injecté de l'eau dans la fracture située entre les deux packers du puits S2.

À la figure 49, nous avons représenté graphiquement le débit d'eau injecté dans la fracture isolée du puits S2, les variations des pressions du fluide (P_1) dans la cavité d'injection (S2), les variations des pressions du fluide (P_2) à l'emplacement de l'extensomètre (S1), et les variations d'ouverture des fractures, telles que mesurées en S1 à 3 pi de distance du point d'injection. On a mesuré au cours de l'essai deux paliers distincts de pression et de débit. Pour une variation de 12.5 lb/po^2 de la pression du fluide au point d'injection, on a observé une augmentation de 8 lb/po^2 dans le puits contenant l'extensomètre. Ainsi, il s'est produit une chute de 36 p. cent de la pression du fluide sur une distance radiale de 3 pi. Ces résultats diffèrent fortement du quotient P_2/P_1 indiqué à la figure 48 pour la fracture située au niveau de 29 pi. En ce qui concerne les résultats donnés à la figure 49, il faut se rappeler que le puits S1 était ouvert au-dessous de l'extensomètre et que l'on a injecté de l'eau dans les fractures situées au-dessous du niveau de 20 pi, et recoupant ce puits. Étant donné que les fractures situées au-dessous du niveau de 20 pi ont toutes des ouvertures équivalentes inférieures à celles de la fracture soumise aux essais (tableau 5), on peut en toute sûreté admettre que la pression du fluide en P_2 à la figure 49 n'est que légèrement inférieure à celle que l'on aurait enregistrée si la fracture

Tableau 9 Données sur les essais *in situ* de déformation des fractures (14 septembre 1973).

Temps (minutes)	Extensomètre (VDC)	Pression dans le puits S1 (lb/po^2)	Pression dans le puits S2 (lb/po^2)
0.00	1.4918	6.9	2.7
1.00	1.4915	6.8	2.7
2.00	1.4914	6.8	2.6
3.00	1.4906	6.8	2.6
4.00	1.4906	7.5	3.0
4.50	1.4905	7.3	3.1
5.00	1.4985	8.0	3.2
5.50	1.4904	12.0	3.9
6.00	1.5100	15.2	5.0
6.50	1.5350	16.5	7.5
7.00	1.5478	16.8	10.7
7.50	1.5570	17.5	12.3
8.00	1.5668	18.6	13.5
8.50	1.5753	19.2	14.7
9.00	1.5786	19.2	14.6
9.50	1.5822	19.4	14.6
10.00	1.5864	19.5	15.0
10.50	1.5898	19.7	15.2
11.00	1.5938	19.8	15.4
11.50	1.5959	20.0	15.6
12.00	1.5979	20.0	15.7
12.50	1.6010	20.2	16.0
13.00	1.6024	20.2	16.0
13.50	1.6023	20.0	15.7
14.00	1.6086	21.0	16.3
14.50	1.6172	21.5	17.0
15.00	1.6226	22.0	17.3
15.50	1.6235	22.0	17.4
16.00	1.6252	22.0	17.5
16.50	1.6263	22.0	17.7
17.00	1.6266	22.0	17.7
17.50	1.6285	22.0	17.7
18.00	1.6286	22.0	17.7
19.00	1.6570	22.5	17.7
19.50	1.6606	22.6	18.0
20.00	1.6820	26.5	19.0
20.50	1.6926	27.2	19.2
21.00	1.7016	27.6	19.5
21.50	1.7095	28.0	19.7
22.00	1.7122	28.4	20.0
22.50	1.7158	28.6	20.3
23.00	1.7424	28.7	20.6
23.50	1.7441	29.0	20.8
24.00	1.7453	29.2	20.9
24.50	1.7480	29.2	21.3
25.00	1.7483	29.2	21.5
25.50	1.7492	29.3	21.7
26.50	1.7270	26.0	21.6
27.00	1.7035	24.0	21.0
27.50	1.6870	23.0	20.0
28.00	1.6725	22.0	19.0
28.50	1.6650	19.0	6.0
29.00	1.5800	13.0	3.0

Tableau 9 (suite)

Temps (minutes)	Extensomètre (VDC)	Pression dans le puits S1 (lb/po^2)	Pression dans le puits S2 (lb/po^2)
29.50	1.5420	11.0	3.0
30.00	1.5262	10.5	3.0
30.50	1.5181	10.0	2.8
31.00	1.5120	9.5	2.8
31.50	1.5078	9.3	2.8
32.00	1.5040	9.2	-0.0
32.50	1.5024	9.0	-0.0
33.00	1.4995	9.0	-0.0
33.50	1.4983	8.9	-0.0
34.00	1.4967	8.8	-0.0
34.50	1.4951	8.8	-0.0
35.00	1.4940	8.8	-0.0
35.50	1.4930	8.7	-0.0
36.00	1.4608	8.4	-0.0
36.50	1.4612	8.4	-0.0
37.00	1.4616	8.2	-0.0

Remarque : L'essai d'injection et l'extensomètre sont situés dans le puits S1; S2 est le puits d'observation. La fracture est située à environ 29 pi au-dessous de la surface du sol.

Tableau 10 Ensemble des données relatives aux essais de déformation des fractures, en fonction de diverses valeurs de la pression

Temps (minutes)	Extensomètre (VDC)	Pression dans le réservoir (lb/po^2)
0.00	1.4321	6.8
1.00	1.4322	6.8
2.00	1.4324	6.7
3.00	1.4323	6.8
4.00	1.4320	7.4
4.50	1.4319	7.4
5.00	1.4317	8.0
5.50	1.4310	12.0
6.00	1.4300	15.2
6.50	1.4308	16.5
7.00	1.4318	16.8
7.50	1.4317	17.4
8.00	1.4313	18.6
8.50	1.4312	19.2
9.00	1.4311	19.2
9.50	1.4308	19.4
10.00	1.4306	19.5
10.50	1.4302	19.6
11.00	1.4302	19.8
11.50	1.4298	20.0
12.00	1.4296	20.0
12.50	1.4292	20.0
13.00	1.4290	20.0
13.50	1.4288	20.2
14.00	1.4276	21.0
14.50	1.4271	21.4
15.00	1.4263	22.0
15.50	1.4262	22.0
16.00	1.4260	22.0
16.50	1.4258	22.0
17.00	1.4254	22.0
17.50	1.4251	22.0
18.00	1.4248	22.0
18.50	1.4246	22.0
19.00	1.4231	22.6
19.50	1.4228	22.6
20.00	1.4129	26.5
20.50	1.4138	26.5
21.00	1.4120	27.5
21.50	1.4125	28.0
22.00	1.4121	28.4
22.50	1.4117	28.6
23.00	1.4267	28.7
23.50	1.4259	29.0
24.00	1.4258	29.1
24.50	1.4258	29.1
25.00	1.4257	29.2
25.50	1.4257	29.2

Tableau 10 (suite)

Temps (minutes)	Extensomètre (VDC)	Pression dans le réservoir (lb/po^2)
26.00	1.4278	26.4
26.50	1.4305	24.0
27.00	1.4303	23.1
27.50	1.4300	23.0
28.00	1.4306	22.1
28.50	1.4365	19.0
29.00	1.4374	13.0
29.50	1.4362	11.0
30.00	1.4359	10.1
30.50	1.4358	10.1
31.00	1.4358	9.4
31.50	1.4358	9.3
32.00	1.4358	9.0
32.50	1.4358	9.0
33.00	1.4358	9.0
33.50	1.4358	8.9
34.00	1.4358	8.8
34.50	1.4357	8.8
35.00	1.4357	8.8
35.50	1.4357	8.8
36.00	1.4357	8.5
36.50	1.4357	8.4
37.00	1.4357	8.2

avait été complètement isolée dans les deux puits. Le débit correspondant à la pression d'injection citée plus haut était de 0.0022 pi^3/s. La variation d'ouverture des fractures mesurée dans le puits S1 était de 0.000117 pi.

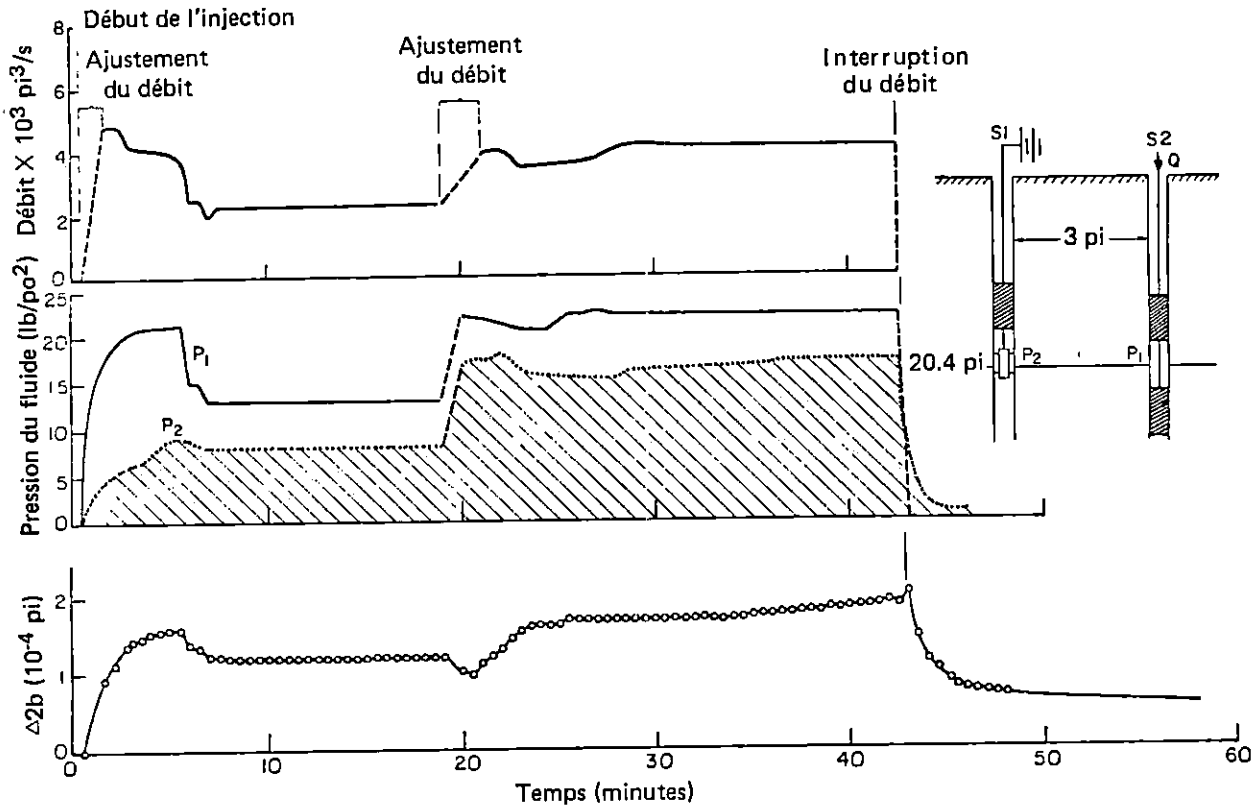

Figure 49 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S2, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 20 pi en S1. Au début de l'essai, le niveau de l'eau était situé à environ 8 pi au-dessous de la surface du sol

Après environ 20 minutes, on a soudainement augmenté la pression d'injection en modifiant le débit. Cette augmentation de pression a provoqué le glissement de la jauge d'extensométrie dans le trou de forage. Les pressions d'équilibre étaient au bout de 20 minutes de 22 lb/po^2 en (P_1) et 17 lb/po^2 en (P_2). Le débit mesuré était de 0.0041 pi^3/s. La variation d'ouverture des fractures était de 0.00018 pi. Il faut noter que la variation d'ouverture indiquée est bien inférieure à la déformation réelle des fractures, en raison du glissement de l'instrument. Ainsi, si nous ajoutions la distance de glissement à la déformation indiquée, la variation d'ouverture s'élèverait à environ 0.0025 pi.

Après l'arrêt de l'essai d'injection, l'ouverture de la fracture n'a pas retrouvé sa valeur initiale. Ceci peut être partiellement dû à des effets transitoires, puisque les pressions du fluide n'avaient pas encore retrouvé leur valeur initiale dans le plan de fracture. On peut plus facilement apprécier ces effets, si l'on se représente une fracture d'ouverture non uniforme sous forme d'une série de segments présentant des ouvertures alternativement grandes et petites. Après avoir augmenté les pressions du fluide, il faut attendre un certain temps pour que le système retrouve

son équilibre dans tous ces segments. Pourtant, il est possible que le rétablissement de l'équilibre de la pression du fluide ne fournisse pas une explication complète de l'ouverture résiduelle des fractures observée. Une partie de cette ouverture résiduelle peut représenter le glissement de l'instrument, ou l'étayage de la fracture, dus au déplacement de fragments de roche broyée pendant l'injection du fluide.

À l'aide du même dispositif expérimental, on a de nouveau mis à l'épreuve la fracture située au niveau de 20 pi. Au cours de ce second essai, on a injecté de l'eau dans le puits S1, lequel contenait l'extensomètre. On a utilisé le packer double placé dans la fracture du puits S2 comme point de mesure de la pression du fluide. Il convient de noter que, au cours de cet essai, on a injecté de l'eau dans le système entier de fractures au-dessous du niveau de 19 pi.

On a indiqué les résultats de cet essai à la figure 50. Les pressions du fluide mesurées dans le puits S2 (P_2) ne sont pas exactes parce qu'il s'est produit des fuites dans le packer, et que le capteur de pression a posé certains problèmes. Les variations mesurées d'ouverture indiquent une ouverture initiale de la fracture correspondant à l'augmentation initiale de la pression du fluide. Ensuite, à pression constante, la fracture s'est progressivement refermée et ne s'est pas rouverte, jusqu'au moment où la pression du fluide a de nouveau augmenté. À ce moment-là, l'ouverture s'est accrue régulièrement, jusqu'à atteindre une valeur constante vers la fin de l'essai.

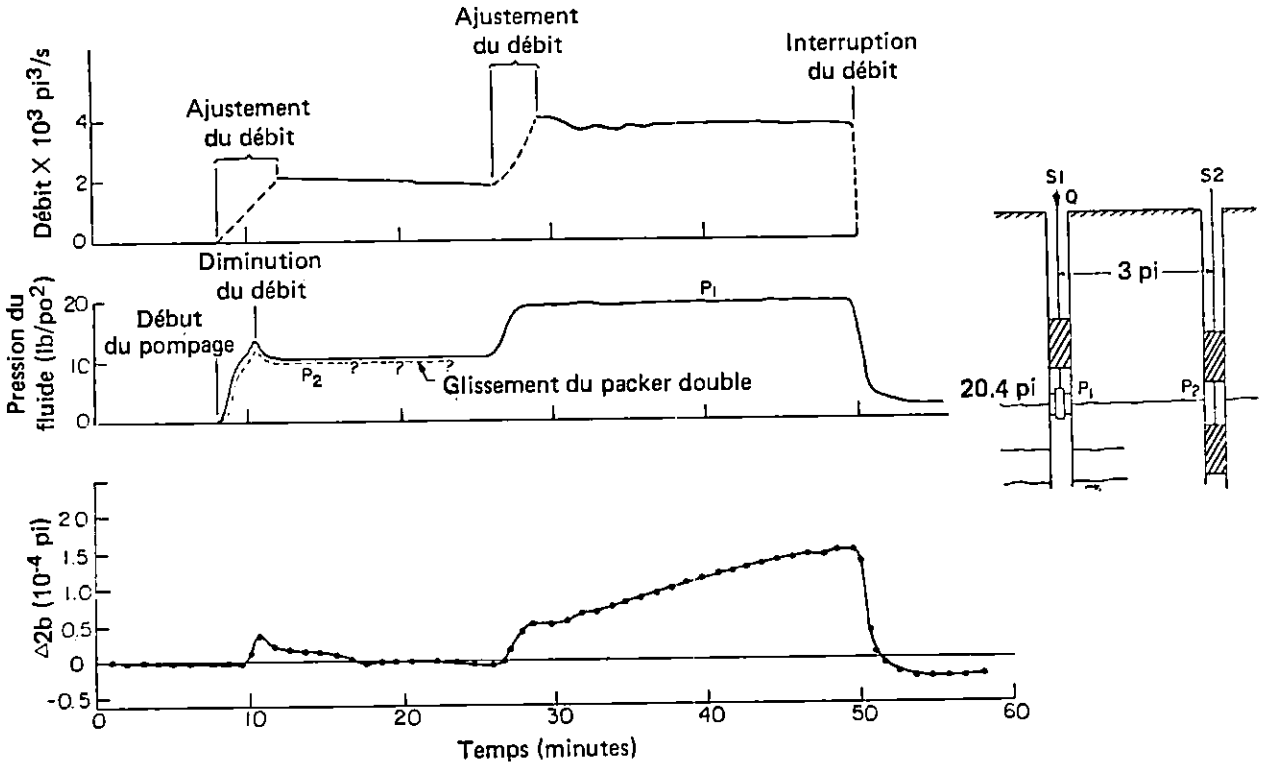

Figure 50 Résultats d'un essai d'injection effectué dans le puits S1, l'extensomètre étant ancré à la fracture au niveau de 20 pi en S1. Au début de l'essai, le niveau de l'eau était situé à environ 13 pi au-dessous de la surface du sol

Les variations d'ouverture données à la figure 50 sont très différentes de celles données à la figure 49. Au cours de ces deux essais, la seule différence de technique était l'injection dans une fracture isolée dans le premier cas, et l'injection dans la majeure partie du système de fractures dans le second.

Pour essayer d'expliquer les différences de comportement que mettent en évidence les figures 49 et 50, il convient de rappeler que Benko (1966) a signalé que des opérations de coulage de ciment, suivies du creusement de la région où le coulage avait eu lieu, ont révélé une ouverture et une fermeture préférentielles des fractures. Cela veut dire que certaines fractures sont plus remplies de coulis que d'autres. Il semble donc qu'une ouverture et une fermeture préférentielles des fractures permettent d'expliquer les phénomènes observés dans les deux expériences conduites sur le terrain, et décrites plus haut.

Au cours de l'injection d'un fluide, nous ne modifions pas la contrainte totale qui agit sur la masse rocheuse. Ainsi, la distribution des pressions du fluide dans le plan de fracture détermine les variations de la contrainte normale effective qui agit sur la fracture, et, par suite, l'importance de la variation d'ouverture. Dans la figure 49, l'injection n'étant faite que dans une fracture, il s'ensuit que toute variation de pression dans les autres fractures ne peut être due qu'à l'interférence du puits d'observation (S1). Comme on le constate à la figure 49, la pression en S1 est bien inférieure à la pression d'injection en S2. Ainsi, les forces engendrées par la pression du fluide dans la fracture située au niveau de 20 pi sont toujours supérieures aux forces produites dans les autres fractures recoupant le puits S1. Ce n'est plus le cas lorsque le puits S1 sert de puits d'injection (fig. 50). Dans ce cas, l'eau est injectée dans la fracture au niveau de 29 pi, ainsi que dans les autres fractures situées au-dessous du niveau de 19 pi. D'après les données présentées aux figures 48 et 49, nous pouvons voir que les pressions du fluide se propagent à une plus grande distance du point d'injection dans la fracture située au niveau de 29 pi que dans la fracture située au niveau de 20 pi. Par conséquent, pour une pression d'injection quelconque, une plus grande force est engendrée dans la fracture au niveau de 29 pi, et cette fracture s'ouvre aux dépens des autres fractures le long du même trou de forage, où apparaissent des forces de moindre intensité dues à la pression du fluide.

