



HAL
open science

Stimulation dynamique des réservoirs d'hydrocarbures

Youssef Fawaz

► **To cite this version:**

Youssef Fawaz. Stimulation dynamique des réservoirs d'hydrocarbures. Génie civil. Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2021. Français. NNT : 2021PAUU3012 . tel-03356456

HAL Id: tel-03356456

<https://theses.hal.science/tel-03356456>

Submitted on 28 Sep 2021

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

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

THÈSE

UNIVERSITE DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR
Ecole doctorale Sciences Exactes & leurs Applications
(ED 211)

Présentée et soutenue le 9 Juillet 2021

par **Youssef FAWAZ**

pour l'obtention de grade de

Docteur

de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour

Spécialité : Génie civil

Stimulation dynamique des réservoirs d'hydrocarbures

MEMBRES DU JURY

RAPPORTEURS

- Marc PRAT
- Abdelhafid KHELIDJ

Directeur / Institut de mécanique de fluides de Toulouse
Professeur / Université de Nantes

EXAMINATEURS

- Alain DUPUY
- Antoine JACQUES

Professeur / Institut Polytechnique de Bordeaux
Ingénieur chercheur / TotalEnergies

DIRECTEURS

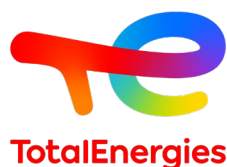
- Gilles PIJAUDIER-CABOT
- Christian LA BORDERIE

Professeur / Université de Pau et des Pays de l'Adour
Professeur / Université de Pau et des Pays de l'Adour

Invité

- Franck REY-BETHBEDER

Ingénieur chercheur / TotalEnergies



Résumé

La migration des fines dans les formations fracturées est une cause majeure de la perte de production d'hydrocarbures. Ces fines vont adhérer à la surface des fractures et au proppant, et ainsi colmater les drains hydrauliques, réduisant localement la perméabilité des fractures ainsi que la production globale du puits. Il a été découvert que la stimulation dynamique de la formation rocheuse (oscillations de pression) contenant les fissures peut augmenter la perméabilité en déstabilisant les amas de fines. Pour mieux comprendre ce phénomène, cette thèse étudie le processus de décolmataje dans des fractures proppées. La première partie de cette thèse est une étude expérimentale en laboratoire dans laquelle nous créons une fracture artificielle, colmatée et remplie de proppant. Les résultats montrent une augmentation remarquable de la perméabilité suite à l'application des chargements dynamiques. Un taux de récupération élevé a été atteint suite à l'évacuation d'une partie importante des fines. L'influence de la densité de distribution du proppant, de la taille du proppant, de l'amplitude, de la fréquence et de la forme du signal dynamique appliqué sont également étudiés. La deuxième partie de ce travail est une étude numérique qui a été menée en utilisant la méthode des éléments discrets (DEM) pour modéliser le milieu granulaire (proppant + fines) à l'intérieur de la fracture. En suivant la même procédure expérimentale, le modèle numérique démontre sa capacité à reproduire l'étude expérimentale. Le modèle numérique montre aussi que l'augmentation de la perméabilité de la fracture est fortement liée au mouvement du proppant, ce qui contribue à la libération et à la déstabilisation des agrégats de fines.

Abstract

Fines migration in fractured formations has been found as a key cause of oil and gas production loss. These fines adhere to the porous matrix of the fractures and clog the hydraulic drains, reducing locally the permeability of the fractures as well as the well's global production. It has been discovered that dynamic stimulation of the formation, which causes pressure oscillations within the fractures, can increase permeability by breaking up fines clusters. For a better understanding of the process, this PhD dissertation investigates the unclogging process within hydraulically generated fractures during dynamic loading. The study begins with a methodical series of laboratory experiments in which an artificial clogged fracture filled with proppant is created. The results reveal a considerable increase in permeability following the application of synthetic dynamic loads. After flushing out all of the fines from the fracture, a high recovery rate is achieved. The influence of proppant density, proppant size, amplitude, frequency, and shape of the dynamic signal are also investigated. The second part of this work is a numerical study that was conducted by utilizing a DEM approach to model the granular bed clogged with fine particles inside the fracture. Following the same experimental procedure, the model demonstrates the capacity to fully reproduce the experimental study. The rise in fracture permeability is strongly related to the motion of proppant particles, which contributes to the release and destabilization of fine aggregate clusters.

À ma famille...
À mon père...
الفاخرة لروحه الطاهرة ...
(*Prières à son âme pure*)

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier profondément mes deux directeurs de thèse : Pr. Gilles Pijaudier-Cabot et Pr. Christian La Borderie, sans qui cette thèse n'aurait pas pu devenir ce qu'elle est aujourd'hui. Ils m'ont accueilli en tant qu'étudiant à l'ISA BTP et m'ont fait confiance pour que je travaille avec eux dans le cadre de cette thèse. Je les remercie pour le soutien et l'accompagnement précieux. Je n'oublierai pas le soutien de leurs épouses, Delphine et Frédérique, avec qui j'ai passé des moments inoubliables pendant ces quatre années.

Mes remerciements sont aussi adressés aux membres du jury : Pr. Alain Dupuy, pour avoir accepté de présider le jury ; Pr. Abdelhafid Khelidj et Dr. Marc Prat, pour avoir accepté d'examiner le manuscrit ; Mr. Antoine Jacques et Mr. Franck Rey-Bethbeder pour avoir suivi et soutenu assidûment ce travail. Merci pour leurs remarques bienveillantes et constructives.

Ensuite, je tiens à remercier les équipes avec qui j'ai pris beaucoup de plaisir à travailler :

-L'équipe de TotalEnergies Exploration et Production au centre scientifique de Jean Fejér à Pau, représentée par Mr. Kun SU et Mr. Hamid POURPAK, qui a apporté un réel soutien technique lors du démarrage de la thèse.

-L'équipe G2MP, associée au laboratoire LFCR et l'équipe GS associée au laboratoire SIAME, qui ont partagé leurs compétences de recherches avec moi et m'ont accompagné chaleureusement pendant les années de la thèse. Je tiens à remercier David Grégoire et Christelle Miqueu pour leur attention envers moi ; ils étaient toujours prêts à m'aider quand je les sollicitais ! Merci !

-L'équipe de l'ISA BTP, l'école d'ingénieur dans laquelle j'ai réalisé ma formation, avec qui j'ai effectué mes vacances. C'était un plaisir de travailler avec une équipe aussi dynamique. Je porterai également une attention toute particulière à Dr. Olivier Nouailletas qui m'a aidé et formé sur la presse hydraulique 'Zwick', machine indispensable pour l'avancement des travaux de la thèse. Merci !

-L'équipe d'Itasca Consulting à Lyon, représentée par Dr. Sacha Emam et Dr. Fabian Dedecker, qui m'a reçu pour faire la formation PFC3D et qui a toujours été disponible pour répondre à mes questions sur la simulation numérique. Merci encore à Sacha qui était très réactif pour m'aider à régler les problèmes de code !

-L'équipe DMEX de tomographie de l'UPPA, représentée par Mme Pascale Sénéchal, qui m'a aidé à mettre en place la procédure d'analyse tomographique et à traiter les images. Un grand merci à elle !

En dehors de l'UPPA, je tiens à remercier Dr. Hatem Kallel, Pr. Domenico Gallipoli, Dr. Walter Agostino-Bruno et Dr. Fawzi Khattar pour le soutien technique et numérique au démarrage et au cours de l'avancement de la thèse.

Je remercie chaleureusement Amaia et Rafik, avec qui on a partagé les hauts et les bas de la vie. Merci à eux pour le soutien moral !

Un grand merci à mes frères Mohamed Rachedi et Abdelhafid Nouali avec qui je m'entends si bien et qui sont toujours prêts à m'aider lorsque je les sollicite.

Je remercie également tous les doctorants que j'ai pu côtoyer. J'ai une pensée particulière pour mes collègues de bureau : Inès, Alessia, Jairo, Hui, Thomas, Antoine, Nicolas, Bruno, Fariza ... avec qui j'ai passé de bons moments et partagé les journées de travail sous les chaleurs infernales de l'été...

Et enfin, je remercie ma famille qui était toujours derrière moi pour finir avec succès cette thèse. Merci à ma mère, mes sœurs et mes frères, qui, avec leurs prières et leurs encouragements, m'ont aidé à avancer dans la vie.

Table des matières

Résumé	V
Abstract.....	V
Remerciements	IX
1 Chapitre 1 : Introduction	2
1.1 Contexte général de l'étude	2
1.2 Plan de la thèse	4
2 Chapitre 2 : Contexte industriel	8
2.1 Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels	8
2.2 Fracturation hydraulique	10
2.2.1. Principes	10
2.2.2. Notions sur les 'proppants'	11
2.2.3. Choix opérationnel du proppant	13
2.3 Mécanismes primaires d'endommagement de la formation géologique : Sources de colmatage des fractures proppées	14
2.4 La stimulation des réservoirs par ondes de chocs : solution prometteuse ?	17
2.4.1. Eléments déclenchants	17
2.4.2. Conclusion	22
3 Chapitre 3 : Etat de l'art - Etude bibliographique	25
3.1 Introduction	25
3.2 Milieux poreux : Caractéristiques intrinsèques	25
3.2.1. Porosité	26
3.2.2. Surface spécifique	26
3.2.3. Tortuosité	27
3.2.4. Diamètre hydraulique moyen	27
3.2.5. Perméabilité/conductivité hydraulique	28
3.3 Lois phénoménologiques d'écoulement	29