On suggère donc que la figure 50 montre la fermeture initiale de la fracture au niveau de 20 pi, provoquée par les forces plus importantes, que produisent les pressions du fluide dans les fractures adjacentes. Comme les pressions se propagent dans le plan de fracture au niveau de 20 pi, les forces engendrées par le fluide suffisent à équilibrer les forces produites dans les autres fractures, et il en résulte que la fracture s'ouvre, jusqu'à atteindre un état d'équilibre. La faible fermeture résiduelle de la fracture à la fin de l'essai est très probablement due au glissement de l'instrument, ou à des effets transitoires.

En outre, nous tenons à rappeler que Shehata a observé qu'un essai de retrait effectué dans un puits situé dans une zone de cisaillement a provoqué une élévation du niveau d'eau d'un puits proche, situé dans la roche environnante. L'ouverture initiale des fractures, telle qu'indiquée à la figure 50, a pu être produite par une association de facteurs semblables. Ceci revient à dire que les forces plus importantes, dues à la pression du fluide, et produites dans les fractures inférieures, ont pu provoquer une augmentation de la pression dans le plan de fracture étudié, et par la suite, l'ouverture de la fracture. Lorsqu'un état d'équilibre a été atteint, ces forces dues au fluide se sont équilibrées, et la fracture s'est fermée. Il est à remarquer que la fracture ne s'est pas rouverte avant que les pressions du fluide atteignent presque 1 lb/po^2 par pied de profondeur.

Chapitre 4

SIMULATION NUMÉRIQUE DU SYSTÈME DE FRACTURES DE SAMBRO (NOUVELLE-ÉCOSSE)

4.1 COMPARAISON DES VARIATIONS MESURÉES DES OUVERTURES DE FRACTURES, AVEC LES RÉSULTATS DU MODÈLE NUMÉRIQUE

En utilisant les données obtenues sur le terrain et au laboratoire, et présentées dans le chapitre 3, nous pouvons maintenant construire un modèle par éléments finis du système de fractures du site expérimental de Sambro. On a utilisé au chapitre 2 cette maille d'éléments finis, avec des ouvertures et des propriétés matérielles idéalisées, de manière à démontrer l'effet des fractures déformables sur les débits et les distributions de la pression du fluide. Dans la présente section, on comparera les variations d'ouverture mesurées sur le terrain avec celles calculées à l'aide du modèle numérique.

La figure 51 est la représentation graphique d'un modèle numérique du site expérimental de Sambro. Ce modèle fait appel à presque toutes les données disponibles sur ce site, obtenues sur le terrain et en laboratoire. Les principales contraintes à la compression, indiquées sous forme de vecteurs linéaires à l'intérieur de chaque bloc rocheux, et les contraintes normales effectives représentées sur chaque élément de fracture sont uniquement engendrées par l'interaction des forces de gravité et des pressions initiales du fluide. L'importance des contraintes est liée à la profondeur au-dessous de la surface du sol.

Le système de fractures qui caractérise ce site est représenté par sept fractures horizontales discrètes, présentant les mêmes distributions d'espacement et d'ouverture que celles indiquées au chapitre 3 (voir tableau 8). Ceci exige naturellement que l'on représente avec un certain degré d'idéalisation la géométrie et la continuité des fractures sur un rayon de 150 pi.

La description du système de fractures donnée au chapitre 3 justifie que l'on idéalise le système de fractures comme étant complètement horizontal, au moins à proximité immédiate des puits S1 et S2. En raison de la chute rapide de pression avec la distance, la géométrie des fractures situées à plus de 30 pi du point d'injection ou de retrait du fluide importe peu pour la simulation de l'ensemble du site.

Les ouvertures de fractures utilisées dans le présent modèle sont données au tableau 8. Le puits, de 0.25 pi de diamètre, est censé avoir 50 pi de profondeur, et un rayon d'influence de 150 pi (voir chapitre 3). Le module de Young et le coefficient de Poisson déterminés à l'aide d'essais de compression uniaxiale effectués sur des échantillons de carottes de sondage, ont donné respectivement 4.72×10^8 lb/pi^2 et 0.28. Il n'a pas été possible d'obtenir des échantillons non perturbés provenant de fractures naturelles du site expérimental de Sambro, qui puissent être soumis en laboratoire à des essais de rigidité.

Pour déterminer les caractéristiques matérielles des fractures permettant de construire un modèle, on pourrait utiliser les valeurs de rigidité normale (K_N) et de rigidité au

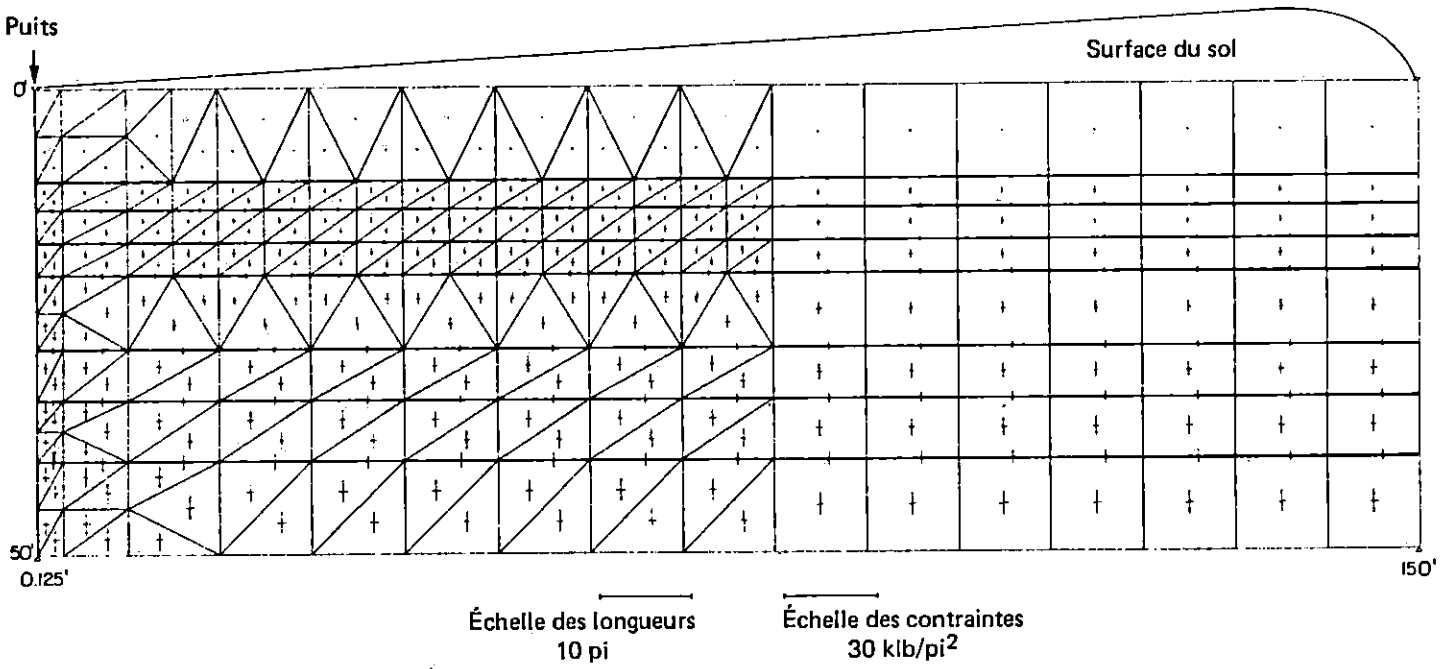

Figure 51 Modèle à éléments finis du système de fractures de Sambro, indiquant les principales contraintes de compression, qui agissent à l'intérieur des éléments de la roche, et les contraintes normales effectives qu'exercent les forces de gravité sur les fractures. Les contraintes principales maximum et minimum sont indiquées à l'intérieur de chaque bloc par des vecteurs linéaires proportionnels à ces contraintes; la contrainte normale effective est indiquée par un segment linéaire vertical sur chaque fracture

cisaillement (K_S), telles que déterminées à l'aide d'essais en laboratoire sur des types similaires de roche par d'autres chercheurs, comme Goodman et Dubois (1972). Toutefois, ces travaux en laboratoire ont porté en grande partie sur des fractures artificielles soumises à des contraintes normales très élevées par rapport aux faibles variations de la contrainte effective qui ont lieu pendant les études *in situ*.

Lorsque des fractures naturelles sont étudiées en laboratoire, elles subissent pendant le processus d'extraction certaines perturbations, qui modifient leur mode de déplacement sous l'effet de faibles contraintes. Les dimensions des échantillons de roche que l'on peut soumettre à des essais en laboratoire sont généralement limitées, les dimensions maximales du plan réel de fracture étant de l'ordre de quelques dizaines de pouces carrés. Les faibles dimensions de l'échantillon imposent certaines conditions limites artificielles au cours des essais. Il est possible d'effectuer sur des fractures naturelles des essais *in situ* à grande échelle (Pratt, Swolfs et Black, 1974), mais ceux-ci sont en général très longs et coûteux.

Lorsqu'on mesure sur place les variations d'ouverture des fractures, on obtient une mesure *in situ* de la rigidité normale des fractures, c'est-à-dire que la variation de la pression du fluide (variation de la contrainte effective) et la variation d'ouverture (déformation des fractures) ont été mesurées dans le trou de forage. Si l'on pouvait déterminer la distribution des pressions du fluide dans le plan de fracture, on pourrait alors obtenir une bonne approximation de la force appliquée pour produire la déformation mesurée des fractures. Au cours des essais effectués à Sambro, on a mesuré les pressions du fluide en deux points situés à l'intérieur du plan de fracture : *a*) au puits d'injection ou de retrait, et *b*) dans un second puits, situé à une distance radiale de 3 pi. Ainsi, nous pouvons estimer la force appliquée sur une certaine surface du plan de fracture mesuré en dizaines de pieds carrés. Dans le cas d'une ouverture non uniforme, où la perte de charge est très faible sur une distance de quelques pieds à partir du puits, la mesure des pressions en plusieurs points donnerait une excellente approximation de la variation de la contrainte effective dans le plan de fracture. De plus, on pourrait facilement forer les trous de petit diamètre régulièrement disposés autour du puits d'essai, de façon à obtenir une image plus complète des variations de pression dans le plan de fracture. Des mesures *in situ* des relations entre les forces et le déplacement, s'appliquant aux fractures, donneraient une idée plus exacte du comportement des fractures dans une masse rocheuse, en raison des conditions limites naturelles, et de la plus grande superficie échantillonnée.

La figure 52 donne des résultats obtenus sur le terrain dans le site de Sambro, relatifs aux variations d'ouverture provoquées par des variations de la pression du fluide. Cette figure présente un graphique de la force en fonction du déplacement, et peut servir à évaluer K_N, la rigidité normale (voir fig. 5). Les données initiales qui ont servi à compiler les figures 52 (A) et 52 (B) sont présentées aux figures 47, 48 et 49. On a établi la moyenne des valeurs de pression à partir des mesures effectuées en S1 et S2. Les résultats présentés sous forme de graphique à la figure 52 (A) indiquent les effets du retrait et de l'injection, dans le cas de la fracture située au niveau de 29 pi, tandis qu'à la figure 52 (B), on n'a mesuré que les effets de l'injection sur la fracture située au niveau de 20 pi. De plus, pour obtenir un second point de données à la figure 52 (B), il a été nécessaire de corriger la variation d'ouverture mesurée, égale à 0.00018 pi pour un glissement de l'instrument estimé à 0.00007 pi. Ceci a donné une déformation totale de 0.00025 pi.

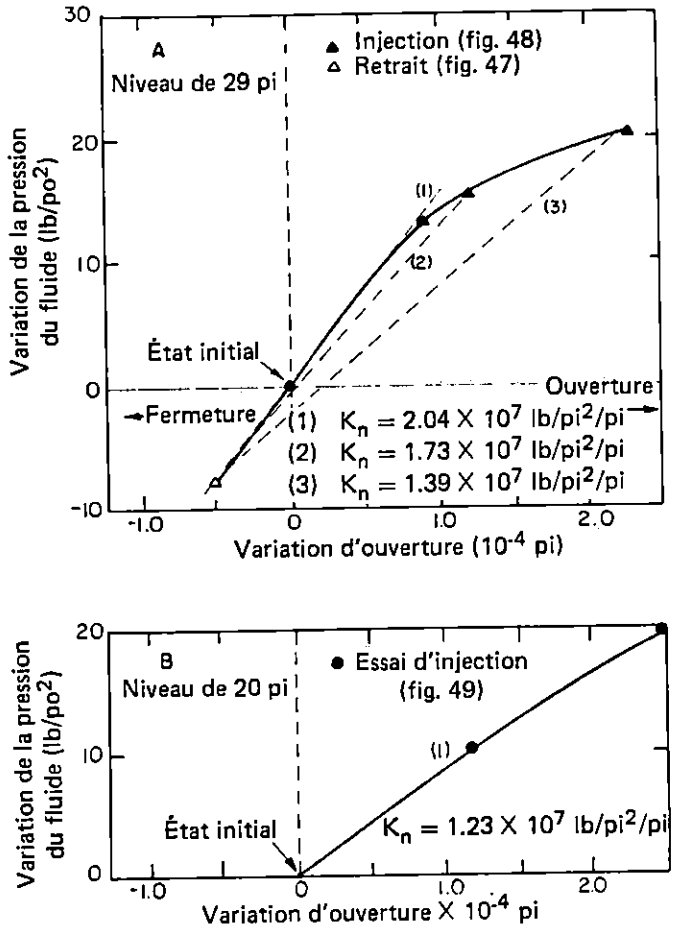

Figure 52 Relation entre la force (pression du fluide) et le déplacement normal déterminée à partir des données *in situ*, pour les fractures situées aux niveaux de 29 et de 20 pi

Les pentes des trois segments linéaires indiqués à la figure 52 (A) représentent diverses valeurs de rigidité normale calculées à partir des données *in situ*, pour la fracture située au niveau de 29 pi :

(1) $K_N = 2.04 \times 10^7$ lb/pi²/pi,
(2) $K_N = 1.73 \times 10^7$ lb/pi²/pi, et
(3) $K_N = 1.39 \times 10^7$ lb/pi²/pi.

La figure 52 (B) donne une pente plutôt uniforme de $K_N = 1.23 \times 10^7$ lb/pi²/pi, passant par le point médian de la courbe. Étant donné que la perte de charge est plus importante dans la fracture au niveau de 20 pi que dans la fracture au niveau de 29 pi, la moyenne des pressions du fluide au puits d'injection et au puits d'observation ne donne peut-être pas une bonne approximation de la variation de la contrainte effective. En postulant une erreur possible de −20 p. cent dans la valeur calculée de la moyenne des pressions du fluide, on calcule pour les déplacements mesurés une valeur de K_N égale à 9.87×10^6 lb/pi²/pi; de même, en postulant une erreur possible de +25 p. cent, on calcule une valeur de K_N égale à 1.54×10^7 lb/pi²/pi.

Tableau 11 Comparaison entre les résultats des mesures *in situ* et du modèle numérique, applicables à la déformation des fractures, dans le cas de la fracture située au niveau de 29 pi

Point de mesure (puits)	Mesures *in situ*		Résultats numériques $\Delta 2b \times 10^3$ pi			$\frac{Q_D - Q_R}{Q_R}^{*} \times 100$
	Pression du fluide (lb/pi^2)	$\Delta 2b \times 10^3$ (pi)	$K_N = 2.04 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$)	$K_N = 1.73 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$)	$K_N = 1.39 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$)	$K_N = 1.39 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$) (%)
Puits d'injection (P_1)	13.0	+0.092	+0.069	+0.082	+0.101	33.1
Puits d'observation (P_2)	12.5	–	+0.0687	+0.081	+0.100	
Puits d'injection (P_1)	22	+0.233	+0.116	+0.137	+0.169	+60.8
Puits d'observation (P_2)	19	–	+0.115	+0.136	+0.167	
Puits de retrait (P_1)	0.0(-7.5)	–	-0.0360	-0.0437	-0.0543	-16.2
Puits d'observation (P_2)	0.0(-7.5)	- 0.05	-0.0356	-0.0430	-0.0535	

*Q_D = Débit dans la fracture déformable
Q_R = Débit dans la fracture rigide
Remarque : Le pourcentage de variation du débit est aussi donné pour la valeur la plus petite de K_N.

Tableau 12 Comparaison des résultats des mesures *in situ* et du modèle numérique, applicables à la déformation des fractures, dans le cas de la fracture située au niveau de 20 pi

Point de mesure (puits)	Mesures *in situ*		Résultats numériques $\Delta 2b \times 10^3$ pi			$\frac{Q_D - Q_R^*}{Q_R} \times 100$
	Pression du fluide (lb/pi^2)	$\Delta 2b \times 10^3$ (pi)	$K_N = 1.54 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$)	$K_N = 1.23 \times 10^7$ ($lb/pi^2/pi$)	$K_N = 9.87 \times 10^6$ ($lb/pi^2/pi$)	($K_N = 9.87 \times 10^6$ $lb/pi^2/pi$) (%)
Puits d'injection (P_1)	13	–	0.063	0.077	0.0935	25.7
Puits d'observation (P_2)	8	0.125	0.057	0.070	0.0860	
Puits d'injection (P_1)	22		0.114	0.139	0.170	50.0
Puits d'observation (P_2)	17	0.175	0.102	0.127	0.158	

*Q_D = Débit dans la fracture déformable

Q_R = Débit dans la fracture rigide

Remarque : Le pourcentage de variation du débit est aussi donné pour la valeur la plus petite de K_N.

Ces valeurs de la rigidité normale une fois obtenues, on a utilisé le modèle numérique pour déterminer les valeurs du déplacement, pour les mêmes variations de pression que celles observées sur le terrain. Le tableau 11 présente une comparaison entre les déplacements mesurés sur le terrain, et ceux calculés à partir du modèle numérique pour la fracture au niveau de 29 pi. Le tableau 12 présente les résultats des mêmes calculs pour la fracture au niveau de 20 pi.

Dans les deux cas, les valeurs les plus basses de K_N concordent le mieux avec les mesures effectuées sur le terrain. Ces résultats, en particulier ceux présentés pour la fracture au niveau de 29 pi, démontrent les insuffisances de l'approximation linéaire pour la détermination des valeurs de K_N, qui est la base de la méthode de modification de la rigidité, servant à modéliser les caractéristiques du rapport entre la force et le déplacement des fractures. La méthode linéaire ne permet pas de modéliser avec précision la nature non linéaire de la déformation des fractures, en particulier lorsque la variation de la contrainte effective représente un pourcentage important de la contrainte effective initiale. Une relation d'état qui suit la courbe réelle du déplacement en fonction de la force donne certainement de meilleurs résultats lorsqu'on compare les données obtenues sur le terrain ou en laboratoire aux résultats du modèle numérique.

En raison des limitations de l'appareillage, on n'a pu déterminer au cours des essais *in situ* les variations de débit associées à une variation donnée d'ouverture des fractures. On ne peut donc pas comparer les débits déterminés à partir des calculs réalisés avec le modèle, à ceux mesurés sur le terrain. On a calculé les débits applicables aux fractures individuelles, en utilisant le modèle numérique, et on les a présentés aux tableaux 11 et 12, pour les valeurs les plus faibles de K_N. Les résultats sont exprimés sous forme de pourcentage du débit dans la fracture rigide correspondante, avec les mêmes variations de pression du fluide. Ces résultats indiquent que les déformations des fractures provoquent une augmentation ou une diminution importante (jusqu'à 60 p. cent) des débits dans les fractures individuelles, par rapport aux débits caractérisant un système rigide.