3.3.1.	Loi de Hagen-Poiseuille (1839-1840).....	29
3.3.2.	Loi de Darcy (1856).....	30
3.4	Perméabilité dans les milieux poreux.....	31
3.4.1.	Régimes d'écoulement.....	31
3.4.1.1.	Identification des régimes d'écoulement	31
3.4.1.2.	Écoulement rampant, visqueux (Loi de Darcy).....	35
3.4.1.3.	Écoulement inertiel (hors régime de Darcy).....	37
3.4.2.	Détermination de la perméabilité intrinsèque.....	39
3.4.2.1.	Écoulement laminaire : Correction de la perméabilité apparente en cas de glissement (effet klinkenberg)	39
3.4.2.2.	Écoulement inertiel : correction de Darcy-Forchheimer	41
3.4.3.	Estimation de la perméabilité intrinsèque : Approche de Kozeny- Carman (1927-1937)	43
3.5	Mesure de la conductivité des fractures	45
3.5.1.	Test standard.....	45
3.5.2.	Distributions possibles du proppant	47
3.6	Amélioration de la conductivité des fractures via un chargement dynamique : Revue des travaux expérimentaux clés.....	51
3.7	Propagation des ondes dynamiques dans les fractures : Etude numérique de Varela-Valdez et al. (2017)	58
3.8	Résumé.....	62
4	Chapitre 4 : Programme expérimental.....	66
4.1	Objectif.....	66
4.2	Echantillons.....	67
4.2.1.	Matériau simulant la fracture.....	67
4.2.1.1.	Description.....	67
4.2.1.2.	Caractérisation mécanique du polycarbonate.....	68
4.2.2.	Milieu granulaire : Proppants et densités de distribution.....	69
4.2.3.	Matériau de colmatage : Fines de sable naturel.....	72
4.2.4.	Préparation des échantillons.....	73

4.3	Dispositif expérimental.....	74
4.4	Protocole expérimental : Déroulement des essais.....	78
4.5	Analyses tomographiques des échantillons	80
4.5.1.	Acquisition et reconstruction des données.....	80
4.5.2.	Procédure de reconstruction de l'image3D	81
4.5.2.1.	Filtrage des images	82
4.5.2.2.	Segmentation des images	82
4.5.3.	Interprétation des données.....	82
4.6	Principes de détermination de la perméabilité intrinsèque.....	82
4.6.1.	Notions sur l'Embedment : caractérisation et mesure de l'ouverture de fissure	83
4.6.2.	Régime d'écoulement : Calcul du nombre de Reynolds	85
4.6.3.	Mesure de la perméabilité.....	87
4.6.4.	Validation de Dracy-Forchheimer : comparaison avec l'approche de Klinkenberg.....	88
4.7	Résumé	89
5	Chapitre 5 : Résultats expérimentaux.....	93
5.1	Introduction.....	93
5.2	Partie 1 : Résultats préliminaires avec la tomographie aux rayons X	94
5.2.1.	Essai avec deux couches de proppant	94
5.2.2.	Essais avec une demi-couche de proppant	96
5.2.3.	Essais avec une couche de proppant	98
5.2.4.	Bilan	104
5.3	Partie 2 : Résultats avec deux couches de proppant	105
5.3.1.	Fractures avec du proppant 40/70 : A=5.4MPA/f=1 HZ	105
5.3.2.	Fractures avec du proppant 30/50 : A=5.4MPA/F=1 Hz	108
5.3.3.	Influence de la granulométrie du proppant.....	110
5.3.4.	Influence de la fréquence du signal dynamique : comparaison entre deux fréquences différentes (1Hz et 10 Hz)	111

5.3.4.1.	Fractures remplies avec du proppant 30/50.....	111
5.3.4.2.	Changement de fréquence en cours d'essai (Fracture avec du proppant 40/70, 20% de fines)	114
5.3.5.	Influence de l'amplitude du signal dynamique : comparaison entre deux amplitudes différentes (2.7 et 5.4 MPa).....	115
5.3.5.1.	Fractures avec du proppant 30/50	115
5.3.5.2.	Fractures avec du proppant 40/70	117
5.3.6.	Influence de la forme du signal dynamique : comparaison entre trois formes de signal	118
5.4	Résumé.....	119
6	Chapitre 6 : Modélisation numérique.....	122
6.1	Objectif.....	122
6.2	Méthode des éléments distincts (DEM).....	123
6.2.1.	Introduction à la DEM	123
6.2.2.	Pourquoi la DEM ?.....	124
6.2.3.	DEM avec PFC : Formulation théorique de la méthode.....	124
6.2.3.1.	Séquence de calcul	124
6.2.3.2.	Loi de mouvement	125
6.2.3.3.	Détermination du pas de temps.....	126
6.2.3.4.	Modèles de contact : Loi force-déplacement	128
6.3	Couplage hydromécanique	139
6.3.1.	Principes	139
6.3.2.	Passage CFD → DEM.....	140
6.3.3.	Modèle fluide et passage DEM/CFD.....	143
6.3.3.1.	Couplage à l'aide du modèle de Kozeny-Carman	143
6.3.3.2.	Modèle de perméabilité conçu 'Darcy-Poiseuille'.....	145
6.4	Modèle de fracture proppée	148
6.4.1.	Géométrie et maillage de la fracture.....	148
6.4.2.	Etapas de simulation.....	149
6.5	Résultats.....	151

6.5.1.	Mesures expérimentales vs simulations.....	151
6.5.2.	Simulation du processus de décolmatage.....	153
6.5.2.1.	Cas d'une demi-couche de proppant.....	154
6.5.2.2.	Cas de deux couches de proppant 30/50	156
6.5.2.3.	Cas de deux couches de proppant 40/70	158
6.6	Résumé.....	161
7	Chapitre 7 : Conclusion & perspectives	164
7.1	Conclusion	164
7.2	Perspectives	166
7.2.1.	Perspectives industrielles	167
7.2.2.	Perspectives de recherche	168
7.2.2.1.	Expérimentations à l'échelle du laboratoire.....	168
7.2.2.2.	Simulations numériques plus avancées	169
Annexes	171
Annexe A	171
Références bibliographiques	172

Liste des figures

Figure 2.1	Processus de formation des hydrocarbures.(Source : [17])	8
Figure 2.2	Schématisation de l'extraction des deux formes d'hydrocarbures. (Conventionnels et non-conventionnels) (Source : U.S. Energy Information Administration)	9
Figure 2.3	Schéma montrant une roche mère qui subit la fracturation hydraulique dans un puits horizontal. (Source TotalEnergies)	10
Figure 2.4	Classement de différents types de proppant selon leur conductivités (à droite) et le taux de la rentabilité interne (IRR, à gauche) [19]	12
Figure 2.5	Taux de production pour différentes granulométries de proppant (Cohen et al. 2013)[26]	13
Figure 2.6	Taux cumulé de production pour différentes granulométries de proppant. (Cohen et al. 2013)[26].....	14
Figure 2.7	Représentation chronologique de la vie d'un gisement de pétrole type, le zéro étant mis à la demande du permis d'exploration. (Sources : Site internet de Jean Marc Jancovici & Pierre-René Bauquis, Total Professeurs associés, 2008).....	15
Figure 2.8	Schématisation de l'endommagement par piégeage de phase.[30]	16
Figure 2.9	Représentation schématique des causes majeures de l'endommagement d'une fracture proppée, entraînant une dégradation des performances et une diminution de la conductivité hydraulique. [35]	16
Figure 2.10	Réponse de la production quotidienne de pétrole et d'eau d'un puits dans un champs pétrolier à Daghestan suite à un tremblement de terre en 1972.[8].....	18
Figure 2.11	Fluctuations du niveau d'eau souterraine, dans un puits en Floride, engendrées après le passage d'un train et suite à un tremblement de terre (Année 1950)[8].....	18
Figure 2.12	Résultats du traitement acoustique des puits de production à long terme en Sibérie occidentale (1990) [8].....	19

Figure 2.13 Production de pétrole et d'eau avant et après la stimulation par des sources de type vibro-mécanique au-dessus d'un réservoir abandonné en Russie. Le pilote 1 et pilote 2 font référence aux stimulations de deux zones différentes.	20
Figure 2.14 Production de l'eau et du pétrole avant et après la stimulation d'un puits par l'intermédiaire d'un générateur d'oscillations dans le puits. (Entreprise : Pryobye Oil Company-Russie) [38].....	21
Figure 3.1 Profile parabolique de la vitesse de Hagen-Poiseuille dans un tube cylindrique.	29
Figure 3.2 Ecoulement de Poiseuille entre deux plaques parallèles.	30
Figure 3.3 Classification des régimes d'écoulement selon Skjetne 1995 [43]. 1=Darcy, 2=inertiel faible, 3=inertiel fort (Forchheimer), 4=transition inertiel-turbulent, 5=turbulent. [43].....	32
Figure 3.4 Schéma (inspiré de Mehrez Agnou (2017) [47]) montrant les régimes d'écoulement d'un fluide monophasique avec les différents modèles macroscopiques, en fonction du nombre de Reynolds Re. Les valeurs du nombre Re sont basées sur différentes études [45], [46].....	34
Figure 3.5 schéma d'écoulement unidirectionnel dans une fracture proppée.	35
Figure 3.6 Ecoulement radial dans une fracture proppée.	37
Figure 3.7 Représentation de l'écoulement d'un gaz dans un conduit cylindrique avec la distinction entre un écoulement visqueux et de glissement (différents profils de vitesses.[41]	40
Figure 3.8 Exemple de détermination de la perméabilité intrinsèque dans un échantillon de béton ordinaire.[41]	40
Figure 3.9 Ecoulement non linéaire du gaz (N ₂) dans une fracture proppée avec une couche de proppant. (Exemple d'une mesure expérimentale)	41
Figure 3.10 Exemple de mesure de la perméabilité intrinsèque d'une fracture cylindrique remplie d'une couche de proppant. (Interprétation du graphique $1/Ka = f(Q^2)$)	43
Figure 3.11 Cellule standard (ISO 13503-5 :2006) de mesure de la conductivité d'une fracture contenant du proppant (Roche type grès (sandstone)).[67].	45
Figure 3.12 Dispositif expérimental de Zhang et al.(2014).[71]	46

Figure 3.13 Différentes distributions verticales du proppant le long de la fracture.
 a) Représentation des zones proppées et non proppées dans une fracture en forme d’arche (Cipolla et al. 2009 [78]) ; b) Représentation des amas de proppant en raison des nœuds et des irrégularités de la fracture (Palisch et al. 2010 [70]) ; c) Représentation d’une couche complète et partielle du proppant. (Brannon et al. 2004 [79]) (D’après Jesse Mateo Guerra [65]).. 48

Figure 3.14 a) Schéma montrant la variation de la densité de distribution de proppant le long d’une fracture type. [81] 49

Figure 3.15 Représentations principales de la densité de distribution du proppant :
 a) Multi couches ; b) une couche ; c) une couche partielle. (D’après Sato et al. 1999 [82] ; Legarth et al. 2005 [83]) 50

Figure 3.16 Variation de la conductivité en fonction de la concentration du proppant dans une fracture remplie avec du proppant 20/40 en fonction.(Darin et Huit (1959)) [80] 50