4.2 EFFET DE LA DÉFORMATION DES FRACTURES ET DE L'EMPLACEMENT DES FRACTURES SUR LES RÉSULTATS DES ESSAIS SIMULÉS DE POMPAGE

Dans la présente section, on a étudié les effets de la déformation des fractures sur le débit pendant des essais de pompage (retrait), en utilisant à la fois des ouvertures *a*) non uniformes et *b*) uniformes équivalentes. De plus, on a considéré le rôle que joue la profondeur à laquelle les fractures les plus grandes recoupent le trou de forage au-dessous du niveau phréatique.

On a utilisé dans la présente étude le modèle exposé à la figure 51, et les données sur les fractures, indiquées au tableau 13. Toutes les autres propriétés matérielles étaient les mêmes que celles données plus haut dans le présent chapitre. On a postulé que le puits de pompage avait 50 pi de profondeur, et que le niveau de l'eau était situé à 9 pi de profondeur. On a établi une limite de charge constante à une distance radiale de 150 pi. Au cours de l'essai de pompage, le niveau d'eau dans le puits est tombé à 40 pi, c'est-à-dire au niveau auquel la fracture la plus profonde recoupe le puits. Par conséquent, on a fixé à zéro les pressions initiales du fluide, aux points où les fractures intersectaient le puits de pompage.

Le tableau 14 donne les résultats d'un essai simulé de pompage dans lequel les fractures recoupant le puits ont des ouvertures non uniformes. On a calculé les débits produits dans les fractures individuelles, à la fois dans le cas de fractures rigides, et le cas où l'on a laissé les fractures se déformer. Pour chaque fracture, la variation du débit est exprimée sous forme de pourcentage du débit, dans la fracture rigide correspondante. Le débit global de toutes les fractures est aussi inclus.

Le tableau 15 présente des résultats similaires pour le système de fractures non uniformes où la grosse fracture au niveau de 10 pi a été remplacée par la fracture plus petite au niveau de 40 pi.

Aux tableaux 16 et 17, on présente les résultats de la même série de calculs, pour un essai de pompage simulé, ou les fractures recoupant le puits ont des ouvertures uniformes équivalentes.

Une comparaison des résultats présentés aux tableaux 14 à 17 indique que la plus grande variation de débit entre les systèmes rigide et déformable a lieu dans le cas de fractures à ouvertures non uniformes. En effet, les pressions initiales du fluide varient sur une plus grande surface pendant l'essai de retrait, ce qui entraîne une plus grande variation d'ouverture. Une comparaison des résultats présentés aux tableaux 14 et 15, et aux tableaux 16 et 17, montre l'effet dominant des plus grandes fractures, et l'importance de la profondeur à laquelle les plus grosses fractures recoupent le puits de sondage.

Les écarts que l'on observe entre les débits mesurés dans les fractures rigides à ouvertures non uniformes (tableaux 14 et 15 colonne 2) et à ouvertures uniformes équivalentes (tableaux 16 et 17 colonne 2) sont dus à des erreurs d'approximation, dans les calculs d'ouvertures équivalentes de fractures. Ces erreurs sont amplifiées, parce qu'il existe une relation du troisième degré entre le débit et les dimensions de l'ouverture. Les écarts correspondants, en ce qui concerne les fractures déformables non uniformes et uniformes équivalentes (tableaux 14 à 17, colonne 3) sont dus à la méthode itérative de résolution utilisée dans cette méthode numérique, et au degré relatif de convergence obtenu.

Bien que la variation maximale du débit global soit de 6.6 p. cent pour les essais simulés de pompage, il convient de noter qu'une variation du débit de pompage, de seulement 4 p. cent suffit à introduire une erreur importante dans l'interprétation des données expérimentales de pompage. (M. T. Hurr, USGS, Denver, Colorado, communication personnelle, 1972). En utilisant le réservoir de contrôle du débit employé par Gale et Welhan (1975*c*), on peut facilement contrôler le débit du puits pendant un essai de pompage. Ainsi, la vitesse d'abaissement du niveau, mesurée dans le puits de pompage, doit indiquer si la déformation des fractures a modifié la perméabilité du système de fractures pendant un essai de pompage.

La figure 53 présente les données relatives au rabattement en fonction du temps au cours de deux essais séparés de pompage, dans des puits très rapprochés, forés dans la même unité rocheuse que celle rencontrée sur le site expérimental de Sambro. On a maintenu à une valeur constante le débit du puits au cours de chaque essai de pompage, en utilisant le réservoir de contrôle du débit. On a mesuré les rabattements dans le puits de pompage, et constaté que le niveau d'eau n'a pas varié dans le puits d'observation.

Tableau 13 Propriétés du système de fractures soumis aux essais simulés de pompage

Profondeur de la fracture (pi)	Ouvertures non uniformes		Ouvertures uniformes équivalentes (pi)	Pression initiale du fluide (lb/pi^2)	Valeurs de rigidité $K_N = K_S$ (10^7 $lb/pi^2/pi$)
	r < 3' (pi)	r > 3' (pi)			
10	.01008	.003037	.0037	1.2	62
13	.00154	.00062	.0007	1.2	250
16.5	.00014	.00014	.00014	1.2	468
20	.00085	.0008	.00084	0.987	686
28	.00114	.00055	.00069	1.39	1 186
33.5	.00011	.00011	.00011	1.2	1 435
40	.00017	.00005	.00015	1.2	1 934

Tableau 14 Résultats des essais simulés de pompage effectués sur des ouvertures de fractures non uniformes

Profondeur de la fracture (pi)	Q_R Système de fractures rigides (10^{-4} pi^3/s)	Q_D Fractures déformables (10^{-4} pi^3/s)	$\frac{Q_R - Q_D}{Q_R} \times 100$ (%)
10	−137.13	−136.9	− 0.2
13	− 4.329	− 4.16	− 4.0
16.5	− 0.0402	− 0.0401	− 0.3
20	− 12.26	− 11.41	− 7.0
28	− 13.61	− 11.3	−17.0
33.5	− 0.0598	− 0.0507	−15.0
40	− 0.0194	− 0.0190	− 2.1
Toutes les fractures	−167.45	−163.88	− 2.1

Tableau 15 Résultats des essais simulés de pompage effectués sur des ouvertures de fractures non uniformes. On a interverti les fractures situées aux niveaux de 10 pi et 40 pi.

Profondeur de la fracture (pi)	Q_R Système de fractures rigides (10^{-4} pi^3/s)	Q_D Fractures déformables (10^{-4} pi^3/s)	$\frac{Q_R - Q_D}{Q_R} \times 100$ (%)
10	–0.00061	–0.00060	– 1.6
13	–4.329	–4.18	– 3.4
16.5	–0.0402	–0.0398	– 1.0
20	–12.26	–11.56	– 5.7
28	–13.61	–11.47	–15.7
33.5	–0.0598	–0.0597	– 0.2
40	4,251.0	3,971.0	– 6.6
Toutes les fractures	–4,281.30	–3,998.31	– 6.61

Tableau 16 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures uniformes équivalentes

Profondeur de la fracture (pi)	Q_R Système de fractures rigides (10^{-4} pi^3/s)	Q_D Fractures déformables (10^{-4} pi^3/s)	$\frac{Q_R - Q_D}{Q_R} \times 100$ (%)
10	– 98.96	– 98.90	– 0.06
13	– 2.68	– 2.62	– 2.2
16.5	– 0.0402	– 0.0401	– 0.25
20	– 12.73	– 11.84	– 7.0
28	– 12.19	– 10.85	–11.0
33.5	– 0.0598	– 0.0567	– 5.2
40	– 0.2043	– 0.2040	– 0.2
Toutes les fractures	–126.86	–126.41	– 0.4

Tableau 17 Résultats des essais simulés de pompage, effectués sur des ouvertures uniformes équivalentes. On a interverti les fractures situées aux niveaux de 10 et 40 pi.

Profondeur de la fracture (pi)	Q_R Système de fractures rigides (10^{-4} pi^3/s)	Q_D Fractures déformables (10^{-4} pi^3/s)	$\frac{Q_R - Q_D}{Q_R} \times 100$ (%)
10	–0.0066	–0.0065	–1.5
13	–2.68	–2.63	–1.9
16.5	–0.0402	–0.0401	–0.3
20	–12.73	–11.92	–6.4
28	–12.19	–11.02	–9.6
33.5	–0.0598	0.0577	–3.5
40	–3,066.0	–2,952.0	–3.7
Toutes les fractures	–3,093.7	–2,977.7	–3.8

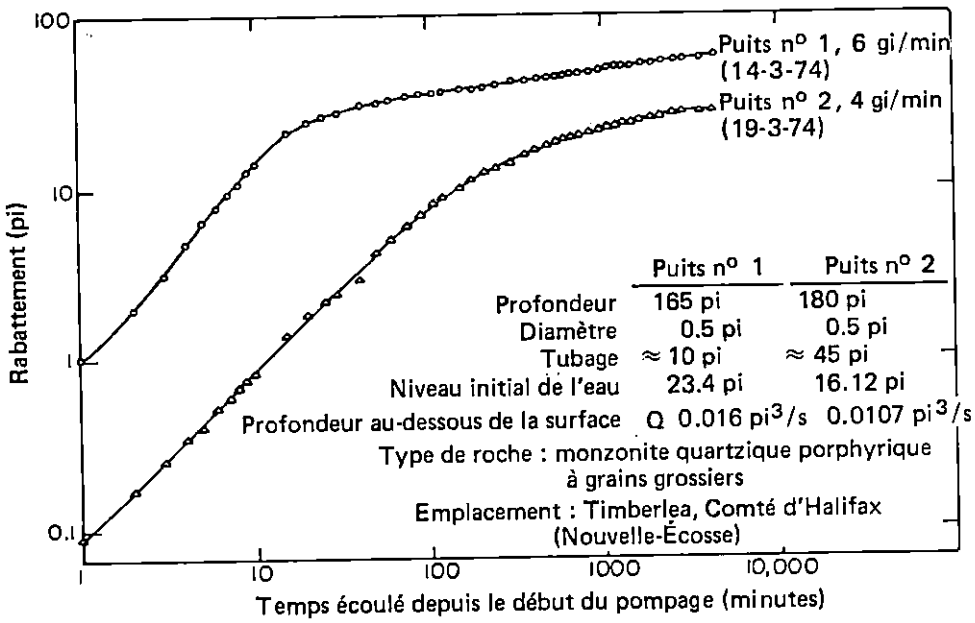

Figure 53 Données relatives au rabattement, telles que mesurées dans le puits de pompage au cours de deux essais distincts de pompage, effectués dans deux puits séparés

Jusqu'à présent, il n'existe aucune méthode permettant de déterminer quel effet la déformation des fractures a sur la vitesse de rabattement pendant de tels essais de pompage. Pour pouvoir estimer ces effets, on doit connaître les points où les principales fractures productrices d'eau recoupent le puits de pompage (profil de perméabilité). Une méthode simple et peu coûteuse est présentée en annexe. Elle permet de déterminer le profil de perméabilité des puits à faible débit spécifique, par exemple les puits forés dans des roches cristallines et métamorphiques fracturées. Ainsi, les données des essais de pompage obtenues dans des puits dont le débit est constant et le profil de perméabilité connu, permettraient de déterminer si les variations de perméabilité dues à la déformation des fractures pourraient être identifiées, et évaluées d'après les données relatives au rabattement.

4.3 RÉSUMÉ

Il existe une bonne concordance entre les variations d'ouverture mesurées sur le terrain, et celles calculées à l'aide du modèle numérique. Les valeurs normales de rigidité déterminées en utilisant les mesures *in situ* du déplacement des fractures et des variations de la pression du fluide, sont légèrement inférieures à celles déterminées pour des types de roche similaires, au cours d'essais en laboratoire. Ceci s'accorde bien avec la nature fortement altérée des fractures observées sur le terrain, par rapport aux surfaces fraîches (et par conséquent plus rigides) des fractures étudiées en laboratoire. La technique utilisée au cours de cette étude peut s'avérer très utile pour la détermination *in situ* des caractéristiques matérielles des fractures à faible et moyenne profondeur.

Les essais de pompage simulés portant sur le système de fractures de Sambro démontrent qu'il est important de contrôler le débit du puits pendant l'essai de pompage, et nécessaire de déterminer les profils de perméabilité des puits creusés dans des aquifères formés dans des roches fracturées. De plus, lorsqu'on représente des ouvertures non uniformes sous forme d'ouvertures uniformes équivalentes, on indique de manière incorrecte les variations de pression du fluide, et par suite, l'intensité de la déformation des fractures, et les variations corrélatives du débit dans les systèmes de fractures déformables.

Chapitre 5

ÉTUDE EN LABORATOIRE DES ESSAIS D'INJECTION ET DE RETRAIT, À L'AIDE DE CAROTTES ROCHEUSES DE GRAND DIAMÈTRE

5.1 INTRODUCTION

La troisième partie de ce programme de recherche consiste en une étude en laboratoire, à l'aide de l'injection et du retrait de fluide dans des fractures artificielles de carottes rocheuses de grand diamètre. La carotte étudiée avait 38 po de diamètre et 6 pi de long. On a examiné une fracture coupée avec une scie à fil, et une fracture de tension. De plus, on a produit une fracture non uniforme, par sablage sur un rayon donné de la surface de la fracture coupée à la scie.

Le but principal de cette étude en laboratoire était de déterminer si l'on pouvait reproduire d'une manière qualitative le mode de déformation des fractures observé sur le terrain. Ainsi, au cours de la présente étude, on a mesuré les variations d'ouverture des fractures associées à des variations connues de la pression d'un fluide, et les variations correspondantes du débit, dans les conditions expérimentales du laboratoire. De plus, on a mesuré les pressions du fluide en divers points du plan de fracture. Il convient de noter que les fractures artificielles étudiées en laboratoire avaient une rigidité beaucoup plus grande que les fractures fortement altérées du site expérimental de Sambro. Tous les déplacements mesurés au cours de ces essais étaient normaux aux surfaces des fractures.

5.2 DESCRIPTION DE L'EXPÉRIENCE

5.2.1 Préparation de l'échantillon

On a obtenu une carotte de 38 po de diamètre (fig. 54) prélevée dans du granite par la Cold Springs Granite Company, près de Raymond (Californie). On l'a taillée à ses deux extrémités, à l'aide de scies à fil, de manière à réduire sa longueur à 6 pi; les surfaces des extrémités étaient aussi parallèles que possible. Le poids total de l'échantillon était de 8000 lb.

On a demandé ensuite aux ouvriers carriers de forer un trou NX (3") le long de l'axe de l'échantillon. Étant donné qu'ils ne disposaient pas d'une foreuse rotative, on a creusé par percussion un trou de 2 po de diamètre, jusqu'à 6 po de distance au plus de la base de la carotte. Il a fallu enfin agrandir ce trou, une fois l'échantillon parvenu au laboratoire d'essai.

Après avoir percé l'échantillon en son centre, à la carrière, on a coupé la carotte en sa partie médiane avec une scie à fil, de manière à simuler une fracture horizontale perpendiculaire à l'axe de la carotte. Avant de procéder à la coupe, on a tracé des repères afin de pouvoir rassembler le plus fidèlement possible les deux moitiés dans leur position originale. Des trous de 3/4 de po de diamètre et de 3 po de profondeur ont été percés à 8 po d'intervalle sur la ligne médiane de chaque section de 3 pi (voir fig. 55). Ces trous ont permis de fendre l'échantillon de manière à créer une fracture de tension à surface rugueuse. On a terminé l'opération en forant des trous de

4 po de profondeur et de 2 po de diamètre, à 120° les uns des autres, sur la circonférence de chacune des quatre sections de roche, soit douze trous au total. Des pitons, insérés dans ces trous avec une forte résine époxy, nous ont permis de déplacer les sections de carotte à l'aide d'un pont roulant. La figure 55 présente la carotte, telle que préparée et livrée par les carriers.

Figure 54 Carotte de granite, de 38 po de diamètre, extraite à la carrière de la Cold Springs Company près de Raymond (Californie)

La figure 56 représente les deux moitiés de l'échantillon. On peut y voir l'emplacement du trou central, et les positions des LVDT*, qui servent à mesurer les variations d'ouverture des fractures. Il est à noter que les variations ont été mesurées en trois points de la surface de l'échantillon, et aussi en son centre, là où la fracture intersectait le trou central. On a collé une gaine métallique (fig. 56) dans le trou central, au sommet du bloc supérieur. On a façonné des anneaux circulaires sur le pourtour de cette gaine, à sa partie supérieure, de façon à ce qu'elle s'emboîte avec le couvercle qui recouvre l'échantillon.

Dans le cas de la fracture de tension, on a placé des guides métalliques sur l'emplacement prévu du plan de fracture, ceci pour s'assurer que les surfaces rugueuses s'emboîteront parfaitement les unes dans les autres. La figure 57 montre les guides, les tiges de raccordement, et l'emplacement des trous de fendage.

*LVDT : transducteurs différentiels variables linéaires.