Figure 3.17 Résultats d’une excitation par des ultrasons : a) schématisation des gouttelettes de pétrole qui se lient entre eux suite à une excitation dynamique, b)Effets de l’ultrason Duhon (1964) sur la percolation de l’eau/pétrole sous différentes fréquences : (1) sans excitation, (2),(3) et (4) avec des fréquences de 1, 3.1, 5.5 MHz, respectivement..... 51

Figure 3.18 Schéma du dispositif expérimental de Robert et al.(2005) : Mesure de la perméabilité d’un échantillon de roche de grès de Berea sous chargement dynamique.[6] 53

Figure 3.19 Robert (2005) : Augmentation de la perméabilité d’un écoulement monophasique, suite à une stimulation dynamique, dans une fracture de grès (Sandstone) probablement liée à la libération des fines d’argile.[6]..... 54

Figure 3.20 Liu et Manga(2009) : a)Diminution de la perméabilité de l’échantillon de grès suite à une sollicitation dynamique ; b)Interprétation de Liu et Manga sur la raison derrière cette baisse :décolmatage dans un endroit et colmatage dans un autre.[12]..... 54

Figure 3.21 Augmentation du débit du fluide passant suite à l’application des chocs dynamiques par des boules d’acier : Chaque courbe correspond à une amplitude différente (Amplitude1>amplitude2) 55

Figure 3.22 Schéma de la procédure expérimentale utilisée par Elkhoury et al.(2011) , Candela et al.(2014, 2015) , [7], [11]: a)échantillon intact ; b)installation de l'échantillon dans la cellule de confinement ; c)saturation de l'échantillon ; d)création de la fracture ; e)application des oscillations dynamique sur le fluide d'injection..... 56

Figure 3.23 Candela et al. (2014) [1] : a) injection du fluide dans la fracture avec une pression sinusoïdale ; b) amélioration de la perméabilité pendant la durée de la stimulation..... 57

Figure 3.24 Le phénomène de colmatage-décolmatage imaginé par Candela et al.(2014) [1]..... 58

Figure 3.25 Modèle de Jeong et al.(2011) [94] : Propagation des ondes dans un milieu élastique perméable induites par une source d'ondes dans un puits. 59

Figure 3.26 Géométrie du modèle numérique où VPW = onde de compression à travers la roche(Pwave), VSW = onde de cisaillement à travers la roche(Swave), VRW = onde de surface (Rayleigh wave), VFW = onde de pression interstitielle, dZ = déformation de la roche par l'onde de pression interstitielle, Pin = onde de pression d'entrée sinusoïdale (amplitude = 60 kPa), Lf = longueur de la fracture, Hr = hauteur de la roche en dessous et au-dessus de la fracture, Hf =ouverture de la fracture. 60

Figure 3.27 Evolution de l'onde de pression du fluide (Pin=60kPa, f=100 Hz) à 40m et 100m dans deux types de fracture : fracture plane et rugueuse (forme sinusoïdale).[16] 61

Figure 3.28 Schématisation brève de l'essai expérimental en se positionnant sur une portion de la fracture modélisé par Varela Valdez et al.(2017) [16] avec l'ajout d'un milieu granulaire représenté par le proppant..... 62

Figure 4.1 Géométries de l'échantillon. (a) représente les dimensions, (b) représente l'échantillon avec la disposition des tiges de fixation et (c) la configuration finale de l'échantillon..... 67

Figure 4.2 Caractérisation mécanique du polycarbonate à l'aide d'un système d'extensométrie..... 68

Figure 4.3 L'analyse granulométrique des deux proppant (40/70, 30/50) : pourcentages du tamisat cumulé passant en fonction de la taille des grains. 69

Figure 4.4 L'analyse granulométrique du proppant 40/70 : pourcentage du refus retenu en fonction des numéros de tamis standard américain..... 70

Figure 4.5 Différentes configurations de la densité de distribution du proppant : a) demie couche ; b) une couche ; c) vue latérale d'une fracture avec une couche ; d) vue latérale d'une fracture avec deux couches. 71

Figure 4.6 L'analyse granulométrique du proppant 30/50 : pourcentage du refus retenu en fonction des numéros de tamis standard américain..... 72

Figure 4.7 Les fines de sable pour colmater les fractures. ($D < 75\mu\text{m}$) 73

Figure 4.8 Procédure de préparation de l'échantillon : a) cylindres polis et nettoyés ; b) mise en place d'une couche de proppant ; c) mise en place de deux couches de proppant ; d) installation des tiges en Nylon ; e) Configuration finale de l'échantillon, prêt à être installé sous la presse hydraulique..... 74

Figure 4.9 Mesure de l'ouverture de la fissure par différence de hauteur de l'échantillon. 74

Figure 4.10 Vue globale du setup expérimental au laboratoire. 75

Figure 4.11 Vue plus proche sur le plateau de mesure de la perméabilité..... 76

Figure 4.12 Schéma complet du setup expérimental..... 77

Figure 4.13 Exemple de colmatage d'une fracture avec 2 couches de proppant 30/50 remplie avec 25% de fines. (Fines de couleur blanche sur le cylindre de droite) 78

Figure 4.14 Schéma illustrant le processus d'acquisition et de reconstruction de l'image suite à un scan tomographique aux rayons X [99] 81

Figure 4.15 Mise en évidence de l'embedment avec une fracture remplie d'une couche de proppant 40/70 : a) fracture sollicitée ; b) scan de la fracture aux rayons X ; c) soustraction des grains de proppant pour montrer l'embedment ; d) surface marquée par les particules de proppant à la fin de l'essai. 83

Figure 4.16 L'embedment dans une fracture avec une couche de proppant 40/70. 84

Figure 4.17 Vue de dessus : géométrie de la fracture..... 86

Figure 4.18 Comparaison des mesures de la perméabilité intrinsèque à l'eau et au gaz dans des fractures remplies avec deux couches de proppant 40/70 en fonction du taux des fines de colmatage..... 88

Figure 4.19 Comparaison entre la méthode de correction de klinkenberg et celle de Forchheimer : valeurs de la perméabilité intrinsèque mesurées dans plusieurs fractures remplies avec 2 couches de proppant en fonction du pourcentage des fines..... 89

Figure 5.1 Scans tomographiques d'une fracture colmatée (15%) remplie avec deux couches de proppant : avant (a, c, e) et après (b, d, f) l'application du chargement dynamique ; (a, b) coupes de la fracture montrant deux couches de proppant ; (c, d) coupes 2D transversales avant et (e, f) après la segmentation ; Proppant en rouge et fines en vert..... 94

Figure 5.2 Evolution de la perméabilité intrinsèque d'une fracture (deux couches) colmatée avec 15% de fines, pendant l'application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa) 95

Figure 5.3 Scan tomographiques 3D de la fracture colmatée avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique ; Proppant en rouge et fines en vert. 96

Figure 5.4 Scans tomographiques d'une fracture colmatée et remplie avec une demi-couche (Test 1) : avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique. ($f=10$ Hz/ $A=5.4$ MPa)..... 97

Figure 5.5 Evolution de la perméabilité intrinsèque d'une fracture (une demi-couche) colmatée avec 15% de fines (Test1) et 10% de fines (Test2), pendant l'application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa) 98

Figure 5.6 Test1 : Scans tomographiques d'une fracture colmatée (10%) remplie avec une couche de proppant : avant (a, c, e) et après (b, d, f) l'application du chargement dynamique ; (a, b) coupes de la fracture montrant une couche ; (c,d) coupes transversales avant et (e,f) après la segmentation ; Proppant en rouge et fines en vert..... 99

Figure 5.7 Evolution de la perméabilité intrinsèque de deux fractures (une couche) colmatées avec 10% de fines (Test1) et 5% de fines (Test2), pendant l'application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa) 100

Figure 5.8 Test2 : Scans tomographiques d'une fracture colmatée (5%) remplie avec une couche de proppant : avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique. Proppant en rouge, fines en vert et polycarbonate en bleu. 101

Figure 5.9 Schématisation de l'embedment inspiré de Zhang et al. [72], et ses effets à diminuer la conductivité et l'ouverture d'une fracture. 101

Figure 5.10 Changement ponctuel de la configuration de l'échantillon pour passer à un écoulement unidirectionnel : (a) positionnement des grains de proppant (une couche) avec la présence d'un joint torique qui guide l'écoulement dans un seul sens ;(b) colmatage de la fracture en positionnant 10% de fines avant la fermeture de la fracture ; (c) état final de la fracture après l'application du chargement dynamique..... 102

Figure 5.11 Evolution de la perméabilité apparente d'une fracture (une couche) colmatée avec 10%, pendant l'application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa) 103

Figure 5.12 Bilan des essais préliminaires : mise en évidence de l'effet de la densité de distribution du proppant sur le taux de récupération de la perméabilité initiale dans une fracture endommagée suite à un chargement dynamique. *Ecoulement unidirectionnel 104

Figure 5.13 Evolution de la perméabilité intrinsèque avec trois séries de tests avec 5, 10, 15 % de fines dans une fracture remplie avec 2 couches de proppant 40/70 suite à un chargement dynamique de signal carré ($f=1$ Hz, $A=5.4$ MPa) 106

Figure 5.14 Variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines (deux couches de 40/70 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 5.4 MPa) 107

Figure 5.15 Evolution de la perméabilité intrinsèque avec trois séries de tests avec 25%, 35%, 45 % de fines dans une fracture remplie avec 2 couches de proppant 30/50 suite à un chargement dynamique de signal carré ($f=1$ Hz, $A=5.4$ MPa) 108

Figure 5.16 Variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines

(deux couches de 30/50 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 5.4 MPa)	109
Figure 5.17 Evolution de la perméabilité intrinsèque dans des fractures colmatées (15% et 25% des fines) remplies de 2 couches de proppant (Granulométries différentes) lors de l'application d'un chargement dynamique ($f=1$ Hz, $A=5,4$ MPa).....	110
Figure 5.18 Influence de la fréquence sur la réponse de décolmatage : 4 séries d'essais des fractures remplies avec 2 couches de proppant 30/50 colmatées avec 15%, 25%, 35%, 45%, respectivement (de gauche à droite), avec un chargement dynamique de signal carré ($F=1$ Hz vs $F=10$ Hz) d'amplitude constante (2.7 MPa).....	112
Figure 5.19 Bilan : variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines (deux couches de 30/50 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 2.7 MPa) ;(a) $F=1$ Hz, (b) $F=10$ Hz.....	113
Figure 5.20 Mise en évidence de la fréquence : Evolution de la perméabilité intrinsèque suite à un changement de la fréquence du signal dynamique (Fracture remplie avec 2 couches de proppant 40/70 et colmatée avec 20% de fines)	114
Figure 5.21 Influence de l'amplitude sur la réponse de décolmatage : 3 séries d'essais des fractures remplies avec 2 couches de proppant 30/50 colmatées avec 25%, 35% et 45%, respectivement, avec un chargement dynamique de signal carré ($F=1$ Hz vs $F=10$ Hz) d'amplitude constante (2.7 MPa).	116
Figure 5.22 Mise en évidence de l'effet de l'amplitude : une série d'essais sur des fractures remplies avec 2 couches de proppant 40/70 colmatée avec 15% de fines (Signal dynamique carré, fréquence 10Hz, changement de l'amplitude pendant l'essai : 5.4 MPa vs 2.7 MPa).	117
Figure 5.23 Influence de la forme du signal dynamique sur la perméabilité intrinsèque (9 essais sur des fractures remplies avec 2 couches de proppant 40/70 et colmatées avec 15% de fines).	118
Figure 6.1 Séquence de calcul dans PFC pour un seul cycle. [106].....	125
Figure 6.2 Contact entre deux corps rigides. [106]	128

Figure 6.3 La force de contact se décompose en deux composants : F_n ‘normale’ et F_s ‘cisaillement’. [107]..... 129

Figure 6.4 Comportement rhéologique du modèle linéaire(pas de cohésion) d’après Cundall (1979).[106][102] 130

Figure 6.5 Lois de force déplacement pour les composantes linéaires du modèle non cohésif(Unbonded linear-based model) :a)Force linéaire en fonction de la distance d’écart entre les éléments ; b) Force tangentielle en fonction du déplacement relatif de cisaillement ; c)L’enveloppe de glissement.[106]... 131

Figure 6.6 Mise à jour de la force de cisaillement linéaire Fsl et du déplacement relatif du cisaillement δs quand l’hypothèse du glissement est vraie. [106] 132

Figure 6.7 Schématisation des types de contact fondamental (particule-particule, particule-paroi) en montrant le plan de contact et le vecteur normal nc . [106] 133

Figure 6.8 Principe du modèle de la résistance à l’enroulement : a) mécanisme de la résistance à l’enroulement ; b) l’angle de la résistance au roulement. (Selon Ai et al. 2011 [109]) 134

Figure 6.9 Comportement rhéologique du modèle non linéaire de Hertz (pas de cohésion) d’après Cundall (1979). [106]..... 136

Figure 6.10 Exemple du maillage généré par le script d’une fracture remplie avec une couche de proppant pour trouver la vitesse du fluide dans les cellules CFD..... 140

Figure 6.11 Schématisation d’une particule isolée avec le bilan des actions..... 143

Figure 6.12 Schématisation d’une cellule CFD (fluide) contenant des particules. Avec dx , dy et dz les dimensions géométrique, P_1 la pression d’entrée et P_2 la pression de sortie. 146

Figure 6.13 Comparaison entre la granulométrie générée dans PFC et la granulométrie du fabricant, appelée ‘expérimentale’, pour les deux types de proppant : 40/70 et 30/50..... 149

Figure 6.14 Fracture remplie avec demie couche de proppant 40/70 chargée avec une contrainte verticale de 20MPa..... 150

Figure 6.15 Vue de dessus d'une fracture avec une demie couche de proppant (en bleu) colmatée avec des fines (en vert) : a) Dépôt des fines jusqu'à arriver à l'équilibre ; b) Couplage hydromécanique pour bloquer les fines et former les agrégats de fines. 150

Figure 6.16 Simulation du chargement dynamique avec la variation de l'ouverture de la fracture. 151

Figure 6.17 Comparaison entre la perméabilité mesurée (Expérimentale) et celles estimée avec Kozeny-Carman (Numerical), en fonction du taux des fines de colmatage : a) Fracture avec 2 couches de proppant 40/70 ; b) Fracture avec 2 couches de proppant 30/50..... 153

Figure 6.18 Fracture avec une demi-couche de proppant colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique..... 154

Figure 6.19 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée 155

Figure 6.20 Evolution de la perméabilité moyenne dans la fracture colmatée suite à un chargement dynamique..... 155

Figure 6.21 Fracture avec deux couches de proppant (30/50) colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique..... 156

Figure 6.22 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée 157

Figure 6.23 Evolution de la perméabilité moyenne pour la fracture montrée dans la Figure 6.21a..... 157

Figure 6.24 Fracture avec deux couches de proppant (40/70) colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique..... 159

Figure 6.25 Evolution de la perméabilité apparente pour la fracture montrée dans la Figure 6.24a..... 159

Figure 6.26 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée 160

Figure 7.1 Description schématique d'un puits horizontal d'injection soumis à une stimulation dynamique (onde de choc). Les particules fines sont en couleur rouge et le proppant en couleur marron. 167

Figure 7.2 Pilote expérimental envisagé : Deux galettes en béton espacées d'un lit de proppant sous une injection constante et soumis à une génération d'onde de choc électrique. 168

Figure 7.3 a) Modèle d'un puits horizontal non-conventionnel en Argentine de longueur 830m sur une profondeur de 3850m : Il montre la répartition des segments de fracturation ('stages') (15 segments, 53 fractures ('perforations')) - Source : TotalEnergies ; b) Conception du modèle simplifié pour la modélisation couplée. 169

Liste des tableaux

Tableau 4.1 Propriétés physique du proppant.....	70
Tableau 4.2 Ouvertures moyennes des fractures avant (e_0) et après (e_1) l'essai.	84
Tableau 4.3 Exemple de calcul du nombre de Reynolds dans une fracture avec une couche de proppant 40/70.	86
Tableau 5.1 Analyse par traitement d'image : proportions des différents volumes constituant la fracture avant et après l'application du chargement dynamique.	96
Tableau 5.2 Analyse par traitement d'image : proportions des différents volumes constituant la fracture du test 1 avant et après l'application du chargement dynamique.	98
Tableau 6.1 Comparaison des ouvertures moyennes (Simulation vs expérimentale) de la fracture après l'atteinte de la contrainte statique de référence (20MPa)	148
Tableau 6.2 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec une demie couche de proppant 40/70 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)	155
Tableau 6.3 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 30/50 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)	158
Tableau 6.4 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 40/70 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)	159

Chapitre 1

Introduction

Sommaire

1.1	Contexte général de l'étude	2
1.2	Plan de la thèse	4

1 Chapitre1 : Introduction

1.1 Contexte général de l'étude

L'efficacité des gisements pétroliers, est liée principalement à la perméabilité du système rocheux piégeant les hydrocarbures dans sa porosité. Afin d'améliorer l'exploitation du gisement, les roches subissent une fracturation hydraulique pour augmenter leur perméabilité avant le début de la production. Cette technique permet aussi une récupération facile des ressources 'non-conventionnelles' d'hydrocarbures. Elle consiste à injecter sous pression, un fluide chargé de particules solides appelées 'Proppant' afin de fracturer la roche 'Réservoir' dans le but d'augmenter sa macro porosité. Le proppant peut être un sable naturel ou bien des particules synthétiques en céramique. Ces particules injectées, empêchent la fermeture des fissures lors d'une baisse de la pression du fluide. Elles maintiennent une perméabilité relativement élevée de la fracture et favorisent ainsi l'extraction des hydrocarbures (production pétrolière).

Or, pendant la production d'hydrocarbures, les fluides pétroliers entraînent avec eux des particules fines dans les fractures. Elles proviennent principalement de la dégradation locale de la roche, de la précipitation des sels (présents dans l'eau souterraine), d'une réaction chimique entre les fluides et la roche ('scaling'), ou bien de l'écrasement du proppant ('proppant crushing') (Candela et al., 2014 [\[1\]](#), Xu et al., 2016 [\[2\]](#)). Ces particules peuvent adhérer aux parois des fissures et au squelette granulaire du proppant pour former des agrégats qui bloquent les chemins d'écoulement. La présence de ces agrégats de fines entraîne un colmatage de la fracture affectant sa conductivité hydraulique qui diminue avec le temps. Ce qui entraîne une diminution de la production d'hydrocarbures (Guerra et al., 2018 [\[3\]](#)).

Une technique courante pour restaurer la conductivité des fractures est de "re-fracturer" le réservoir. La même procédure que pour la phase initiale de fracturation du réservoir est mise en œuvre (Kennedy, 2015 [\[4\]](#)), et des produits chimiques qui dissolvent ces agrégats formés sont injectés en même temps (c.à.d. méthodes secondaires de récupération du pétrole).

Il s'avère que les oscillations de la pression interstitielle peuvent être aussi une solution pour restaurer la conductivité des fractures. Ce principe est largement utilisé dans les écoulements granulaires afin d'éviter la formation des agrégats qui obstruent les sorties de silos. Des modèles pour un tel processus existent (Nicolas et al., 2018 [\[5\]](#)) mais ils sont difficilement applicables à une fracture proppée (qui

désigne une fracture qui contient du proppant). Ces modèles sont basés sur la propagation d'ondes dans la phase solide mais ils ne considèrent pas une phase fluide dans le réseau de pores entre les particules solides.

Des scientifiques ont découvert lors des expérimentations en laboratoire qu'une excitation dynamique du système permettrait d'augmenter les taux de récupération du réservoir en améliorant le débit à partir de la zone de drainage (fractures+proppant) (Roberts, 2005 [6], Candela et al., 2014 [1], Elkhoury et al., 2011 [7]). Ce phénomène a été également confirmé par des mesures de l'évolution de la production de puits (eau et pétrole) à la suite des événements sismiques (Beresnev et Johnson, 1994 [8], Kocharyan et al. 2011 [9]). Dans les deux cas, l'hypothèse émise est que les oscillations de la pression interstitielle pourraient contribuer à briser les agrégats de particules fines qui sont mises en mouvement afin qu'elles soient évacuées. Ce mécanisme explique l'augmentation de la perméabilité observée en laboratoire (Brodsky, 2003 [10], Candela et al., 2015 [11], Liu et Manga 2009 [12]) de manière qualitative. Pour autant, il n'est pas confirmé directement par des observations expérimentales.