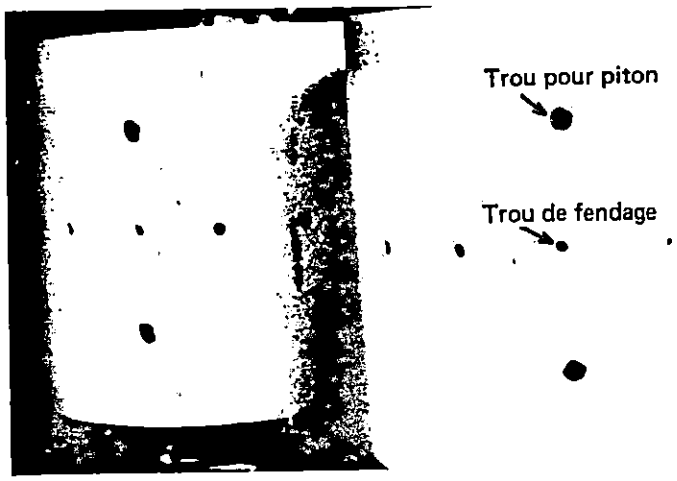

Figure 55 Les deux moitiés de la carotte de 38 po de diamètre, sur lesquelles ont peut voir les trous d'ancrage et les trous de fendage

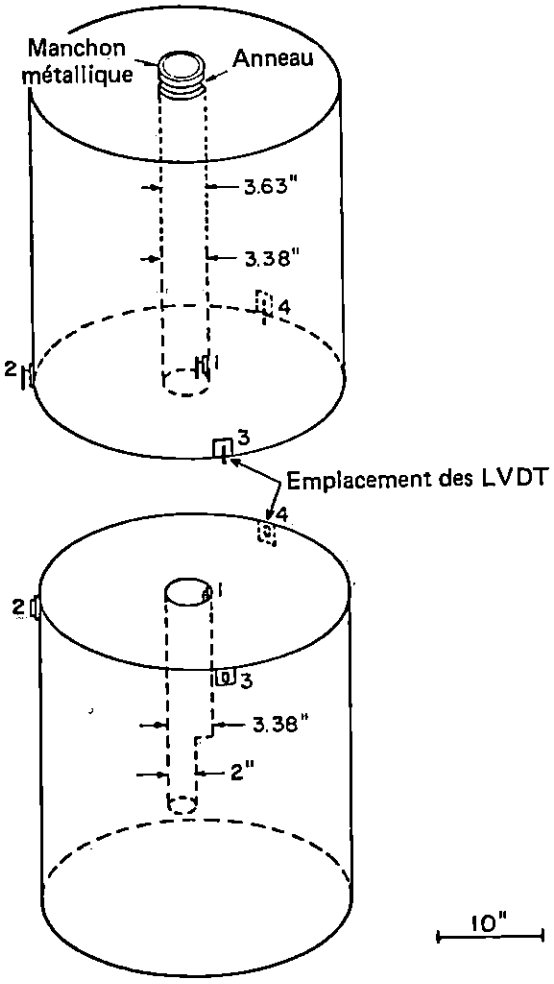

Figure 56 Diagramme schématique de la carotte, montrant l'emplacement du trou central, et des quatre LVDT

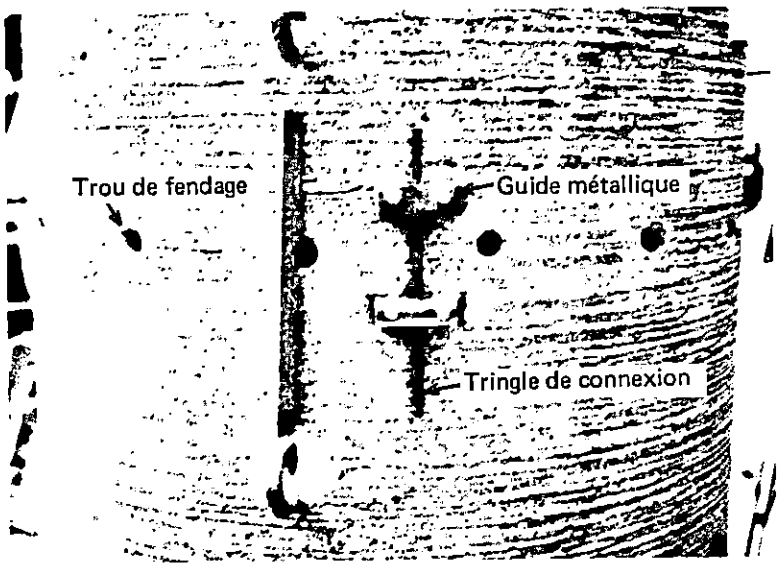

Figure 57 Emplacement des trous de fendage et des guides (glissières) permettant d'ajuster les faces des fractures de tension

5.2.2 Propriétés matérielles

La roche qui constitue la carotte étudiée a été identifiée par la Cold Springs Granite Company comme un granite blanc de la Sierra (Sierra White Granite). L'analyse de lames minces a indiqué la composition minérale approximative suivante :

Minéral	Composition approximative (%)
Quartz	20
Plagioclase (An_{20}, partiellement transformé en séricite)	30
Feldspath (partiellement transformé en séricite)	25
Biotite (faiblement transformée en chlorite)	10
Muscovite	10
Chlorite	2
Minéraux altérés	2
Minéraux accessoires	1

L'échantillon de roche est blanc grisâtre, comporte des grains fins à moyens et présente une texture uniforme. La description ci-dessus et l'analyse de lames minces nous permettent de classer cette roche comme étant une monzonite quartzique à biotite et muscovite, blanc grisâtre.

Au cours de cette expérience, on a soumis le gros échantillon rocheux à des cycles répétés de contraintes atteignant 2500 lb/po^2 – soit environ 15 p. cent de la résistance de la roche à la compression. Afin de déterminer si cette charge répétée pouvait influer sur les caractéristiques matérielles de la roche, on a effectué des essais cycliques de compression uniaxiale sur des carottes de 2 po de diamètre et de 4 po de long. On a foré ces carottes dans des échantillons rocheux identiques, recueillis à la carrière Raymond. Les essais étaient conformes aux spécifications ASTM C170-50. Les résultats obtenus pour ces deux carottes sont donnés au tableau 18.

Tableau 18 Résultats des essais cycliques de compression, effectués sur le granite blanc de la Sierra White Granite)

N° de l'échantillon	N° du cycle de compression	Compression maximale σ max (lb/po^2)	Module de Young E (lb/po^2)
1	1	5 000	5.77×10^6
	2	5 000	5.88×10^6
2	1	5 000	5.88×10^6
	2	5 000	5.77×10^6
	3	5 000	5.88×10^6

Ces résultats indiquent que, pour la gamme de contraintes appliquées au cours des essais portant sur la carotte de grande dimension, on ne peut s'attendre à des variations importantes des relations entre les contraintes et les déformations, auxquelles est soumise la roche elle-même. On donne à la figure 58 une courbe partielle représentant la corrélation entre les contraintes et la déformation pour l'échantillon n° 1, et à la figure 59, un ensemble complet de courbes fondées sur cette corrélation.

5.2.3 Méthode expérimentale – Appareillage

L'appareil pour essai triaxial à grande échelle, appartenant à la station expérimentale de Richmond (Richmond Field Station) de l'université de Californie à Berkeley est le plus volumineux qu'on ait employé au cours de la présente étude. Il est constitué d'une chambre de 80 po de diamètre intérieur, placée sur une lourde assise mobile en acier et une presse qui peut appliquer une charge axiale de 4 000 000 de livres. On a soumis la chambre d'essai à une pression hydrostatique de 750 lb/po^2, pour la mise à l'épreuve de matériaux de remblai (Becker, Chan et Seed, 1972). La chambre d'essai peut contenir des échantillons de 80 po de haut.

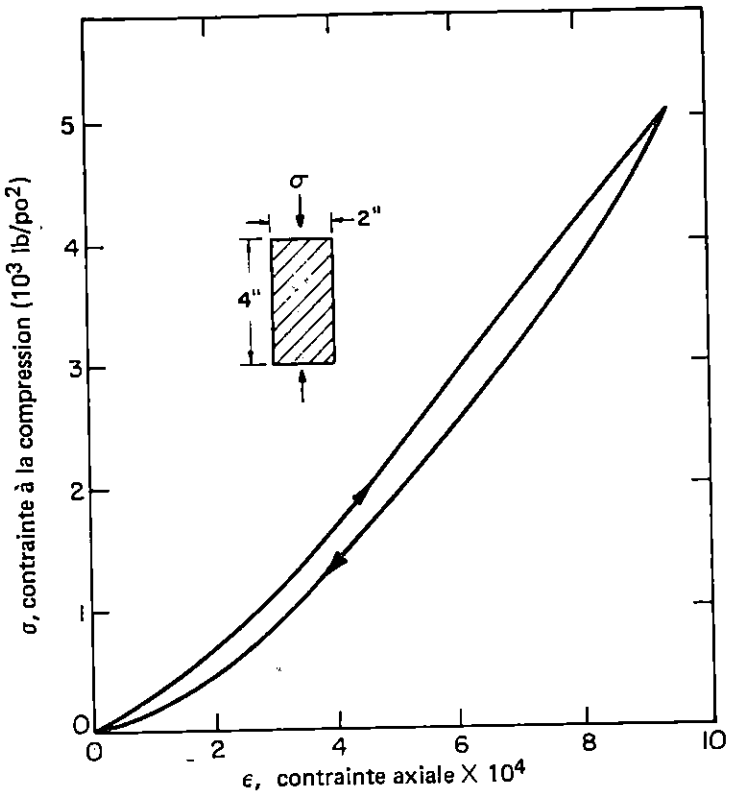

Figure 58 Courbe partielle de la déformation en fonction de la contrainte, applicable à l'échantillon n° 1

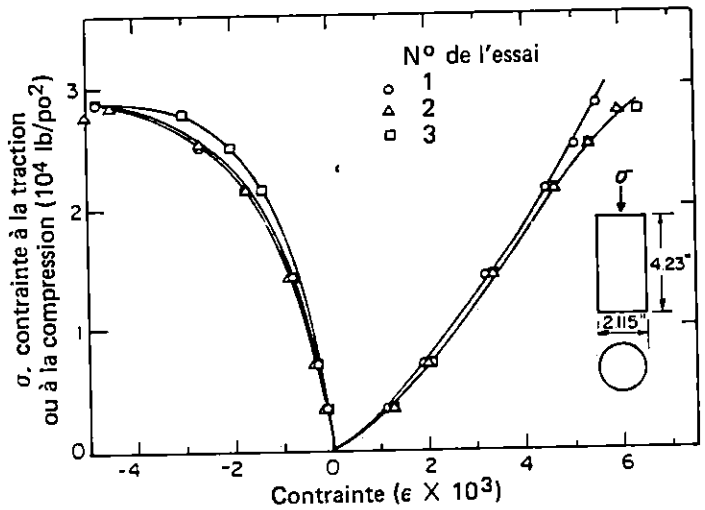

Figure 59 Courbe complète de la déformation en fonction de la contrainte, applicable à trois échantillons de granite blanc de la Sierra (Sierra White Granite), provenant de Raymond (Californie). (Obtenue grâce à H. Pratt, Terratek, Salt Lake City, Utah)

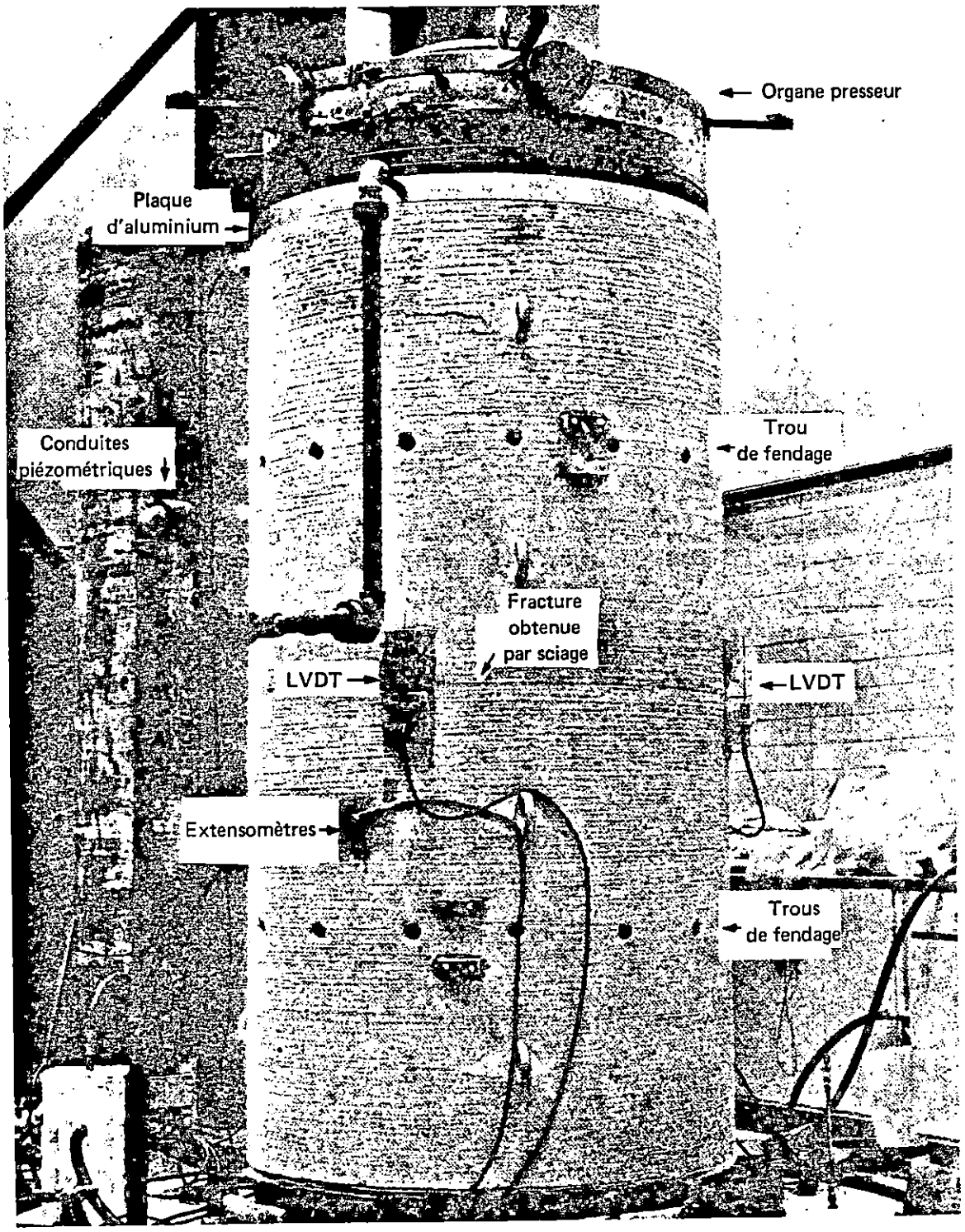

Figure 60 Carotte de grand diamètre, prête aux essais

On a préparé l'échantillon pour le soumettre à des essais dans la cellule triaxiale de grande dimension qui apparaît à la figure 60. Cette préparation consistait à monter des LVDT* sur la fracture sciée et à fixer des extensomètres à la surface de la carotte, de façon à mesurer les contraintes verticales et horizontales. On a placé au sommet de la carotte une plaque d'aluminium de 2 po d'épaisseur comportant deux trous forés de l'extérieur jusqu'au centre. Un trou de 1 po de profondeur et 3 po de diamètre à également été façonné au centre de cette plaque. Cette cavité est placée directement au-dessus de la gaine métallique, et elle s'emboîte avec celle-ci dans le trou central de la carotte, de manière à laisser s'écouler l'eau à l'intérieur et hors de la carotte. Un trou percé dans la plaque sert de voie d'injection, et le second permet aux fils reliant les LVDT au centre de la carotte d'être amenés hors de celle-ci, par des joints étanches. On a ancré les LVDT supplémentaires sur la fracture de tension, après avoir fendu la carotte. On a placé une cale d'espacement de 3 po au sommet du couvercle d'aluminium, et on a emboîté dans la cale l'organe presseur de l'appareil d'essai.

L'organe presseur a une surface courbe, revêtue d'une mince plaque d'écrasement en aluminium. Ceci permet d'obtenir un transfert uniforme de charge entre le piston et l'organe presseur. Tous les câbles de transmission traversent une boîte étanche située dans la chambre de compression, puis la base de la cellule, jusqu'à la section d'instrumentation.

La figure 61 montre un LVDT monté en travers du plan de la fracture obtenue par sciage. Ces LVDT sont conçus pour fonctionner dans l'eau et sous pression. Ils peuvent mesurer des déplacements très faibles, par exemple de 10^{-6} seulement.

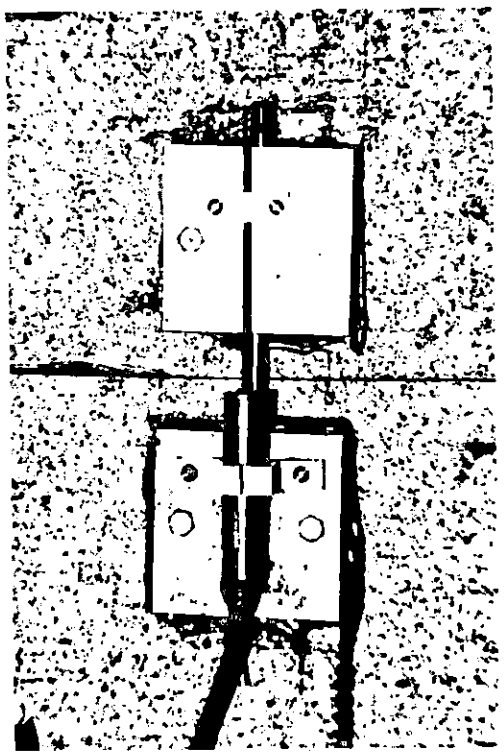

Figure 61 Gros plan de LVDT, placé en travers d'une fracture obtenue par sciage

*LVDT : transducteur différentiel variable linéaire.

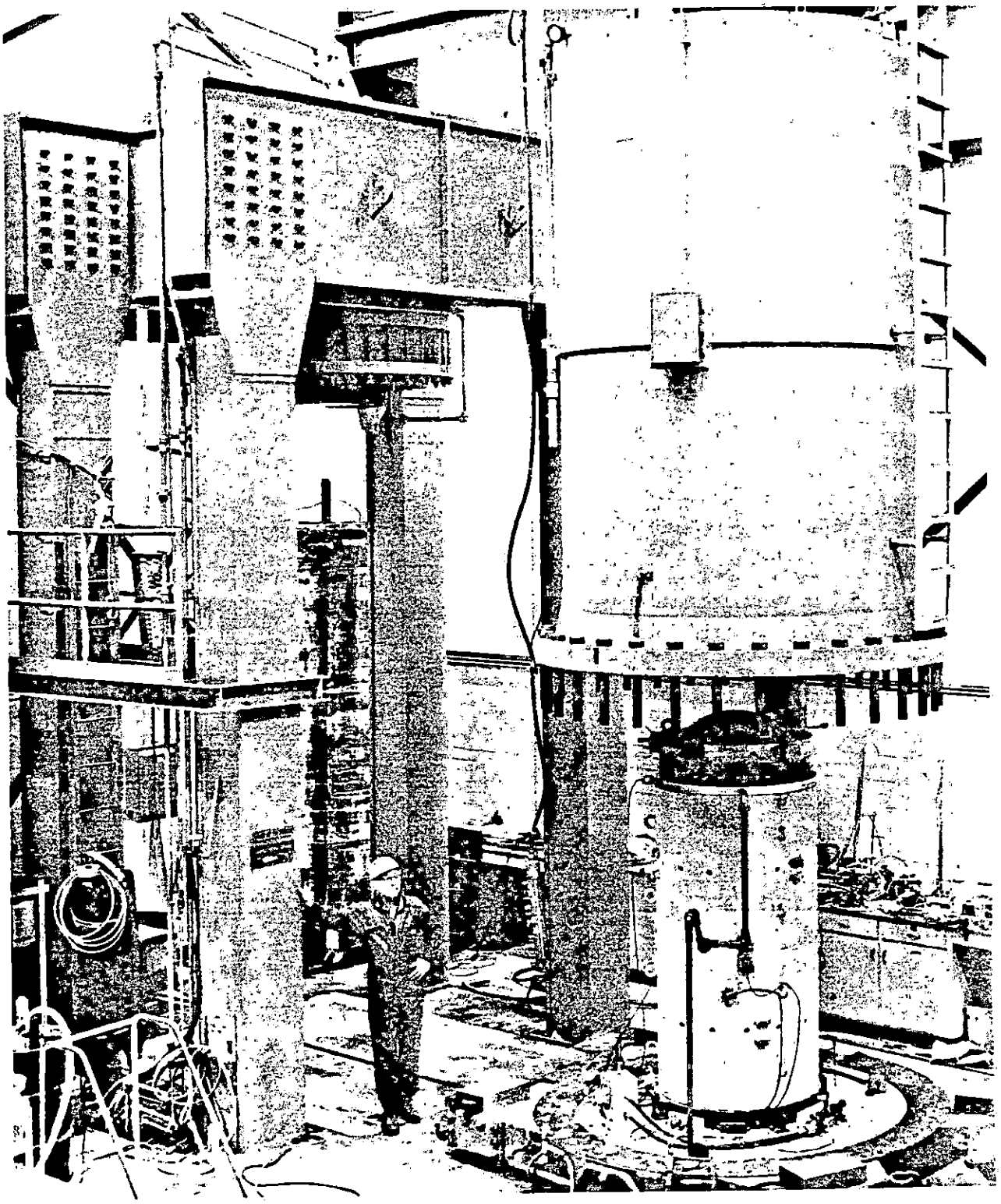

Figure 62 Carotte de grand diamètre, prête à être placée dans la cellule triaxiale

La figure 62 montre l'échantillon en place, juste avant que la chambre de compression ne soit abaissée, et vissée à la base de la cellule. La presse de 4 000 000 de livres est visible dans le fond à gauche.