A l'échelle de notre laboratoire, les études sur ce sujet ont commencé avec les travaux de Chen et al., (2010) [13], [14] qui ont développé une technique de fracturation électrohydraulique en générant un choc électrique dans un puits dans le but de fracturer la roche. Ces travaux ont été suivis par un dépôt de brevet [15] en collaboration avec l'entreprise TotalEnergies. La technique utilisée génère des ondes dynamiques dans le puits qui peuvent être utiles pour améliorer la conductivité des fractures, surtout, au-delà du puits. C'est ainsi que la propagation d'ondes de pression générées par un arc électrique dans un puits de forage au sein d'un fluide noyant une fissure a fait l'objet de premiers travaux dans le cadre d'une collaboration entre TotalEnergies et la fédération IPRA à l'université de Pau et des Pays de l'Adour. Ceux-ci avaient pour objet de quantifier la propagation d'une onde de pression sinusoïdale générée dans un puits au sein d'une fissure saturée par un fluide (Varela Valdez et al., 2016 [16]). Cette étude numérique a montré que les ondes dynamiques peuvent se propager une distance suffisante (>100m) dans les fractures, sans quasiment être atténuées. Sur la base de ces observations, l'étude a conclu sur le potentiel offert par cette méthode pour stimuler un réservoir en cours de production. Le principe étant de favoriser la perméabilité de la fracture en éliminant les dépôts sédimentaires qui peuvent s'accumuler lors de la production à l'intérieur de la fracture.

Dans la continuité de ces travaux de recherche, cette thèse présente une partie expérimentale qui va simuler une fracture proppée colmatée avec des fines de sable

et investiguer les effets des sollicitations dynamiques sur sa perméabilité. Le chargement dynamique sera d'un signal synthétique en compression simple qui est appliqué par la suite sur les parois de la fracture. Une injection d'eau sera maintenue pendant le processus de décolmatage. La perméabilité intrinsèque sera mesurée avant et après l'application des sollicitations dynamiques. Afin de déterminer les éléments gouvernant le processus de décolmatage, plusieurs paramètres seront étudiés tels que la fréquence, l'amplitude et le type du signal dynamique avec la densité de distribution du proppant, le taux de colmatage des fines et la granulométrie du proppant.

Une modélisation numérique du phénomène de colmatage/décolmatage sera également présentée en utilisant la méthode des éléments discrets (DEM) pour mieux modéliser le milieu granulaire. Le modèle est ensuite couplé avec un module CFD implémenté dans le logiciel PFC3D par le biais d'un code Python. La méthode des volumes finis est utilisée afin de résoudre le problème d'écoulement du fluide. Un modèle de perméabilité sera proposé pour prendre en compte le mouvement des particules pendant l'application de la sollicitation dynamique. Cette dernière est simulée par la variation dynamique de l'ouverture hydraulique de la fracture étudiée. La procédure utilisée dans la modélisation numérique, suivra la même logique de déroulement des essais expérimentaux. Le but principal de cette modélisation numérique est de reproduire le phénomène de décolmatage observé pendant les essais expérimentaux, et de mieux identifier les paramètres qui le gouvernent.

1.2 Plan de la thèse

Le chapitre 1 présente le contexte général de l'étude et la motivation de cette recherche avec les objectifs en bref. Le plan de la thèse est également présenté avec la répartition des chapitres et de leurs contenus.

Le chapitre 2 présente le contexte industriel de l'étude. Les mécanismes d'endommagement des fractures proppées (colmatage) sont également expliqués.

Le chapitre 3 présente une étude bibliographique des lois de perméabilité existantes dans la littérature avec les méthodes de détermination de la perméabilité intrinsèque. Nous présentons également les différentes normes de mesures de la perméabilité des fractures proppées et les configurations possibles de la distribution du proppant dans les fractures. Nous finissons avec une revue des travaux expérimentaux et numériques sur l'amélioration de la conductivité des diverses fractures suite à une excitation dynamique du système.

Le chapitre 4 présente le dispositif expérimental développé avec les matériaux utilisés pour simuler la fracture proppée. Deux protocoles sont expliqués : le premier est sur le déroulement des mesures expérimentales et le deuxième sur l'analyse tomographique. Nous finissons par montrer les principes de détermination de la perméabilité intrinsèque en donnant un exemple de calcul pour identifier le régime d'écoulement applicable.

Le chapitre 5 présente les deux campagnes expérimentales avec leurs résultats. La première campagne met en évidence le phénomène de décolmatage suite à un chargement dynamique en utilisant les scans tomographiques des fractures. La deuxième campagne montre l'influence de plusieurs paramètres sur la réponse de décolmatage.

Le chapitre 6 présente une première modélisation numérique du phénomène de décolmatage en utilisant la méthode des éléments discrets (DEM). La base théorique de la méthode est également présentée avec les modèles mécaniques utilisés (hertz, linéaire avec une résistance à l'enroulement). Le couplage hydromécanique est discuté en utilisant deux modèles de perméabilité : Kozeny-Carman et Darcy-Poiseuille. Nous finissons avec des résultats de plusieurs cas montrés à titre illustratif.

Le chapitre 7 résume les conclusions de cette thèse, ainsi que les recommandations et les perspectives (industrielles et de recherche) pour des futurs travaux.

Chapitre 2

Contexte industriel

Sommaire

2.1	Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels	8
2.2	Fracturation hydraulique	10
2.2.1.	Principes	10
2.2.2.	Notions sur les ‘proppants’	11
2.2.3.	Choix opérationnel du proppant	13
2.3	Mécanismes primaires d’endommagement de la formation géologique : Sources de colmatage des fractures proppées	14
2.4	La stimulation des réservoirs par ondes de chocs : solution prometteuse ?	17
2.4.1.	Eléments déclenchants	17
2.4.2.	Conclusion	22

2 Chapitre 2 : Contexte industriel

Dans ce chapitre, nous rappelons brièvement quelques éléments sur la fracturation hydraulique. Ensuite, nous présentons les différentes formes d'endommagements des fractures proppées qui induisent une baisse de leur perméabilité. Enfin, nous présentons la méthode de la stimulation dynamique et ses applications industrielles sur des gisements pétroliers. Cette méthode montre le potentiel d'améliorer la production pétrolière.

2.1 Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Plusieurs conditions doivent être réunies pour l'existence d'une accumulation d'hydrocarbures. La première de ces conditions est la formation du 'bassin sédimentaire' qui est la zone dans laquelle une séquence appropriée de roches s'est accumulée au cours des temps géologiques. Au sein de cette séquence, il est important d'avoir une forte teneur en matière organique qui va former la 'roche mère'. Sous l'effet des températures et des pressions élevées, ces roches doivent atteindre la 'maturation' qui est la condition à laquelle les hydrocarbures sont créés et éventuellement expulsés de la roche mère. La 'migration' est un processus qui décrit le transport d'une partie des hydrocarbures grâce à une roche sédimentaire poreuse qu'on appelle 'roche réservoir' (Figure 2.1). Ce n'est que si le réservoir est latéralement confiné dans une formation imperméable (seal rock) qu'il existe un 'piège' (trap) pour les hydrocarbures en migration. Ces hydrocarbures sont ainsi appelés 'conventionnels'.

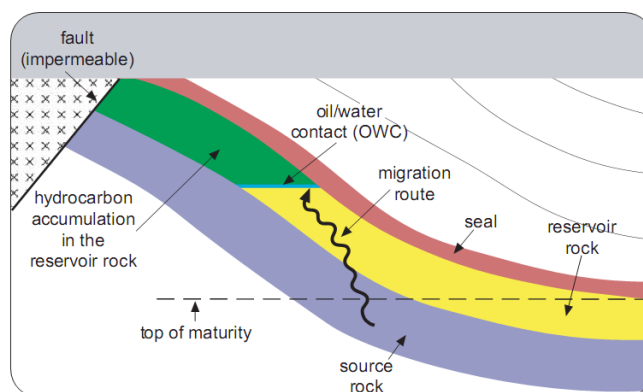


Figure 2.1 Processus de formation des hydrocarbures. (Source : [17])

La roche mère (comme le schiste 'shale') est très peu perméable (tight). C'est elle qui piège dans sa porosité une quantité importante d'hydrocarbures (exemple

gaz de schiste). On parle alors d'hydrocarbures 'non-conventionnels' qui sont difficilement exploitables.

En passant par la phase d'exploration et de localisation des gisements pétroliers, l'extraction des hydrocarbures conventionnels pourrait être réalisée par forage d'un puits vertical (ou bien dévié) dans les roches réservoir qui sont très perméables. Le forage est accompagné par des opérations de perforations afin de connecter le réservoir au puits et de commencer la phase de production.

L'extraction des hydrocarbures 'non-conventionnels' prend souvent la forme d'un forage horizontal suivi de la fracturation hydraulique afin de fracturer et d'augmenter la porosité de la roche mère. Très schématiquement, la Figure 2.2 montre l'extraction des différentes formes d'hydrocarbures citées précédemment.

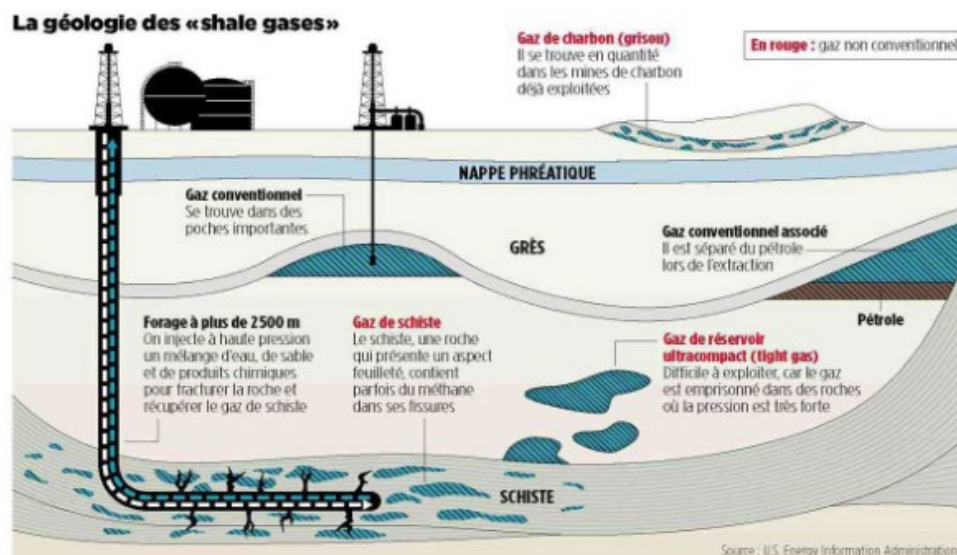


Figure 2.2 Schématisation de l'extraction des deux formes d'hydrocarbures. (Conventionnels et non-conventionnels) (Source : U.S. Energy Information Administration)

Après la fracturation hydraulique du réservoir, le puits et les fractures générées peuvent subir des endommagements qui altèrent drastiquement la production pétrolière. Cette baisse de la production peut être traitée par des méthodes classiques de récupération assistée du pétrole (EOR : Enhanced Oil Recovery) qui stimule à nouveau le réservoir afin d'améliorer la conductivité des fractures (naturelles et hydrauliques) ainsi que la production du puits. La stimulation dynamique par ondes de choc est une méthode innovante pour l'amélioration de la production du puits en service. Elle ne fait pas partie des méthodes classiques, mais nous mettons la lumière sur cette méthode au niveau industriel.