5.3 RÉSULTATS DES ESSAIS D'INJECTION ET DE RETRAIT DE FLUIDE

On a étudié trois différentes sortes de fractures : *a*) une fracture «uniforme» représentée par la surface sciée, *b*) une ouverture «non uniforme» produite par le sablage d'une zone circulaire de 14 po dans la surface sciée (fig. 63), et *c*) la surface rugueuse d'une fracture de tension produite par le fendage de la carotte. On a produit la fracture de tension en introduisant des coins minces dans les trous de 3/4 po forés sur le périmètre de la carotte (fig. 60). On a d'abord soumis à des essais la fracture obtenue par sciage, puis la surface sciée et sablée. On a fendu la carotte, et on a soumis aux essais la surface sciée et sablée, ainsi que la fracture de tension. Finalement, on a placé un joint de caoutchouc autour du trou central de la surface sablée, ce qui permettait d'éprouver séparément la fracture de tension.

Avec l'appareillage décrit plus haut, il a été possible de mesurer la réaction des fractures soumises à diverses charges axiales et à des variations de pression de fluide, en mesurant les variations d'ouverture au centre, et en trois points situés sur le pourtour. Pour chaque surface de fracture, on a mesuré la variation de débit et d'ouverture des fractures, sous l'effet de différentes charges axiales. De plus, pour une contrainte axiale de 200 lb/po^2 et une pression du fluide à l'extérieur de la carotte de 100 lb/po^2, on a mesuré les variations de débit et d'ouverture pour différentes valeurs de la pression d'injection et de retrait dans le trou central.

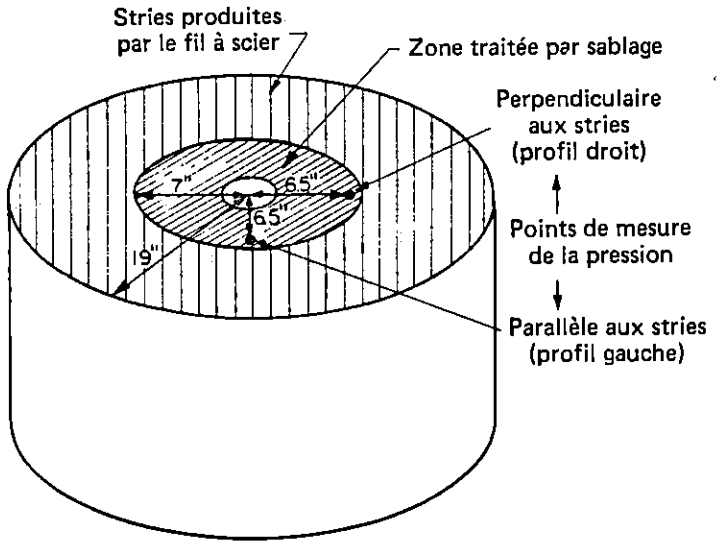

Figure 63 Représentation schématique de la surface de la fracture obtenue par sciage et traitée par sablage (ouverture non uniforme)

Dans la carrière, le découpage des carottes à la scie a produit de fines stries à la surface des fractures. Pour déterminer si ces stries engendrent une anisotropie dans la distribution de l'écoulement ou de la pression, on a foré deux petits trous dans le plan de fracture à une distance de 6.5 po du centre du trou d'injection (fig. 63). Ces trous sont orientés perpendiculairement et parallèlement aux stries. On a mesuré les pressions des fluides en ces deux points. On a foré deux trous similaires dans le plan des fractures de tension, dans le prolongement des deux trous du plan de fracture obtenu par sciage. Il convient de noter que le trou central a un diamètre d'environ 3.2 po.

5.3.1 Surface de fracture obtenue par sciage – «Ouverture uniforme»

La figure 64 est un graphique de la contrainte axiale en fonction du déplacement total parallèlement à l'axe, mesurée à l'aide des quatre LVDT placés en travers de la fracture obtenue par sciage. Ce déplacement ($\delta_R + \Delta 2b$) est la somme de la variation d'ouverture de la fracture ($\Delta 2b$) et de la déformation moyenne de la roche (δ_R) parallèlement à l'axe, calculée sur 4.75 po, qui est la distance moyenne entre des points situés sur les faces opposées du plan de fracture, auxquelles on a ancré les deux éléments des LVDT. On a calculé le déplacement sur 4.75 po dû aux déformations de la roche, en utilisant pour le module de Young une valeur moyenne égale à 5.85×10^6 lb/po^2. On a ensuite soustrait la valeur calculée δ_R du déplacement total mesuré ($\delta_R + \Delta 2b$), pour obtenir $\Delta 2b$, c'est-à-dire la déformation moyenne de la fracture.

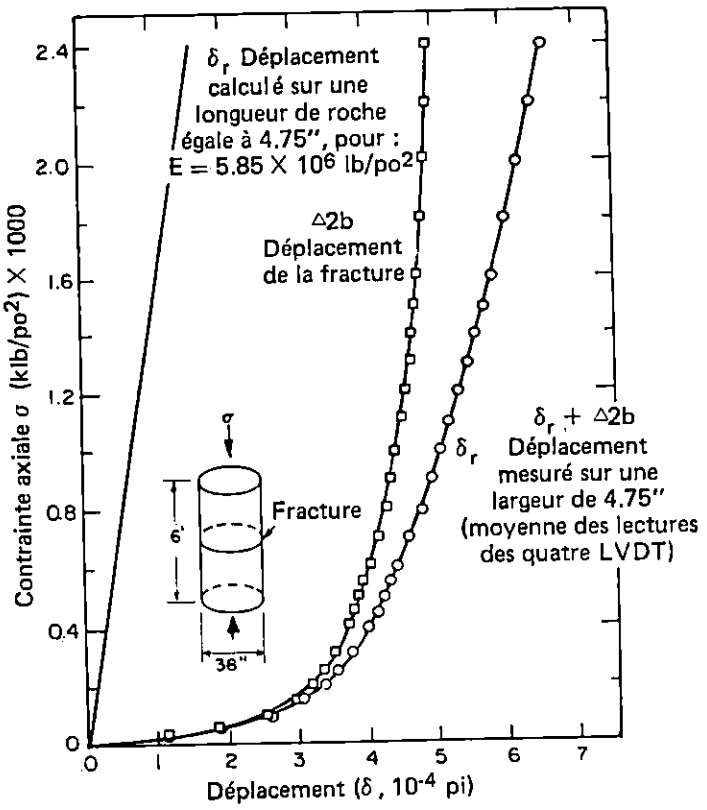

Figure 64 Déformation de la fracture et de la roche (fracture obtenue par sciage)

Les données relatives au déplacement de la fracture, présentées à la figure 64, montrent l'absence de linéarité de la relation entre la force normale à la fracture et le déplacement normal à cette même fracture. La fracture a presque atteint un état de fermeture maximale, pour une contrainte axiale de 600 lb/po^2. Le plus grand pourcentage de fermeture des fractures a eu lieu sous l'effet d'une contrainte axiale inférieure à 200 lb/po^2. En utilisant le déplacement produit par une contrainte axiale de 200 lb/po^2, on peut calculer une valeur de K_N égale à 9.0×10^7 lb/pi^2/pi. En raison du caractère non linéaire de la courbe du déplacement en fonction de la force, on ne peut utiliser aucune valeur individuelle de K_N pour définir cette courbe.

La figure 65 présente les variations du débit et les variations d'ouverture des fractures en fonction de la contrainte effective $\sigma_e = \sigma - P_2$. On n'a pas essayé de tenir compte des variations de la contrainte effective dues à la différence entre P_1 (la pression du fluide dans le trou central) et P_2 (la pression du fluide s'exerçant de toutes parts sur l'échantillon) au cours de l'injection et du retrait du fluide. On a mesuré les variations d'ouverture des fractures dans le trou central, à l'aide d'une série d'essais réalisés sur une période de plusieurs jours. On a mesuré tous les débits, lorsque la différence de pression du fluide ($\Delta P = P_1 - P_2$) était de ± 40 lb/po^2.

Le débit diminue rapidement à mesure que la contrainte effective augmente, et atteint son minimum lorsque la contrainte effective est de 200 lb/po^2. De plus, les différences entre le débit pendant le retrait et celui pendant l'injection de fluide sont maximales lorsque les niveaux de contrainte effective sont au plus bas. Il convient de noter qu'une valeur de ΔP égale à ± 40 lb/po^2 représente un pourcentage supérieur de la contrainte effective initiale aux niveaux de contrainte inférieurs qu'aux niveaux supérieurs. Ainsi, dans les recherches que nous effec-

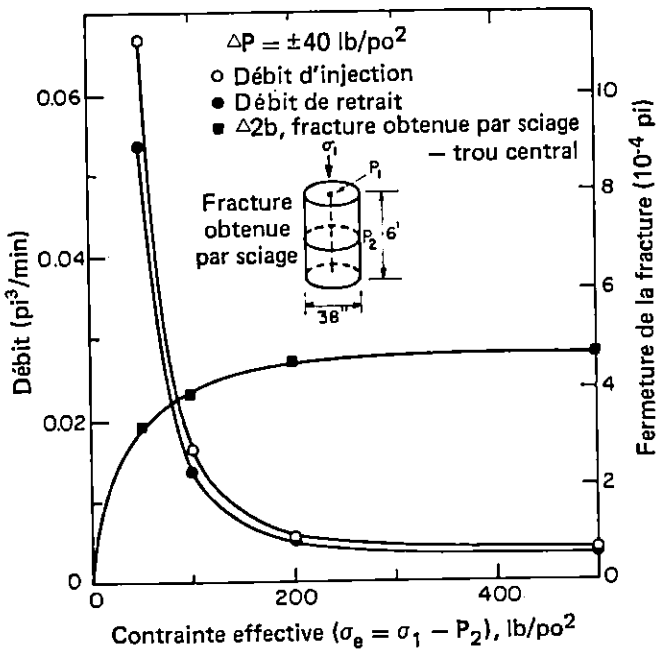

Figure 65 Variations du débit et de l'ouverture d'une fracture, en fonction de la contrainte effective (fracture obtenue par sciage)

tuons sur les échantillons de grande dimension, il serait intéressant d'étudier la relation entre la contrainte effective et le débit, en maintenant la contrainte effective à une valeur constante, en même temps qu'on augmente la contrainte axiale et la pression du fluide autour de l'échantillon.

Les variations de débit et d'ouverture des fractures sont données à la figure 66 pour différentes pressions d'injection et de retrait. Ces résultats s'appliquent à une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2, et une pression extérieure du fluide de 100 lb/po^2. L'attache du LVDT installé dans le trou central était légèrement lâche, ce qui fait que cet appareil n'a pas donné des mesures fiables des petites variations d'ouverture des fractures. Les variations d'ouverture des fractures données à la figure 66 représentent donc les moyennes de celles mesurées à l'aide des trois LVDT montés sur le périmètre de l'échantillon.

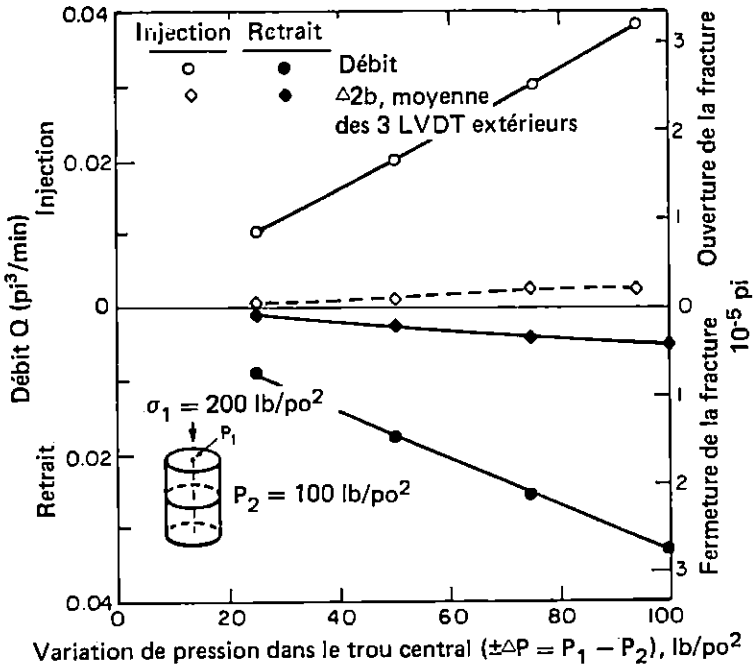

Figure 66 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 (fracture obtenue par sciage)

La figure 67 représente les pressions du fluide (P) mesurées sur deux rayons à 5 po du rebord du trou. Ces pressions du fluide sont présentées sous forme de pourcentage d'augmentation ou de diminution de la pression du fluide dans le trou central; c'est-à-dire, $(P - P_2)/(P_1 - P_2) \times 100$. Cette figure permet de constater que la chute la plus importante de pression du fluide a lieu perpendiculairement aux stries du plan de fracture. Parallèlement aux stries ou aux cannelures, la variation de pression du fluide s'est dissipée à environ 70 p. cent dans le

trou central, sur une distance de 5 po (rayon du trou ≈ 1.6 po). Perpendiculairement aux stries la variation de pression du fluide dans le trou central s'est dissipée à environ 96 p. cent sur la même distance radiale. Ainsi, l'écoulement est fortement anisotropique dans la fracture obtenue par sciage. De plus, en raison des variations rapides de la pression du fluide à mesure qu'on s'éloigne du trou, on a appliqué une force très faible pour déformer les fractures. Pour exercer des forces plus élevées, on a traité par sablage la surface sciée sur une zone circulaire de 14 po de diamètre. On a ainsi produit une ouverture non uniforme, dont l'espacement était maximal à proximité du puits.

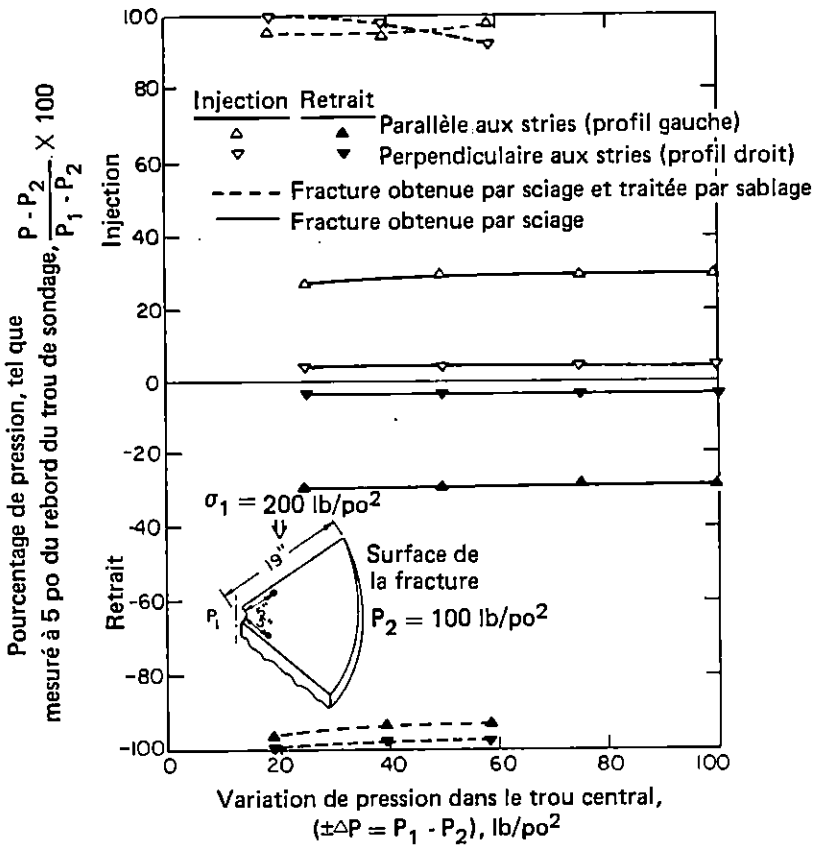

Figure 67 Pourcentage de la pression mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait

5.3.2 Comportement de la surface de la fracture obtenue par sciage et sablée – «Ouverture non uniforme»

La figure 68 présente les résultats de la relation entre la force et le déplacement normal applicables à la figure obtenue par sciage, après qu'une partie du plan de fracture a été traitée par sablage (voir fig. 63). Cette surface, sciée puis sablée, est seulement un peu plus lisse que la surface coupée à la scie. Ceci s'explique peut-être par l'application de charges répétées pendant les essais effectués sur la fracture sciée. Pour une contrainte axiale de 200 lb/po^2, la valeur de K_N est de 8.66×10^7 lb/pi^2/pi.

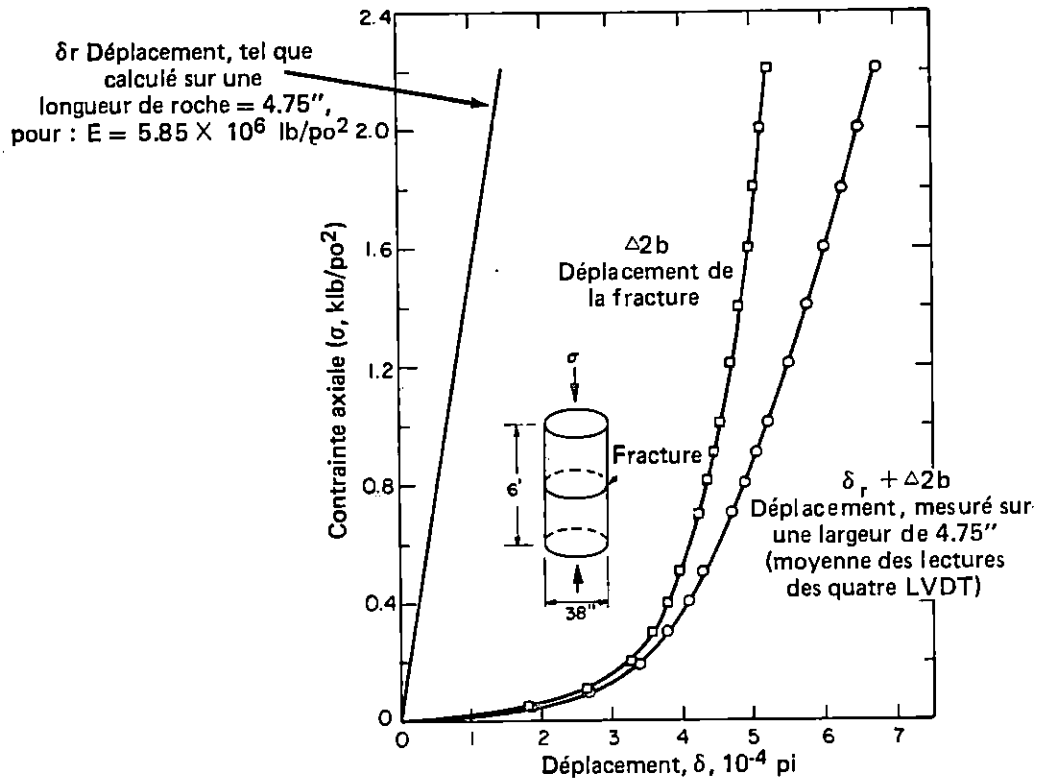

Figure 68 Déformation de la fracture et de la roche (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage)

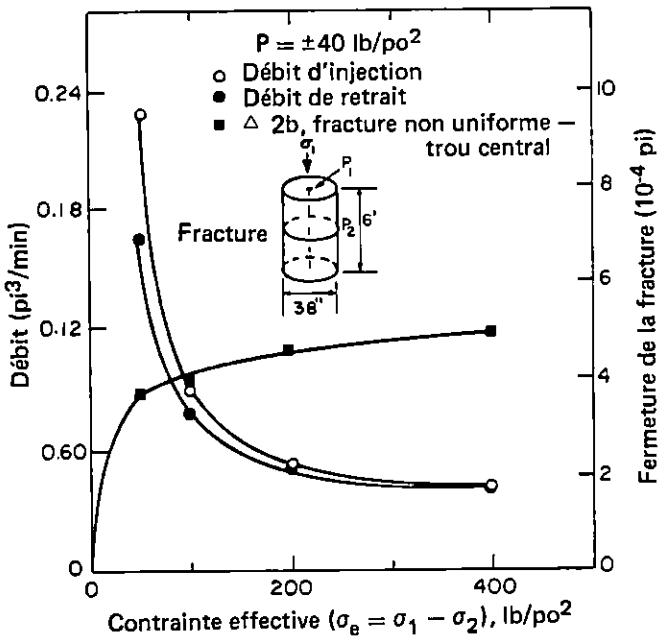

Figure 69 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, en fonction de la contrainte effective (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage)

Les variations de débit et d'ouverture applicables à cette ouverture «non uniforme» sont données à la figure 69, en fonction de la contrainte effective. Tandis que les variations d'ouverture sont approximativement les mêmes que celles mesurées pour la surface sciée, les débits qui caractérisent cette ouverture «non uniforme» sont dix à cent fois plus élevés. Dans ces deux types de fractures, les débits tendent vers une valeur minimale à mesure que les ouvertures se referment. Cela est certainement dû à l'obturation de la fracture par des aspérités du plan de fracture (dans ce cas, les cannelures). Ce phénomène a été observé par Pratt, Swolfs et Black pendant des essais *in situ* réalisés sur des fractures naturelles. Les variations d'ouverture des fractures ont été mesurées dans le trou central, sur une période de plusieurs jours.

La figure 70 donne des débits et les variations correspondantes d'ouverture des fractures pour trois différentes pressions d'injection et de retrait. On a maintenu la contrainte axiale à une valeur constante de 200 lb/po^2 et la pression extérieure du fluide à une valeur de 100 lb/po^2. Les débits d'injection et de retrait présentent des différences considérables pour des gradients équivalents de pression de fluide. Les variations d'ouverture des fractures indiquées représentent les moyennes des lectures de trois LVDT extérieurs. On n'a pas corrigé le dispositif de fixation du LVDT central avant d'avoir soumis à des essais la fracture «non uniforme» et la fracture de tension. Même si les variations d'ouverture sont faibles, elles démontrent que l'ouverture des fractures a lieu pendant l'injection, et leur fermeture pendant le retrait.

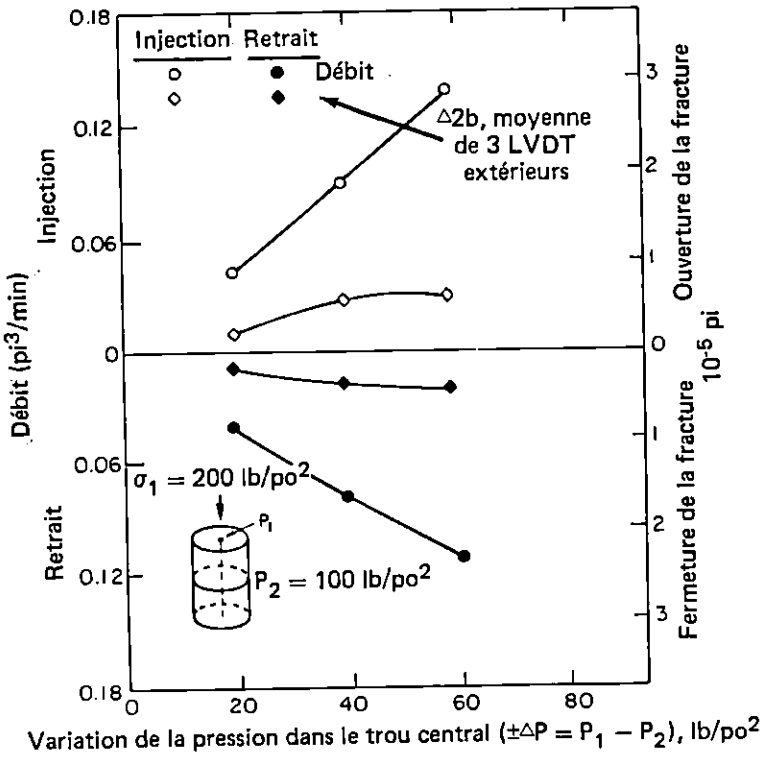

Figure 70 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po^2 (fracture obtenue par sciage et traitée par sablage)

Le pourcentage de la pression d'injection et de retrait, tel que mesuré à 5 po du rebord du trou, pour les diverses variations de la pression du fluide, est donné à la figure 67. Ces pressions du fluide indiquent que le sablage a effectivement produit une ouverture «non uniforme» des fractures, puisque des pressions supérieures à 90 p. cent de la pression d'injection ou de retrait sont mesurées à 5 po du rebord du trou.

5.3.3 Fracture de tension et fracture non uniforme

On a fendu l'échantillon perpendiculairement à son axe, en insérant des coins minces dans les trous de 3 pouces de profondeur forés à 8 ou 10 pouces les uns des autres, sur la circonférence de l'échantillon. La figure 71 montre la rugosité de la surface de la fracture de tension. Les guides métalliques ont permis de raccorder exactement les deux surfaces.

Il est à noter que, pour les deux essais restants, on a remplacé les attaches des LVDT dans le trou central. On a collé des anneaux de dilatation aux parois du trou et les LVDT étaient fixés solidement aux anneaux centraux. Cette disposition nous a pemis d'effectuer des mesures uniformes et cohérentes du déplacement normal à la surface des fractures.

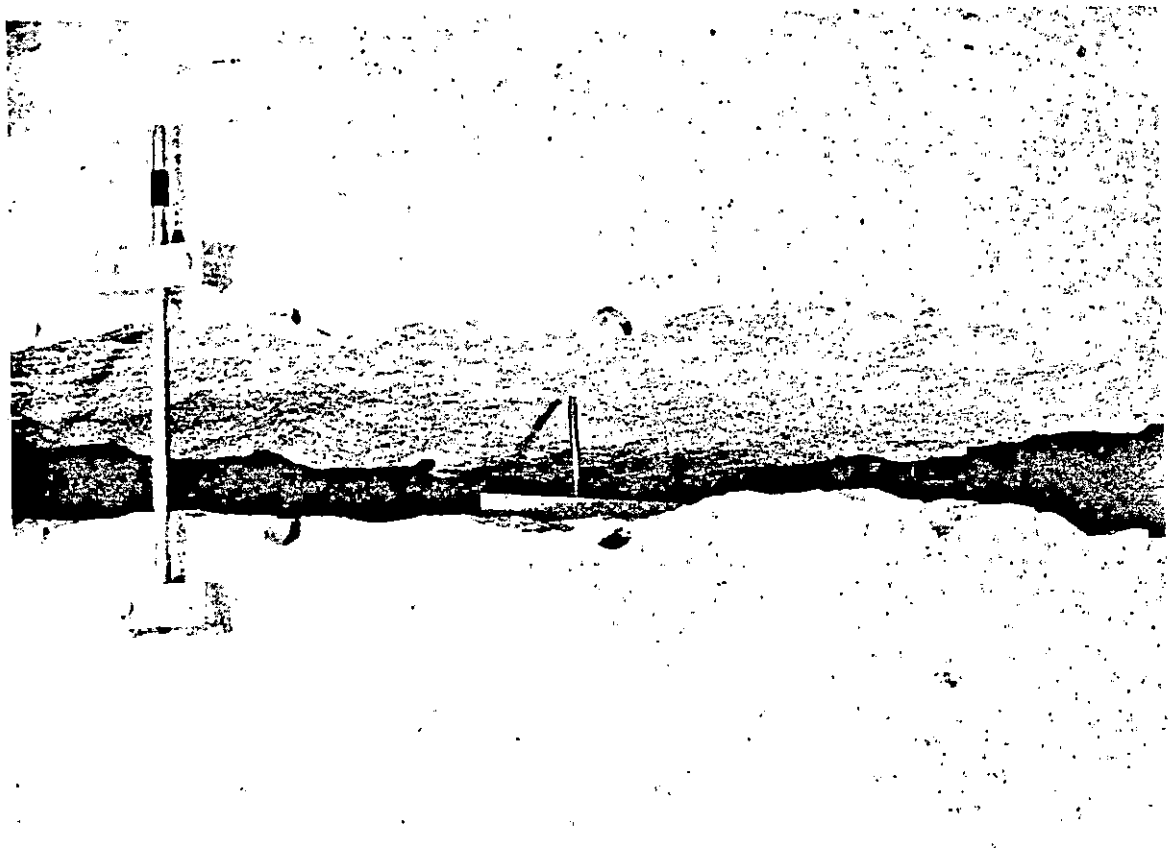

Figure 71 Photographie d'une fracture de tension. Une règle de 6 po de long est placée sur la surface de la fracture

Les données relatives au déplacement des fractures, présentées à la figure 72, révèlent la forte déformabilité de la fracture de tension. On a effectué les mesures pendant le premier cycle de charge, et les déplacements mesurés pour une contrainte axiale de 200 lb/po^2 donnent une valeur de K_N égale à 3.7×10^7 lb/pi^2/pi.

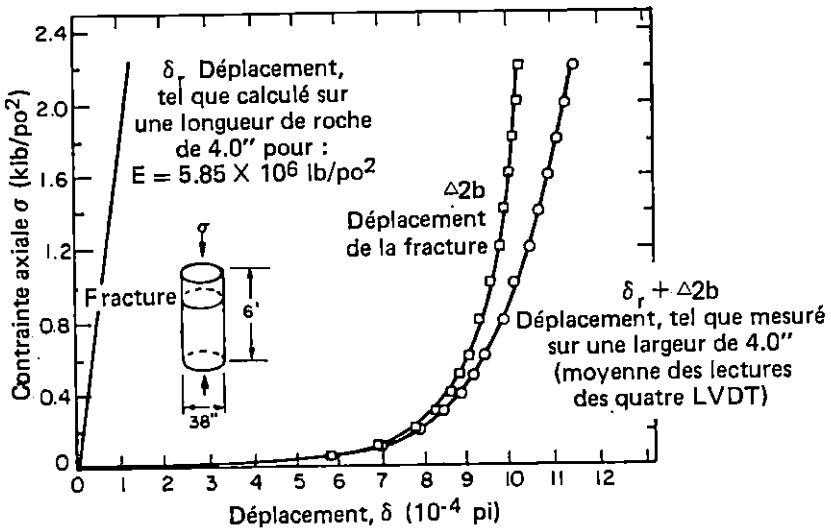

Figure 72 Déformation de la fracture, et de la roche dans la fracture de tension

La figure 73 donne les débits totaux traversant la fracture de tension et la fracture «non uniforme», ainsi que la variation de chaque ouverture pour divers niveaux de contrainte effective. On a effectué ces mesures après plusieurs cycles de charge, et la déformation irréversible produite par des charges répétées peut expliquer que les différences de fermeture des fractures soient bien inférieures à celles indiquées par les courbes du déplacement en fonction de la force (fig. 68 et 72). La figure 74 présente les débits et les variations d'ouverture des fractures pour quatre différentes pressions d'injection et de retrait. On a maintenu la contrainte axiale à une valeur constante de 200 lb/po^2, et on a fixé la pression extérieure à 100 lb/po^2. On a mesuré les variations d'ouverture dans le trou central. Ces variations d'ouverture indiquent que la fracture non uniforme s'est ouverte au cours de l'injection et fermée au cours du retrait, tandis que la fracture de tension s'est faiblement fermée pendant l'injection et aussi pendant le retrait. Afin de pouvoir établir une comparaison qualitative entre l'importance de la variation d'ouverture mesurée pendant cet essai et les variations mesurées pendant les deux essais précécents, on a représenté graphiquement le déplacement moyen de la fracture non uniforme, tel que mesuré par les trois LVDT extérieurs.

Le mode de déplacement des fractures, tel qu'observé pendant cet essai, concorde avec les variations de pression du fluide observées à 5 po du rebord du trou de forage, pour les deux fractures (fig. 75). Par exemple, on a constaté une légère augmentation du pourcentage de pression du fluide, mesuré à 5 po du puits dans l'ouverture non uniforme, alors qu'on augmentait la pression d'injection de 20 à 40 lb/po^2. Dans la fracture de tension il s'est produit une légère diminution du pourcentage de pression du fluide mesuré. Une augmentation du pourcentage de la pression du fluide concorde avec une ouverture de la fracture, tandis qu'une

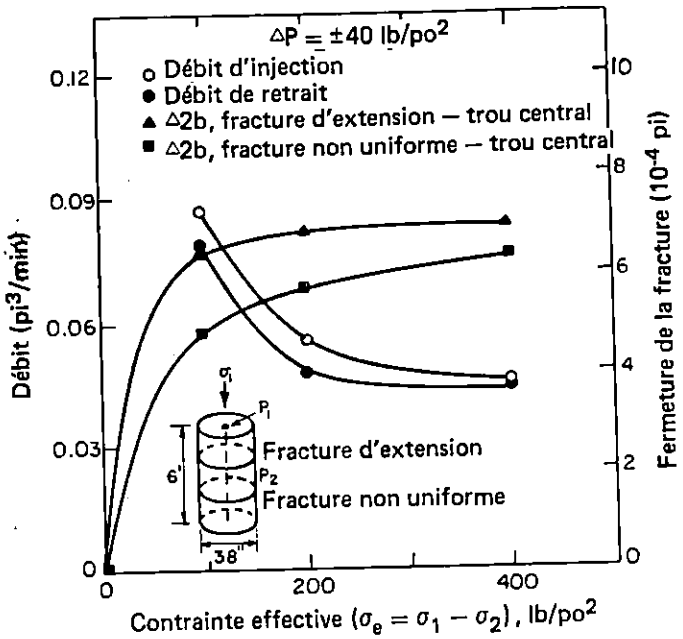

Figure 73 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, en fonction de la contrainte effective dans les fractures de tension et dans les fractures obtenues par sciage et traitées par sablage

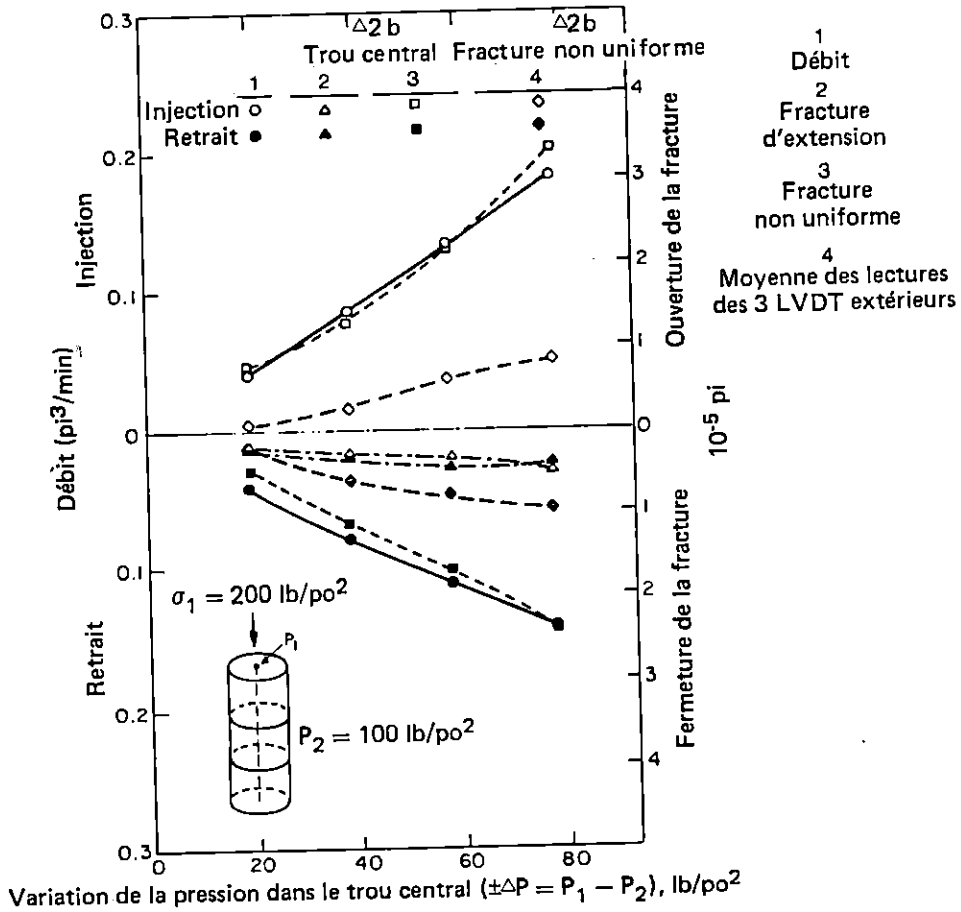

Figure 74 Variations du débit et de l'ouverture des fractures, pour diverses pressions d'injection et de retrait, sous l'effet d'une contrainte axiale constante de 200 lb/po² dans une fracture de tension et dans une fracture obtenue par sciage et traitée par sablage

diminution concorde avec une fermeture de la fracture (voir chapitre 3). La soudaine diminution du pourcentage de la pression du fluide, mesuré dans le plan de fracture, lorsqu'on a porté la pression d'injection à 60 lb/po^2, indique le début de l'écoulement turbulent. La partie du plan de fracture traitée par sablage à proximité du trou de forage a une surface très inégale, et les nombres de Reynolds calculés dépassent 100 dans cette zone. La valeur de la pression du fluide dans le plan de la fracture de tension indique un ralentissement du taux de fermeture de la fracture, lorsque la pression d'injection dépasse 60 lb/pi^2. Ceci concorde avec une réduction du pourcentage de la pression du fluide, tel que mesuré dans le plan de fractures «non uniformes», dans le cas de ces plus fortes pressions d'injection.

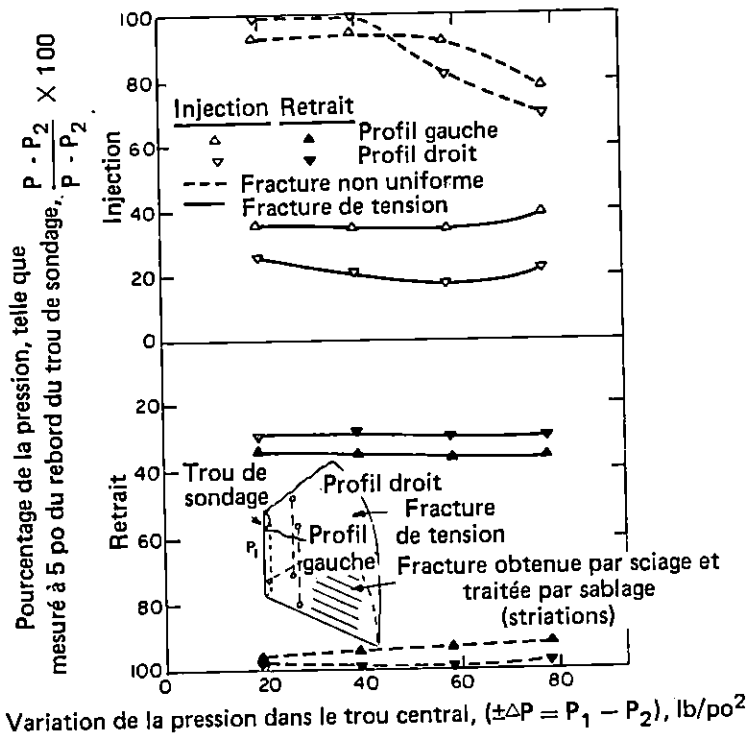

Figure 75 Pourcentage de pression mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait

5.3.4 Fracture de tension

Pour observer séparément le comportement de la fracture de tension, on a placé un joint de caoutchouc de 2 po de large et de 3/16 po d'épaisseur sur le pourtour du trou central, dans le plan de la fracture obtenue par sciage et traitée par sablage. En raison de la rigidité du joint de caoutchouc et de son épaisseur, toutes les contraintes effectives ont été transmises par le joint de caoutchouc de part et d'autre de la fracture obtenue par sciage. Ceci a produit un réseau de contraintes très dense et très complexe autour du trou central. Ainsi, les résultats présentés pour la fracture de tension sont principalement influencés par ce réseau de contraintes et ne servent qu'à donner un ordre de grandeur du débit dans la fracture de tension.