2.2 Fracturation hydraulique

2.2.1. Principes

La fracturation hydraulique (Figure 2.3) est l'une des technologies la plus utilisée par l'industrie pétrolière, surtout pour stimuler les formations géologiques très peu perméables (exemple : roche mère de type Schiste). La première fracturation hydraulique commerciale a été réalisée aux États-Unis en 1949 par l'entreprise 'Stanolind Oil and Gas Company' (Donaldson et al. (2014)).

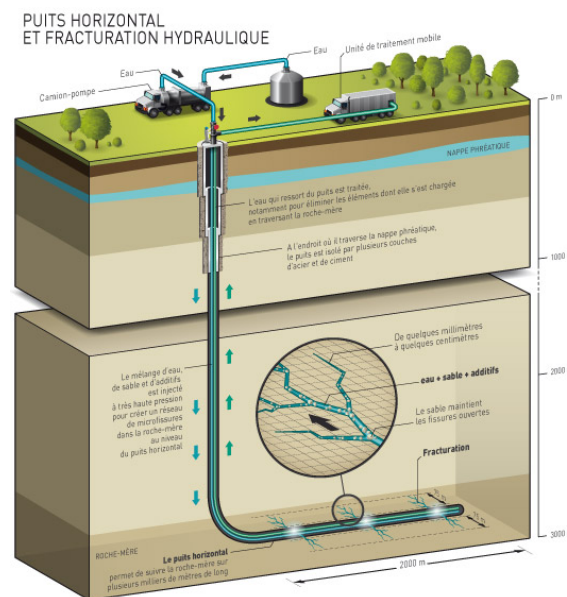


Figure 2.3 Schéma montrant une roche mère qui subit la fracturation hydraulique dans un puits horizontal. (Source TotalEnergies)

Après l'accomplissement du forage du puits horizontal (Ou vertical) et l'installation du tube de production, des sections du tuyau (préalablement perforé) sont isolées avec des bouchons ('downhole packer') pour commencer les opérations de fracturation. L'objectif de la fracturation hydraulique est d'augmenter la productivité du puits en formant des fractures dans la roche qui s'étendent sur une certaine distance dans la formation loin du puits. Ainsi, les hydrocarbures peuvent être produits à travers ces fractures hautement conductrices qui se connectent au réseau des fractures naturelles.

Lorsque la pression hydraulique cesse d'être appliquée, ces fractures risquent de se refermer sous l'effet de la contrainte géologique du réservoir existant dans la formation. Il est ainsi nécessaire d'introduire des particules pour maintenir l'ouverture des fractures et créer un canal perméable permettant de drainer la

formation. Ces particules, appelées agents de soutènement ('propping agents') ou proppants, sont constituées majoritairement du sable ou bien des particules synthétiques. La roche se fracture le long d'un plan perpendiculaire et à la direction de la petite contrainte principale qui est généralement horizontale. La longueur des fractures augmente en fonction du volume de fluide injecté. Elle dépend aussi des propriétés physiques et mécaniques de la formation géologique. Lorsque la fracture est suffisamment grande, les proppants sont ajoutés par injection.

Le choix du fluide utilisé dépend de la formation et des conditions de contrainte de l'environnement souterrain. Afin d'optimiser le processus et de maintenir le proppant en suspension jusqu'à ce qu'il soit déposé dans la fracture, des solutions chimiques (polymères, acides, isomères...) sont ajoutées pour : (Donaldson et al. 2014, Veatch et al., 1989)

- Augmenter la viscosité du fluide
- Réduire le frottement et la turbulence du fluide
- Inhiber la formation des tartres
- Contrôler le pH et la corrosion
- Améliorer la capacité de transport du proppant

Pour avoir une idée sur la géométrie que peuvent avoir un puits horizontal et les fractures générées, nous citons quelques informations techniques d'un vrai puits existant en Argentine (Source : TotalEnergies) : Longueur du puits (partie horizontale) = 824m ; 15 sections de fracturation ; 53 perforations (fractures) au total ; Longueur de la fracture de part et d'autre du puits = 375m ; Hauteur hydraulique=52m ; Ouverture de la fracture au niveau du puits = 5.3mm.(La hauteur hydraulique est définie comme étant la hauteur totale de la fracture générée)

2.2.2. Notions sur les 'proppants'

Comme mentionné précédemment, les proppants sont utilisés pour bien maintenir l'ouverture des fractures générées [18]. La quantité du proppant utilisé, la manière dont il est placé dans la fracture et les propriétés du proppant lui-même jouent tous un rôle essentiel dans le maintien de la production pendant toute la durée de vie du puits (Martinez et al. 1987). Les propriétés principales du proppant sont : la sphéricité, la résistance à l'écrasement sous l'influence de la contrainte géologique, la granulométrie et la densité réelle du proppant. Elles peuvent affecter la conductivité hydraulique de la fracture, l'une des facteurs les plus importants qui affecte directement la productivité du puits.

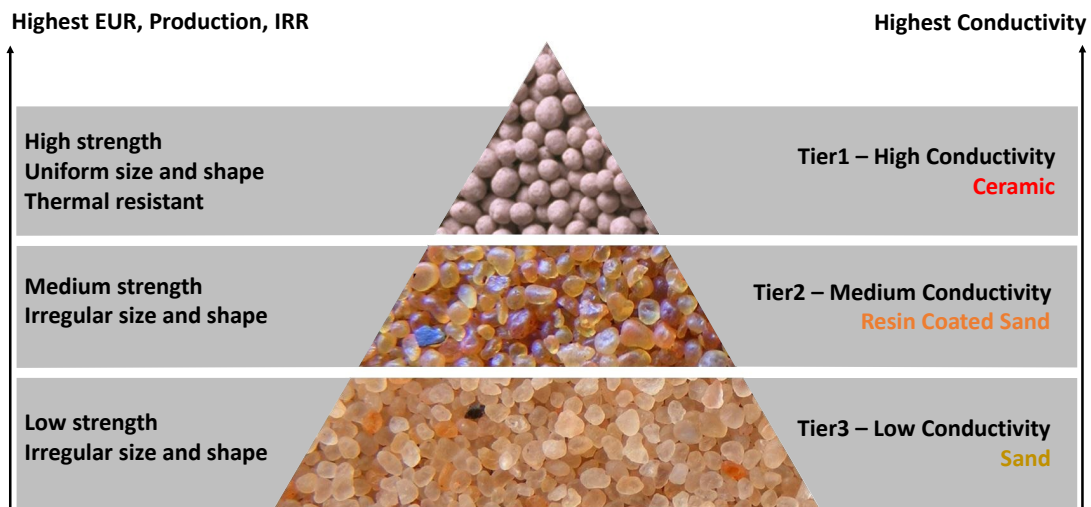


Figure 2.4 Classement de différents types de proppant selon leur conductivités (à droite) et le taux de la rentabilité interne (IRR, à gauche) [19]

Depuis les années 1940, l'industrie du proppant a évolué [20], [21]. Le sable naturel fut le premier à être utilisé dans les opérations de fracturation hydraulique. Vu la résistance faible du sable naturel [22], [23], des revêtements de résine ont été appliqués sur les grains de sable pour améliorer sa résistance. Le sable enrobé de résine est plus résistant que le sable classique et peut être utilisé à des contraintes n'excédant pas 55 MPa, selon le type de sable enrobé de résine (Economides et al. 2000 [24]).

Au cours des vingt dernières années, des proppants synthétiques tels que les proppants en céramique ont été introduits dans l'industrie pétrolière (Yang et al. 2012). Selon Saldungaray et al. (2013), ces proppants ont été proposés comme une alternative au sable. Les proppants en céramique modernes ont prouvé qu'ils offrent des avantages en termes de production dans presque tous les types de formations et de complétions (c.à.d., puits complétés et opérationnels en production). Ils offrent des performances supérieures à celles des autres types de proppants sous des contraintes très élevées [22], [23], [25].

Selon David G. Gallagher [19], la Figure 2.4 illustre l'ordre hiérarchique des proppants. Le niveau 1 (céramique) offre la conductivité la plus élevée et la meilleure productivité des puits en raison de sa résistance, de sa taille et de sa forme uniforme et de sa résistance thermique. Le niveau 2 (sable enrobé de résine) offre une conductivité et une résistance modérées, mais sa forme et sa taille sont un peu irrégulières. Le niveau 3 (sable non enrobé) offre la conductivité la plus faible en raison d'une résistance réduite combinée à une taille et une forme asymétrique.

2.2.3. Choix opérationnel du proppant

Le choix de la sélection du proppant est très important avant de démarrer la fracturation hydraulique afin d'optimiser la production pétrolière. Cohen et al. 2013 [26], ont effectué une étude numérique paramétrique pour optimiser le choix du fluide et du proppant pour la fracturation hydraulique. Ils ont découvert que la granulométrie, la concentration et la séquence d'injection du proppant ont un effet significatif sur la production à long terme.