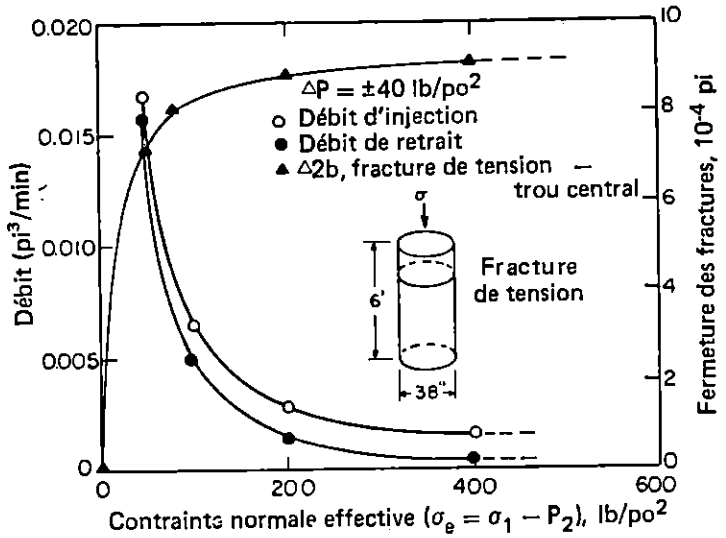

Figure 76 Variations du débit et de l'ouverture des fractures de tension en fonction de la contrainte effective

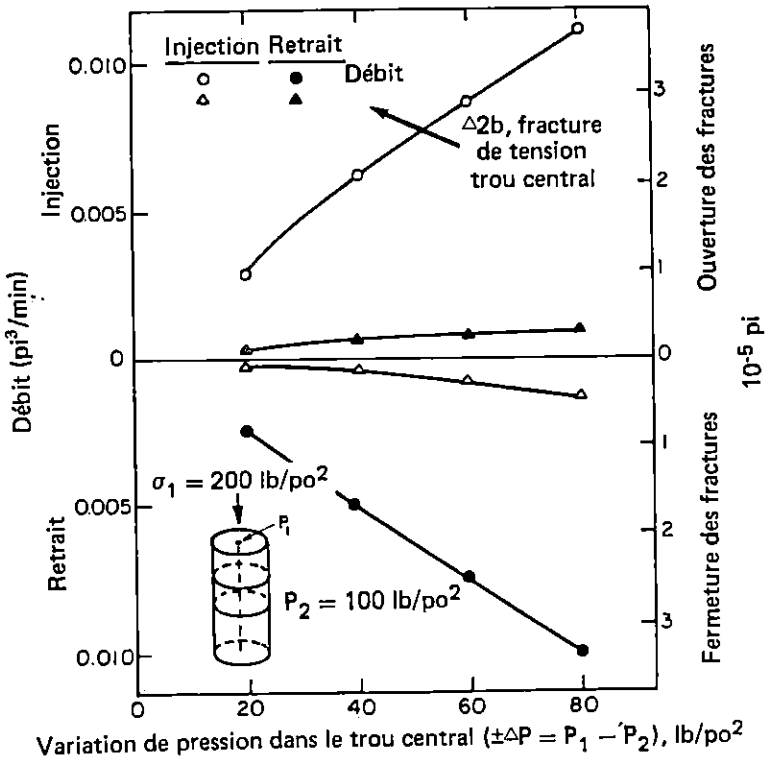

Figure 77 Variations du débit et de l'ouverture fracture de tension pour diverses pressions d'injection et de retrait, et une contrainte axiale constante de tension de 200 lb/po²

La figure 76 indique le débit et la fermeture des fractures en fonction de la contrainte effective. On donne à la figure 77, pour une contrainte axiale de 200 lb/po^2, et une pression extérieure du fluide égale à 100 lb/po^2, les débits et les variations d'ouverture engendrés par différentes pressions d'injection et de retrait. La figure 78 donne le pourcentage de la pression du fluide dans le plan de la fracture de tension, pour les mêmes pressions d'injection et de retrait.

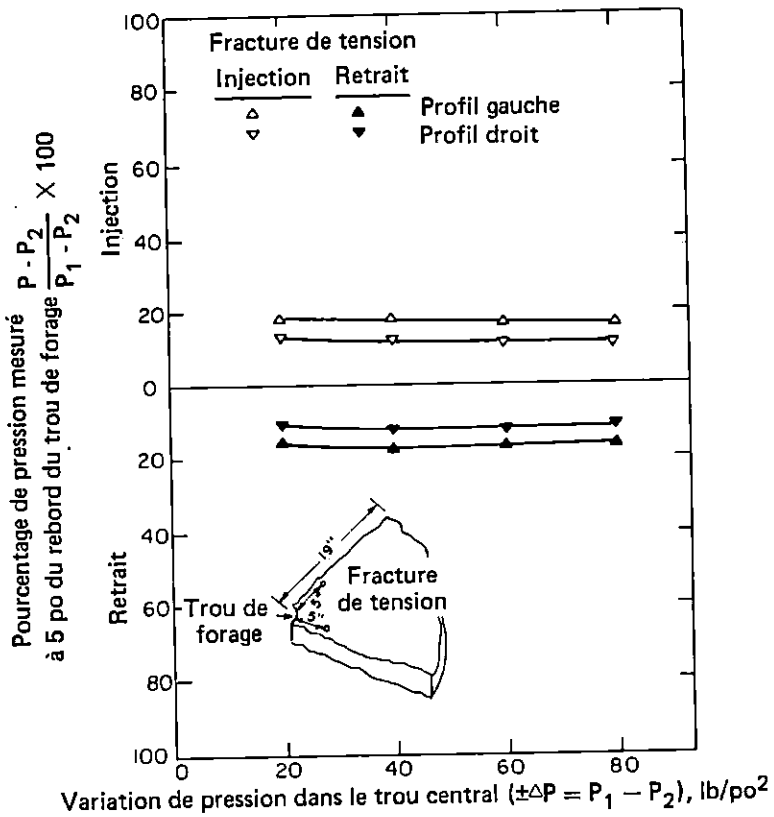

Figure 78 Pourcentage de pression mesuré à 5 po du rebord du trou central, pour diverses pressions d'injection et de retrait

La figure 77 indique que la fermeture de la fracture de tension au cours de l'injection de fluide est due aux contraintes engendrées par le joint de caoutchouc. La figure 78 montre que le pourcentage de la pression d'injection, mesuré dans le plan de fracture, diminue légèrement. Cette variation des pressions du fluide concorde avec la fermeture mesurée de la fracture. Les pressions du fluide, pendant le retrait, ne se comportent pas aussi logiquement.

5.4 RÉSUMÉ

Les résultats de cette série d'essais effectués en laboratoire démontrent que des variations mesurables d'ouverture des fractures se produisent, par suite des variations de la pression des fluides à l'intérieur du plan de fracture. De plus, les variations de la pression des fluides à l'intérieur du plan d'une fracture peuvent influencer les pressions des fluides dans une fracture

adjacente, en faisant varier l'ouverture de la fracture. C'est la distribution relative des pressions des fluides dans chaque plan de fracture qui détermine l'ouverture ou la fermeture d'une fracture particulière, aux dépens des fractures proches. Si les fractures ont des ouvertures uniformes, la déformation est très faible. À mesure que les ouvertures deviennent moins uniformes, les pressions des fluides se propagent sur une plus grande distance, et par conséquent les forces les plus grandes engendrent les déformations les plus grandes.

Les débits mesurés accusent des variations considérables entre l'injection et le retrait, dans un système de fractures donné. Les débits accusent une diminution rapide, à mesure qu'augmente la contrainte effective. De plus, la différence entre les débits d'injection et de retrait diminue à mesure qu'augmente la contrainte effective.

La distribution de la pression des fluides dans le plan de fracture, lorsqu'on l'exprime sous forme de pourcentage de la pression d'injection ou de retrait, est très fortement influencée par les variations d'ouverture et la mesure dans laquelle l'écoulement s'écarte de l'écoulement laminaire. Ainsi, en observant les pressions des fluides dans des fractures isolées, sur la périphérie d'un puits de pompage, on devrait pouvoir déterminer quelles fractures se ferment ou s'ouvrent.

Les variations d'ouverture mesurées en laboratoire sont presque dix fois inférieures à celles mesurées sur le terrain. En partie, la raison en est que les fractures artificielles sont plus rigides. De plus, les essais menés au laboratoire ont été réalisés avec des contraintes effectives initiales plus élevées que celles rencontrées sur le terrain. En outre, les pressions des fluides s'excerçaient sur une beaucoup plus grande portion de la surface de fracture sur le terrain qu'au laboratoire.

On n'as pas observé de relations non linéaires précises entre les débits ou les variations d'ouverture, et les pressions des fluides pendant les essais effectués au laboratoire. Ceci concorde avec les observations réalisées *in situ* et indique que les fractures se déforment sous l'effet de faibles variations de la pression des fluides, et qu'il n'est pas nécessaire que la pression des fluides soit proche de la contrainte de surcharge pour que les fractures s'ouvrent.

Chapitre 6

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

L'étude mathématique à laquelle nous nous sommes livré ici indique que la méthode de Galerkin nous permet efficacement d'arriver à la formulation d'éléments finis, à partir des équations directrices, sans qu'il soit nécessaire d'obtenir et de prouver l'existence d'un principe variationnel approprié. Le modèle numérique présenté au chapitre 2 nous fournit un excellent outil pour analyser l'interaction des contraintes s'exerçant sur les roches, et des pressions des fluides dans des masses rocheuses fracturées déformables.

L'étude de systèmes idéalisés de fractures indique que dans des systèmes déformables, les débits et les distributions de pression subissent des variations considérables, sous l'effet de l'injection et du retrait de fluide. Ces écarts dépendent fortement de la déformabilité des fractures et de l'importance des variations de pression des fluides, par rapport à l'intensité de la contrainte effective initiale. Une fracture qui s'ouvre au cours de l'injection permet à la pression des fluides de s'exercer sur de plus grandes distances, tandis qu'une fracture qui se ferme au cours du retrait a tendance à faire diminuer la superficie sur laquelle les pressions initiales des fluides sont modifiées. La comparaison des ouvertures uniformes équivalentes des fractures avec les ouvertures non uniformes correspondantes indique que dans les systèmes déformables, il existe des différences considérables de débit et de distribution des pressions. Cet écart de distribution des pressions provoque des déformations plus importantes des fractures dans le système de fractures non uniformes. Ainsi, à l'échelle locale, on ne peut remplacer des fractures présentant des ouvertures non uniformes par des fractures comportant des ouvertures uniformes équivalentes. Ces observations ont une très grande importance lorsqu'il s'agit de déterminer la manière dont la stabilité des pentes rocheuses fracturées est modifiée par les pressions des fluides, ou bien l'efficacité avec laquelle un réseau de drainage particulier pourrait stabiliser une pente rocheuse donnée.

Les résultats du modèle numérique indiquent clairement que les variations de la contrainte effective provoquées par le rabattement dans un puits peuvent fortement réduire la perméabilité du système de fractures.

Les résultats des essais d'injection *in situ* montrent que les variations d'ouverture des fractures se manifestent par des modifications du profil de pression des fluides, tel que mesuré dans les puits d'observation proches. De plus, la mesure de la pression des fluides en plusieurs points situés à une certaine distance du puits d'injection nous permet de calculer la variation d'ouverture des fractures. Le détail obtenu dépend du nombre de puits d'observation.

Dans la plupart des puits à faible débit, comme ceux que l'on rencontre habituellement dans les aquifères formés dans des roches fracturées, il est extrêmement important de maintenir le débit du puits à une valeur constante pendant l'essai de pompage. Un réservoir de contrôle du débit sous charge constante (Gale et Welhan, 1975*c*) s'est avéré très efficace, pour contrôler le débit du puits pendant cette étude. Pour analyser les données relatives au rabattement, il est important de connaître au préalable le profil de perméabilité du puits. La modification du

dispositif à packer gonflable, tel que décrit en annexe, fournit un outil simple et peu coûteux de mesure du profil de perméabilité relative des puits creusés dans les aquifères traversant de la roche fracturée. Après avoir recueilli des données par les deux procédés décrits ci-dessus, on doit pouvoir déterminer l'effet de la déformation des fractures et de la variation concomitante de la perméabilité de celles-ci sur le rabattement pendant les essais de pompage. La collecte de ces données est une étape nécessaire au cours du perfectionnement des méthodes d'analyse des données provenant des essais de pompage dans des formations aquifères fracturées.

L'extensomètre mis au point au cours de l'étude faite sur le terrain nous fournit un moyen de mesurer les variations *in situ* de l'ouverture des fractures. À l'aide de cet instrument, on a mesuré une fermeture des fractures de l'ordre de 5×10^{-5} pi, pour une réduction de la pression du fluide approximativement égale à 7.5 lb/po^2. On a mesuré des ouvertures de fractures approximativement égales à 3×10^{-4} pi, pour des augmentations de pressions égales à environ 20 lb/po^2. Toutes les mesures sur place de la déformation des fractures ont été réalisées sur des fractures situées à 30 pi ou moins de la surface du sol. Ces mesures indiquent que la déformation des fractures est le résultat de variations des pressions du fluide, et représente un pourcentage important des ouvertures initiales des fractures, telles que calculées à partir des résultats des essais d'injection. De plus, lorsqu'un certain nombre de fractures intersectent un puits, les mesures faites sur le terrain démontrent que la distribution relative de la pression des fluides dans le plan de fracture a pour résultat l'ouverture préférentielle de quelques-unes des fractures. La distribution de la pression des fluides est directement liée à la variation d'ouverture des fractures, à une certaine distance du puits d'injection. De plus, les résultats obtenus sur le terrain démontrent que les fractures s'ouvrent ou se ferment sous l'effet de très petites variations de la pression des fluides, et par conséquent, qu'il n'est pas nécessaire que la pression des fluides se rapproche de la contrainte de surcharge pour que la déformation des fractures ait lieu.

On a obtenu une excellente concordance entre les mesures *in situ* de la déformation des fractures, et la déformation calculée à l'aide d'un modèle numérique du système de fractures du site expérimental de Sambro. Les valeurs de rigidité normale des fractures ont été calculées à partir des mesures *in situ* des variations d'ouverture des fractures et des variations corrélatives des pressions du fluide. En procédant ainsi, on obtient une méthode permettant de faire des mesures *in situ* de la rigidité normale qui devraient donner des valeurs plus représentatives que celles déterminées au laboratoire à partir d'éprouvettes de petites dimensions. De plus, la comparaison des résultats *in situ* avec ceux du modèle numérique démontre les insuffisances de l'approximation linéaire avec les valeurs K_N, sur laquelle est basée la méthode de perturbation de la rigidité, servant à modéliser les caractéristiques force-déplacement des fractures. La méthode linéaire ne permet pas de modéliser avec précision le caractère non linéaire de la déformation des fractures, en particulier lorsque la variation de la contrainte effective représente un pourcentage important de la contrainte effective initiale. Une relation d'état qui suit la courbe réelle force-déplacement doit donner de meilleurs résultats, si l'on compare les données obtenues sur place ou en laboratoire aux résultats du modèle numérique. Les résultats numériques présentés au chapitre 4 démontrent qu'il est important de déterminer le profil de perméabilité d'un puits. Ces exemples, plus ou moins idéalisés, démontrent clairement l'influence prépondérante des fractures les plus prononcées.

Les résultats obtenus par des essais en laboratoire, réalisés sur l'échantillon de roche de grand diamètre, concordent avec le mode de déformation des fractures observé sur le terrain,

ainsi qu'avec celui prédit par le modèle numérique. Les résultats obtenus en laboratoire, et présentés au chapitre 5, indiquent des variations d'ouverture de l'ordre de 10^{-5} pi. Il convient de noter que les contraintes effectives initiales notées pendant ces essais étaient environ cinq fois plus élevées que celles notées pendant les essais *in situ*, et que les fractures étaient plus rigides. Les résultats obtenus en laboratoire démontrent clairement la diminution du débit à mesure que la contrainte effective augmente, et l'augmentation de la différence entre les débits d'injection et de retrait, à mesure que les pressions des fluides augmentent.

Les résultats obtenus en laboratoire démontrent aussi l'importance de l'uniformité des ouvertures, pour la déformation des fractures. Les essais réalisés en laboratoire montrent que les profils de pression des fluides à l'intérieur du plan de fracture sont très sensibles aux variations d'ouverture des fractures. Ainsi, en mesurant les pressions des fluides en plusieurs points d'un plan de fracture, et en comparant les profils de pression des fluides, on doit pouvoir déterminer si les fractures s'ouvrent ou se ferment pendant des essais d'injection et de retrait effectués sur place.

La présente étude n'a porté que sur des phénomènes permanents. Il est évident qu'une étude des effets transitoires dans les systèmes de fractures déformables, en particulier dans les roches poreuses fracturées, nous permettrait de bien mieux comprendre le comportement des puits dans les formations aquifères fracturées. On espère que l'appareillage utilisé *in situ*, les données collectées *in situ*, les résultats obtenus en laboratoire et les résultats du modèle numérique, tels que présentés dans cette thèse donneront les informations et perspectives supplémentaires, nous permettant d'élargir la portée de ces travaux.

ANNEXE

Modification proposée de l'ensemble à packer gonflable permettant de déterminer le profil de perméabilité d'un puits.

Parizek et Siddiqui (1970) ont démontré qu'il était important de déterminer en quel point les principales fractures contenant de l'eau disponible intersectent le puits dans les formations aquifères fracturées. Cette connaissance du profil de perméabilité d'un puits est essentielle, si l'on veut interpréter en détail la vitesse d'abaissement du niveau d'eau (rabattement) dans un puits de pompage, surtout dans le cas de puits ne pouvant être soumis qu'à un débit de pompage faible, et dont l'eau provient d'un petit nombre de fractures (par exemple, dans des roches cristallines et métamorphiques). En général, pour déterminer la distribution des fractures dans un puits, on fait appel soit à la diagraphie par caméra de télévision, soit à des relevés avec un calibre à coulisse et une règle de profondeur, combinés à un programme d'essais d'injection. Ce genre de programme est à la fois coûteux et long.

L'ensemble à packer gonflable décrit par Gale et Welhan (1975*b*) peut être modifié de manière à fournir une mesure rapide et peu coûteuse du profil de perméabilité. Cette modification est indiquée à la figure A-1. On utilise les packers supérieur et inférieur d'un ensemble à double packer, et l'on remplace la conduite d'injection située entre les packers par un packer de 10 à 15 pi, facilement gonflable, d'environ 1 1/2 po de diamètre. On met à l'épreuve chaque longueur du puits, en gonflant tout d'abord les packers supérieur et inférieur, et en les installant. La pression qui règne dans la cavité d'injection ainsi formée peut être mesurée par un capteur de pression (transducteur), ou par un tensiomètre relié à un tube de plastique de petit diamètre, qui s'ouvre dans la cavité d'injection. On gonfle alors le packer central de petite dimension à une vitesse telle, que l'on puisse maintenir une pression d'eau constante dans la cavité d'injection. Pour un puits de 6 po, comportant un packer central de 1 1/2 po, et un intervalle de 10 pi entre les packers, on dispose d'environ 10 gallons impériaux pour l'essai d'injection. Pour cet essai on utilise l'eau du puits, et par conséquent, le seul dispositif nécessaire est l'ensemble à packer double, un réservoir d'air comprimé, et un appareil de mesure de la pression d'eau.