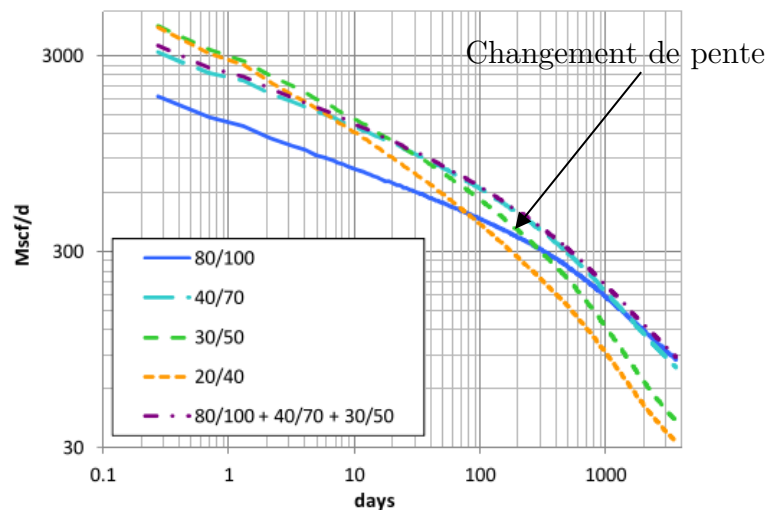


Figure 2.5 Taux de production pour différentes granulométries de proppant (Cohen et al. 2013)[26]

Dans leur étude paramétrique, Cohen et al. (2013) [26] ont utilisé différentes granulométries de proppant de sable naturel : 80/100, 40/70, 30/50, 20/40 (Taille croissante des grains, voir la définition dans le chapitre suivant). Cette étude paramétrique est basée sur les résultats obtenus par des simulations, en utilisant deux modèles complexes de manière séquentielle : un pour la fracturation et un autre pour la production. La simulation a été appliquée à des cas réels et comparée aux données réelles de production. La Figure 2.5 présente les résultats de taux de production pour différentes granulométries de proppant en fonction du temps.

La première observation montre bien que la production initiale augmente lorsque la taille du proppant augmente. La deuxième observation est que sur une échelle de temps plus longue, le taux de production est plus important avec un proppant de taille plus petite car le changement brusque de pente se produit plus tard.

La combinaison de trois granulométries différentes de proppant (80/100+40/70+30/50) (Figure 2.5) montre bien que c'est le choix optimum pour

avoir une meilleure production pétrolière. La Figure 2.6 confirme ce choix, où la production cumulée est importante en la comparant avec les autres choix de granulométrie de proppant.

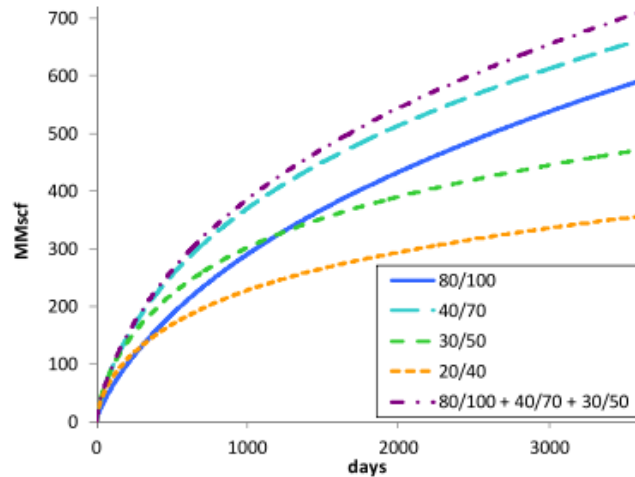


Figure 2.6 Taux cumulé de production pour différentes granulométries de proppant. (Cohen et al. 2013)[26]

En résumé, les proppants de taille importante donneraient une meilleure production initiale et les proppants de petite taille présenteraient un déclin plus lent de la production. Il serait donc bénéfique d'augmenter progressivement la taille des proppants pendant l'injection pour la fracturation hydraulique. Ce qui implique :

- Les proppants de petit diamètre (80/100) seront placés loin du puits dans le réseau des fractures hydraulique ce qui maximise la longueur des fractures proppées.
- Les proppants de diamètre plus important (30/50) s'accumule facilement autour du puits (proches des perforations) et maximisent la conductivité moyenne de la fracture proppée. (Cette conclusion a été répertorié par Economides et al. 1994 [27])

2.3 Mécanismes primaires d'endommagement de la formation géologique : Sources de colmatage des fractures proppées

La production pétrolière est fortement liée à la conductivité hydraulique des fractures proppées. Cependant, ces fractures peuvent être endommagées en raison du dépôt de particules lié à des mécanismes physiques et chimiques. Ceci induit

une baisse de la conductivité du réseau des fractures entraînant ainsi une chute drastique de la production pétrolière (Figure 2.7).

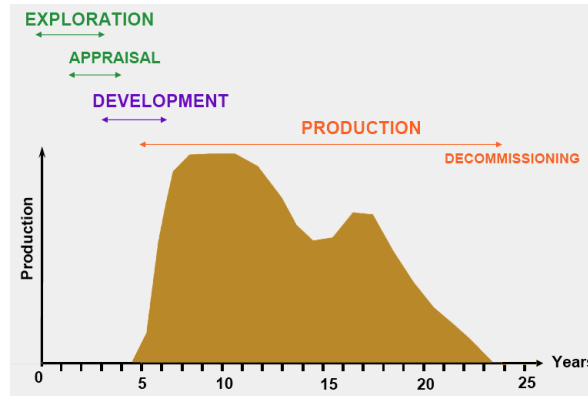


Figure 2.7 Représentation chronologique de la vie d'un gisement de pétrole type, le zéro étant mis à la demande du permis d'exploration. (Sources : Site internet de Jean Marc Jancovici & Pierre-René Bauquis, Total Professeurs associés, 2008)

Un endommagement est l'altération de l'écoulement normal des fluides dans le puits et ensuite à la surface [28]. Il peut apparaître dans les formations, les perforations, le système de remontée et dans les tubulaires. Les endommagements de la formation font spécifiquement référence aux colmatages de la matrice rocheuse dans la région proche du puits et dans les fractures générées [29].

Selon Xu et al. (2016) [2] les endommagements de la formation commencent à se générer pendant le développement du puits (forage et complétion), mais principalement pendant la phase de production après la fracturation hydraulique. Ainsi, les principaux mécanismes d'endommagement potentiels impliqués dans ces processus peuvent être divisés en deux parties : physiques et chimiques.

Les mécanismes d'endommagement physiques sont liés à une interaction directe, non chimique entre la formation et les fluides de travail utilisés pour le forage, la complétion ou la stimulation du puits, ce qui entraîne une réduction de la perméabilité de la formation [30]. Ainsi, nous pouvons classer les mécanismes d'endommagement physique dans les réservoirs comme suit :

- La migration des fines [31][32] : la dégradation des parois des fractures de la roche et l'écrasement des particules de proppant.
- Migration des particules du puits vers le réservoir [33] : Particules contenant dans les fluides de forage et de complétion.

- L'endommagement par piégeage de phase [30] : une augmentation transitoire ou permanente de la saturation du fluide piégé (eau, gaz ou pétrole) dans le sol, ce qui entraîne une réduction de la perméabilité relative du fluide que nous voulons produire ou injecter. Ce phénomène est illustré dans la Figure 2.8.
- L'endommagement lié à la contrainte appliquée sur le proppant [30], [34] : L'embedment du proppant (c.à.d., l'enfoncement du proppant dans la matrice rocheuse (voir Figure 2.9)) et le fluage de la roche à long terme.

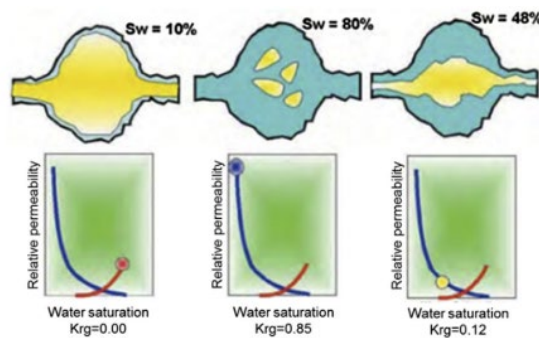


Figure 2.8 Schématisation de l'endommagement par piégeage de phase. [30]

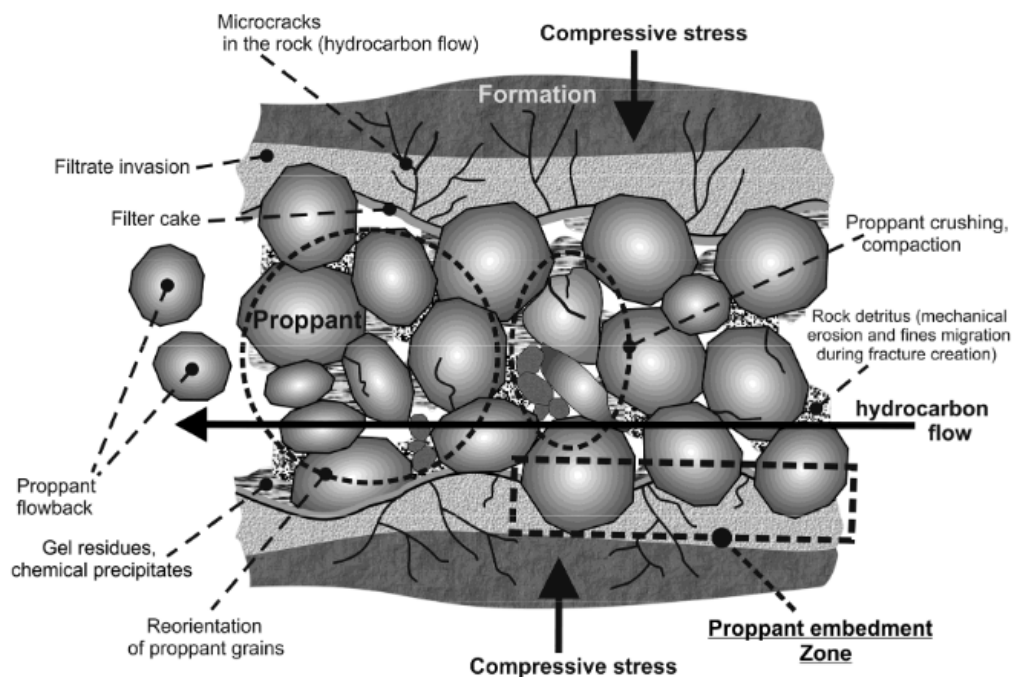


Figure 2.9 Représentation schématique des causes majeures de l'endommagement d'une fracture proppée, entraînant une dégradation des performances et une diminution de la conductivité hydraulique. [35]

Les mécanismes d'endommagement Chimiques [2] sont dus à l'incompatibilité qui pourrait exister entre les fluides utilisés pendant les opérations (forage, Complétion, stimulation...) et la roche du réservoir d'une part, et avec le fluide du réservoir d'une autre part. Ces incompatibilités [33], [34] qui sont dues aux interactions entre l'eau, l'acide, la solution alcaline et le sel présent dans le réservoir. Elles conduisent à la formation des tartres organiques ou inorganiques ('Scales', exemple la Barite (BaSO_4), la calcite (CaCO_3) ...).