Un simple programme en laboratoire permettrait à l'utilisateur de se familiariser avec la méthode de contrôle de la pression d'eau, par la pression d'air dans le packer. Pour empêcher que la dilatation différentielle du packer central n'obture partiellement le trou de forage, il faut fixer une tige de petit diamètre à l'extérieur du packer central, permettant une liaison hydraulique avec la cavité d'injection sur toute sa longueur, lorsque le packer central est complètement gonflé. Il convient aussi de noter que, lorsque l'air comprimé du packer est libéré, on peut effectuer un bref essai de pompage, lorsque l'eau réintègre la cavité d'injection.

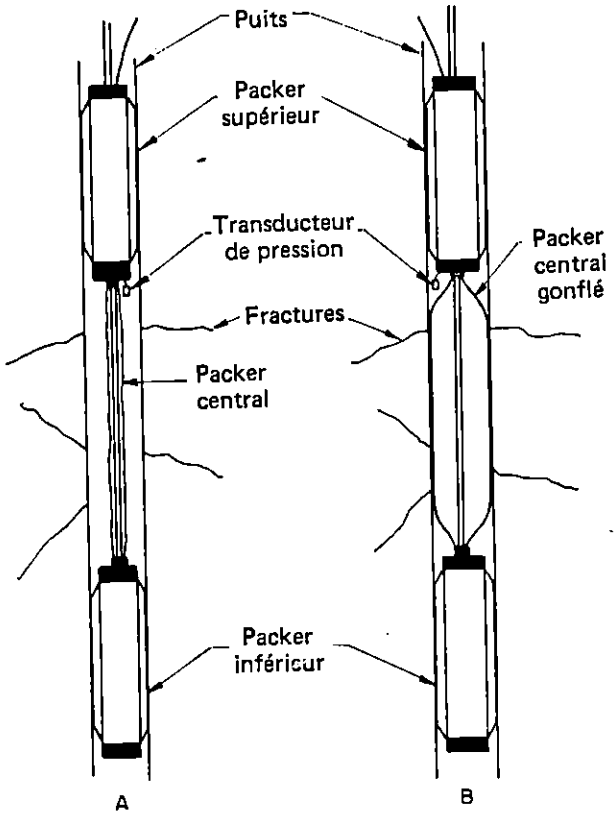

Figure A-1 · Ensemble à double packer, modifié, pour des mesures du profil de perméabilité; A) packer en place; B) packer central gonflé

BIBLIOGRAPHIE

Barenblatt, G., U.P. Zheltov et G.H. Kochina, 1960, *Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fractured Rocks,* dans Prikladnaya Matem, i Mekh., vol. 24, pp. 852-864, (en russe).

Bear, J., 1972, Dynamics of Fluids in Porous Media, American Elsevier Publishing Co., New York.

Becker, E., C.K. Chan et H.B. Seed, 1972, *Strength and Deformation Characteristics of Rockfill Materials in Plane Strain and Triaxial Compression Tests,* Geotechnical Engineering Report No. 72-3, University of California, Berkeley.

Benko, K.F., 1966, *Instrumentation in Rock Grouting for Portage Mountain Dam,* dans Water Power, vol. 18, n° 10, pp. 407-414.

Bernaix, J., 1967, *Étude géotechnique de la roche de Malpasset,* Paris, Dunod, p. 215.

Bianchi, L. et D.T. Snow, 1968, *Permeability of Crystalline Rock Interpreted from Measured Orientations and Apertures of Fractures,* dans Annals of Arid Zone, vol. 8, n° 2, pp. 231-245.

Biot, M.A., 1940, *General Theory of Three-Dimensional Consolidation,* dans J. Appl. Physics, vol. 12, pp. 155-164.

Daniel, E.J., 1954, *Fractured Reservoirs of the Middle East,* dans Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., vol. 38, n° 5, pp. 774-815.

Davis, S.N. et G.W. Moore, 1965, *Semidiurnal Movement Along a Bedrock Joint in Wool Hollow Cave, California,* dans Nat. Speleological Soc. Bull., vol. 27, n° 4, pp. 133-142.

Davis, S.N., F.L. Peterson, et A.D. Halderman, 1969, *Measurement of Small Surface Displacements Induced by Fluid Flow,* dans Water Resources Res., vol. 5, n° 1, pp. 129-138.

Desai, C.S. et J.F. Abel, 1972, Introduction to the Finite Element Method, Van Nostrand Reinhold Company, New York.

Douglas, J. et T. Dupont, 1970, *Galerkin Methods for Parabolic Equations,* dans SIAM journal Numer. Anal., vol. 7, n° 4, pp. 575-626.

Duguid, J.O., 1973, *Flow in Fractured Porous Media,* thèse de doctorat, University of Princeton.

Evans, D.M., 1966, *The Denver Area Earthquakes and the Rocky Mountain Arsenal Well,* dans The Mountain Geologists, vol. 3, n° 1.

Faribault, E.R., 1907, *Geology of Halifax County*, Prospect Sheet No. 69, Geological Survey of Canada.

Finlayson, B.A., 1972, The Method of Weighted Residuals and Variational Principles, Academic Press, New York.

Gale, J.E. et J.A. Welhan, 1975a, *Development and Use of an Instrument for Measuring in situ Changes of Fracture Aperture*, dans Research Program, Hydrology Research Division Summaries of Progress and Short Research Reports, rapport série n° 42, Direction des eaux intérieures, pp. 17-21.

Gale, J.E. et J.A. Welhan, 1975b, *Construction of a Simple Inflatable Packer for Use in Shallow Wells*, ibid, pp. 22-25.

Gale, J.E. et J.A. Welhan, 1975c, *Controlling Well Discharge with a Constant Head Tank*, ibid, pp. 26-29.

Ghaboussi, J., E.L. Wilson et J. Isenberg, 1973, *Finite Element for Rock Joints and Interfaces*, dans Journal of Soil Mechanics and Foundation Division, ASCE, vol. 99, n° SM10, pp. 833-848.

Goodman, R.E., R.L. Taylor et T. Brekke, 1968, *A Model for the Mechanics of Jointed Rock*, dans Journal of Soil Mechanics and Foundation Division, ASCE, vol. 94, n° SM3, pp. 637-659.

Goodman, R.E. et J. Dubois, 1972, *Duplication of Dilatancy of Jointed Rocks*, dans Journal of Soil Mechanics and Foundation Division, ASCE, vol. 98, n° SM4, pp. 399-422.

Goodman, R.E., 1970, *The Deformability of Joints*, dans Determination of the *in situ* Modulus of Deformation of Rock, ASTM STP 477, American Society for Testing and Materials, pp. 174-196.

Goodman, R.E., 1974, *The Mechanical Properties of Joints*, dans Proc. 3rd Congress of the Int. Soc. of Rock Mechanics, vol. 1, pp. 127-140.

Gringarten, A.C. et P.A. Witherspoon, 1972, *A Method of Analyzing Pump Test Data from Fractured Aquifers*, dans Proc. Symp. of Int. Soc. of Int. Soc. of Rock Mechanics, Percolation Through Fissured Rock, Stuttgart, p. T2-C.

Hantush, M.S., 1966, *Wells in Homogeneous Anisotropic Aquifers*, dans Water Resources Res., vol. 2, n° 2, pp. 273-279.

Hantush, M.S. et R.G. Thomas, 1966, *A Method for Analyzing a Drawdown Test in Anisotropic Aquifers*, dans Water Resources Res., vol. 2, n° 2, pp. 281-286.

Helm, D.C. 1974, *Evaluation of Stress-Dependent Aquitard Parameters by Simulating Observed Compaction from Known Stress History*, thèse de doctorat, University of California, Berkeley.

Heuzé, F., R.E. Goodman et A. Borenstein, 1971, *Joint Perturbation and No Tension Solution*, dans Rock Mech., (J. ISRM), vol. 2, n° 5.

Hodgson, R.A., 1961a, *Regional Study of Jointing in Comb Ridge, Navajo Mountain Area, Arizona and Utah*, dans Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 45, n° 1, pp. 1-38.

Hodgson, R.A., 1961b, *Classification of Structures on Joint Surfaces*, dans Am. Jour. Sci., vol. 259, n° 7, pp. 493-502.

Hutton, S.G. et D.L. Anderson, 1971, *Finite Element Method : A Galerkin Approach*, dans J. Eng. Mechanics Division, ASCE, vol. 97, n° EM5, pp. 1503-1520.

John, K.W., 1969, *Civil Engineering Approach to Evaluate Strength and Deformability of Regularly Jointed Rock*, dans Proc. 11th Symp. on Rock Mechanics – Rock Mechanics – Theory and Practice, édité par W.H. Somerton, Soc. Min. Eng., Berkeley, Californie.

Jouanna, P., 1972, *Effet des sollicitations mécaniques sur les écoulements dans certains milieux fissurés*, thèse, Docteur ès-sciences-physique, Université de Toulouse, France.

Kantorovich, L.A. et V.D. Krylov, 1958, *Approximate Methods of Higher Analysis*, Interscience Publishers Inc., New York.

Karanjac, J., 1971, *Elastic Storage in Aquifers*, thèse de doctorat, University of Princeton.

Kazemi, H., 1969, *Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution*, dans Soc. Pet. Eng. J., vol. 9 n° 4,pp. 451-462.

Kazemi, H., M.S. Seth et G.W. Thomas, 1969, *The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution*, dans Soc. Pet. Eng. J., vol. 9, n° 4, p. 463.

Kiraly, L., 1969, *Statistical Analysis of Fractures (Orientation and Density)*, dans Sonderdruck aus der Geologischen Rundschau, vol. 59, n° 1, pp. 125-151.

Law, J., 1944, *Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs*, dans Trans, Am. Inst. of Min. and Met. Eng., vol. 155, p. 202.

Lewis, D.C. et R.H. Burgy, 1964, *Hydraulic Characteristics of Fractured and Jointed Rock*, dans Ground Water, vol. 2, n° 3, pp. 4-9.

Lomize, G.M., 1951, *Flow in Fractured Rocks,* All-Union Energetics Publishers, Moscou/Leningrad, pp. 7-127.

Louis, C., 1969, *A Study of Groundwater Flow in Jointed Rock and its Influence on the Stability of Rock Masses,* dans Rock Mechanics Research Report No. 10, Imperial College, University of London.

Louis, C., 1974, Introduction dans *Hydraulique des roches,* Bureau de recherches géologiques et minières, Orléans, France.

Louis, C. et Y.N. Maini, 1970, *Determination of in situ Hydraulic Parameters in Jointed Rock,* dans Imp. Coll. of Sci. and Technol., Rock Mech. Res. Report No. D10, 24 p.

Louis, C. et M. Pernot, 1972, *Three-Dimensional Investigation of Flow Conditions of Grand Maison Damsite,* dans Proc. Symp. of Int. Soc. of Rock Mechanics, Percolation Through Fissured Rocks, Stuttgart.

MacDougall, J.I., D.B. Cann et J.D. Hilchey, 1963, *Soil Survey of Halifax County, Nova Scotia,* Report No. 13, Nova Scotia Soil Survey, Truro, Nova Scotia.

Maini, Y.N.T., 1971, *In situ Hydraulic Parameters in Jointed Rock – Their Measurement and Interpretation,* thèse de doctorat, Imperial College, University of London.

Mahtab, M.A., D.D. Bolstad, J.R. Alldredge et R.J. Shanley, 1972, *Analysis of Fracture Orientations for Input to Structural Models of Discontinuous Rock,* U.S. Dept. Int., Bur. des Mines, Report Invest., No. 7669.

Mikhlin, S.G., 1964, *Variational Methods in Mathematical Physics,* The Macmillan Co., New York.

Morgenstern, N.R. et H. Guther, 1972, *Seepage into an Excavation in a Medium Possessing Stress-Dependent Permeability,* dans Proc. Symp. of Int. Soc. of Rock Mechanics, Percolation Through Fissured Rocks, Stuttgart, p. T2-C.

Muskat, M., 1946, *The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media,* J.W. Edwards, Inc., Ann Arbor, Mich., 763 p.

Noorishad, J., P.A. Witherspoon et T.L. Brekke, 1971, *A Methoa for Coupled Stress and Flow Analysis of Fractured Rock Masses,* dans Geotechnical Engineering Publication No. 71-6, University of California, Berkeley.

Ohnishi, Y., 1973, *Laboratory Measurement of Induced Water Pressures in Jointed Rocks,* thèse de doctorat, University of California, Berkeley.

Ohnishi, Y. et R.E. Goodman, 1974, *Results of Laboratory Tests on Water Pressure and Flow in Joints*, dans Proc. 3rd Congress of the Int. Soc. of Rock Mechanics, vol. II-A, pp. 660-666.

Papadopulos, I.S., 1967, *Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer*, dans Proc. Dubrovnik Symp. on Hydrology of Fractured Rocks, vol. 1, pub. n° 73, IASH.

Parizek, R. et S.H. Siddiqui, 1970, *Determining the Sustained Yield of Wells in Carbonate and Fractured Aquifères*, dans *Ground Water*, vol. 8, n° 5.

Parsons, M.L., 1972, *Determination of Hydrogeological Properties of Fissured Rocks*, dans Proc. 24th Geol. Cong., Montreal, Canada, Section II, Hydrogeology, pp. 89-99.

Parsons, R.W., 1966, *Permeability of Idealized Fractured Rock*, dans Amer. Inst. Min. and Met. Eng., Paper No. 1289.

Polubarinova-Kochina, P. Ya., 1962, *Theory of Groundwater Movement*, traduit par J.M.R. DeWiest, Princeton University Press, Princeton, New Jersey.

Pratt, H.R., H.S. Swolfs et A.D. Black, 1974, *Properties of in situ Jointed Rock*, dans Final Technical Report No. TR54-57, Terratek, Salt Lake City, Utah, soumis à l'Environmental Sciences Division, U.S. Army Research Office, Durham, North Carolina, contrat n° DAH CO4 72 C 0049.

Rayneau, C., 1972, Contribution à l'étude des écoulements autour d'un forage en milieu fissuré, thèse, Docteur-Ingénieur, Université des Sciences et Technique du Languedoc, Académie de Montpellier, France.

Rodatz, W. et W. Wittke, 1972, *Wechselwirkung Zwischen Deformation und Durchströmung un Klüftigen, Anisotropen Gebirge*, dans Proc. Symp. of Int. Soc. of Rock Mechanics, Percolation Through Fissured Rock, Stuttgart, p. T2-1.

Rofail, N., 1967, *Analysis of Pumping Tests in Fractured Rocks*, dans Proc. Dubrovnik Symp. on Hydrology of Fractured Rocks, vol. 1, pub. n° 73, IASH.

Romm, E.S. et B.V. Pozinenko, 1963, *Investigation of Seepage in Fractured Rocks*, dans Trudy Vnigri, n° 214, Leningrad (en russe).

Sarda, J.P., P. Le Tirant et G. Baron, 1974, *Influence des contraintes et de la pression des fluides sur l'écoulement dans les roches fissurées*, dans Proc. 3rd Congress of the Int. Soc. of Rock Mechanics, vol. II-A, pp. 667-673.

Serafim, T.L., 1968, Influence of *Interstitial Water on the Behaviour of Rock Masses*, dans Rock Mechanics in Engineering Practice, édité par K.G. Stagg et O.C. Zienkiewicz, Wiley and Sons, New York.

Sharp, J.C., 1970, *Fluid Flow Through Fissured Media,* thèse de doctorat, Imperial College of Sci. and Technology, London.

Shehata, W.M., 1971, *Geohydrology of Mount Vernon Canyon Area,* Jefferson County, Colorado, thèse de doctorat, Colorado School of Mines, Golden (Colorado).

Smitheringale, W.G., 1960, *Geology of Nictaux-Torbrook Map Area, Annapolis and Kings Counties, Nova Scotia,* dans Geol. Sur. of Canada, Paper 60-13.

Snow, D.T., 1965, *A Parallel Plate Model of Fractured Permeable Media,* dissertation de thèse inédite, University of California, Berkeley.

Snow, D.T., 1966, *Threehold Pressure Test for Anisotropic Foundation Permeability,* dans Fels. U. Ing. Geol., vol. 4, p. 298.

Snow, D.T., 1968a, *Fracture Deformation and Changes of Permeability and Storage upon Changes of Fluid Pressure,* dans Quarterly Colorado School of Mines, vol. 63, n° 1, p. 201.

Snow, D.T., 1968b, *Rock Fracture Spacings, Openings, and Porosities,* dans Jour. Soil Mech. and Found. Division, ASCE, vol. 94, n° 1, pp. 73-91.

Snow, D.T., 1969, *The Frequency and Apertures of Fractures in Rocks,* dans Int'l. Jour. Rock Mech. and Mining Sci., vol. 6, n° 4, pp. 23-40.

Trainer, F.W. et J.W. Eddy, 1964, *A Periscope for the Study of Borehole Walls, and its Use in Groundwater Studies in Niagara County, New York,* dans Geol. Sur. Res., USGS Prof. Paper 501D, p. 203.

Verruijt, A., 1969, *Elastic Storage of Aquifers,* dans Flow Through Porous Media, édité par R.J.M. DeWiest, p. 331-376, Academic Press, New York.

Verruijt, A., 1970, *Theory of Groundwater Flow,* Gordon and Breach Science Publishers, New York.

Warren, J.E. et H.S. Price, 1961, *The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs,* dans Jour. Soc. Pet. Eng., vol. 3, n° 3, pp. 245-255.

Warren, J.E. et P.J. Root, 1963, *The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs,* dans Trans. AIME, vol. 228, p. 245.

Weeks, L.J., (Consult. géol.), 1965, *Geological Map of the Province of Nova Scotia,* Nova Scotia Dept. of Mines, Halifax, Nova Scotia.

Wilkinson, W.M., 1953, *Fracturing in Spraberry Reservoir – West Texas,* dans Bull. Amer. Assoc. Pet. Geol., vol. 37, p. 250.

Wilson, C.R. et P.A. Witherspoon, 1970, *An Investigation of Laminar Flow in Fractured Rocks,* Geotechnical Report No. 70-6, University of California, Berkeley.

Witherspoon, P.A., J.E. Gale, R.L. Taylor et M.S. Ayatollahi, 1974, *Investigation of Fluid Injection in Fractured Rock and Effect on Stress Distribution,* Annual Report for period March 13, 1973 through June 12, 1974, to U.S. Geological Survey under Contract 14-08-001-12727, ARPA Order No. 1648.

Wolff, R.G., 1970, *Relationship Between Horizontal Strain Near a Well and Reverse Water Level Fluctuation,* dans Water Resources Res., vol. 6, n° 6, pp. 1721-1728.

Zienkiewicz, O.C., 1971, *The Finite Element Method in Engineering Science,* McGraw-Hill, Londres.

Environment Canada Library, Burlington
3 9055 1018 8142 2

Environment Canada Environnement Canada

c. 1

20312021

Gale, John Edward

JF

ENVIRONMENT CANADA
ENVIRONNEMENT CANADA
LIBRARY - BIBLIOTHÈQUE