A part l'endommagement par piégeage de phase, la Figure 2.9 représente grossièrement les différents mécanismes primaires dans une fracture proppée.

2.4 La stimulation des réservoirs par ondes de chocs : solution prometteuse ?

Afin de remédier la baisse de la production des puits de pétrole, les entreprises pétrolières font appel à des méthodes d'amélioration de production appelées : méthodes de récupération assistée du pétrole ('EOR', Enhanced Oil Recovery). Elles fonctionnent en modifiant la matrice poreuse du milieu et la composition chimique du pétrole. Elle désigne un ensemble de techniques qui font référence à tout processus au niveau du réservoir pour modifier les interactions existantes dans les fractures entre la roche réservoir, le pétrole et la saumure afin de faciliter l'extraction et augmenter la récupération. Elles peuvent aussi agir directement sur l'endommagement (sédiments, fines...) avec des techniques d'injection chimique (injection des polymères, injection d'acide...) dans le but de faire disparaître l'endommagement.

Alors que ces méthodes EOR (surtout l'injection chimique) présentent un effet très local, c.a.d., assurer le nettoyage des endommagements au fond du puits et dans les zones proches du puits, la stimulation dynamique est une nouvelle technologie utilisée pour stimuler le réservoir dans sa globalité à l'aide des ondes qui se propagent loin du puits. Ces ondes présentent un effet potentiel pour le nettoyage des zones qui se situent à plusieurs dizaines de mètres du puits. Ce dont nous allons parler dans les parties qui suivent.

2.4.1. Eléments déclenchants

L'histoire de la stimulation dynamique des gisements pétroliers et des puits des eaux souterraines remonte à l'année 1950-1990. De nombreuses observations accumulées principalement depuis 1950 montrent que les ondes sismiques générées par les tremblements de terre et les vibrations engendrées par les moyens de

transport (trains...) peuvent modifier la production d'eau et de pétrole. La Figure 2.10 montre un saut brutal de la production pétrolière et de l'eau d'un puits suite à un tremblement de terre. Le rendement en eau et en pétrole du même puits a été multiplié respectivement par trois et sept.

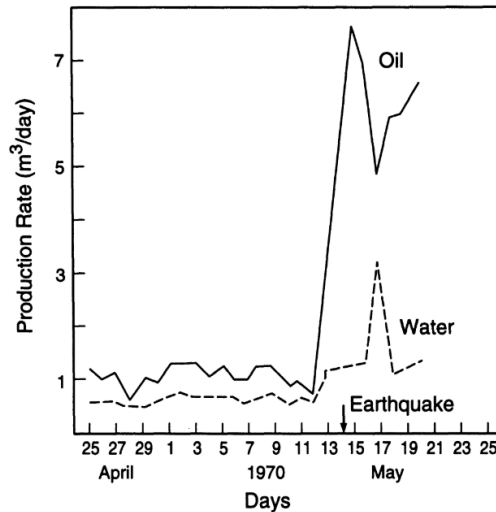


Figure 2.10 Réponse de la production quotidienne de pétrole et d'eau d'un puits dans un champs pétrolier à Daghestan suite à un tremblement de terre en 1972. [8]

La Figure 2.11 montre les changements brusques du niveau d'eau dans un puits en Floride, engendrés par le passage de trains à proximité et par un tremblement de terre.

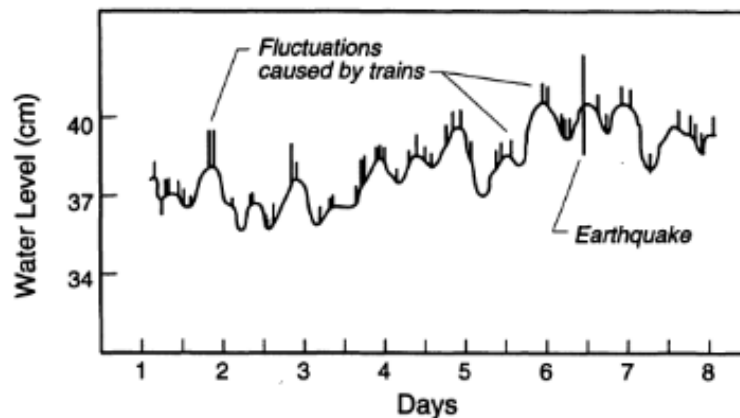


Figure 2.11 Fluctuations du niveau d'eau souterraine, dans un puits en Floride, engendrées après le passage d'un train et suite à un tremblement de terre (Année 1950) [8].

De ce fait, les scientifiques ont conclu qu'il y a un effet potentiel des ondes élastiques à améliorer la perméabilité des roches saturées. Cette conclusion a été confirmée par de nombreuses expériences en laboratoire [8]. Les travaux in situ ont commencé par l'utilisation des ondes ultrasons pour stimuler un puits en pleine production. Dans cette application, les ondes ultrasons de forte puissance sont utilisées pour le nettoyage au fond de puits dont la production diminue en raison du dépôt de tartres et de précipitations.

Plusieurs brevets relatifs au traitement par ultrasons aux puits ont été accordés dans les années 1950 et 1960 aux États-Unis et en URSS ; toutefois, la plupart des activités et le début des applications réelles sur le terrain datent des années 1970. À cette époque, la recherche se concentrait sur l'application industrielle d'outils à ultrasons capables de créer des champs acoustiques puissants à l'intérieur du puits de forage pour le nettoyage.

En URSS, les premiers essais industriels de la méthode acoustique pour la stimulation des réservoirs ont commencé en 1975 (Simkin et Lopukhov, 1989). La méthode a été utilisée dans un certain nombre de puits productifs. Le taux global de réussite des traitements était d'environ 52% [8]. Lorsque le traitement est réussi, l'effet de l'augmentation de la perméabilité pourrait durer de 3 à 24 mois. Ce qui permet de conduire à une augmentation significative de la production dans certains cas.

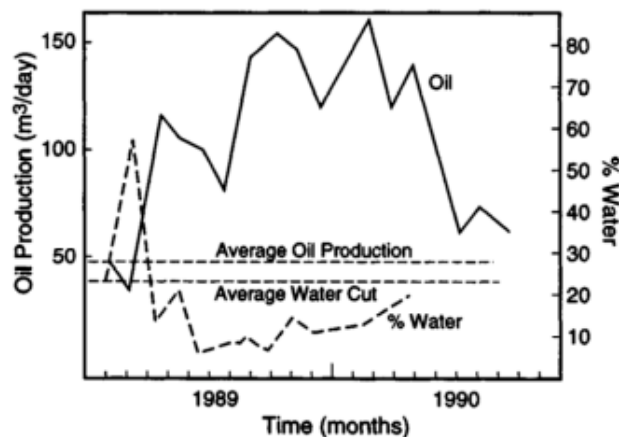


Figure 2.12 Résultats du traitement acoustique des puits de production à long terme en Sibérie occidentale (1990) [8].

La Figure 2.12 montre un exemple d'un puits traité avec des techniques ultrasons en Sibérie. Les résultats montrent le rendement quotidien en pétrole et la

teneur en eau des fluides produits. Une augmentation de production de pétrole a été observée immédiatement après le traitement. La méthode ultrasons serait efficace dans 40 à 50 % des cas étudiés. En cas de traitement réussi, l'effet de l'amélioration de la perméabilité peut durer jusqu'à plusieurs mois.

Alors que cette méthode a un effet très local qui est dû à l'atténuation rapide des ondes ultrasons, une deuxième application est utilisée pour stimuler le réservoir dans son ensemble. Dans ce cas, des ondes de fréquence sismique sont appliquées à la surface de la terre par des réseaux de sources de type vibrations mécaniques en utilisant des poids lourds. Cette méthode a donné des résultats prometteurs [8]. Des vibreurs sismiques de 20-30 tonnes ont été utilisés à la surface pour l'exploration sismique industrielle à la recherche de pétrole aux États-Unis et en Russie.

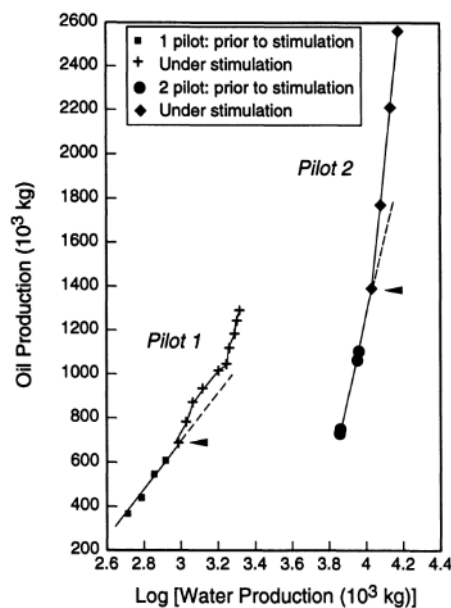


Figure 2.13 Production de pétrole et d'eau avant et après la stimulation par des sources de type vibro-mécanique au-dessus d'un réservoir abandonné en Russie. Le pilote 1 et pilote 2 font référence aux stimulations de deux zones différentes.

La Figure 2.13 montre l'augmentation du taux de production de pétrole après traitement des deux puits qui ont été abandonnés. Sur les deux pilotes, la production d'eau a été réduite de 25 à 30 % tandis que la production journalière moyenne de pétrole a été multiplié par 2. Les deux stimulations apportées aux deux puits ont immédiatement augmenté la production pétrolière.

En 1984-1985, une méthode de nettoyage à proximité du puits utilisant les oscillations et les ondes a été proposée par l'Institut A. A. Blagonravov des sciences des machines de l'Académie des sciences de l'URSS (nommé après 'NC NVMT RAN') [38]. La méthode consiste à placer dans un puits, à proximité des perforations, un générateur d'oscillations conçu pour générer des ondes de pression dans la zone de la formation proche du puits. Les ondes agissent sur les parties endommagées autour du puits afin de promouvoir le phénomène de nettoyage (décolmatage des fractures colmatées). Ces stimulations ont été appelées technologies ondulatoires de première génération.

De tels travaux de stimulation ont été réalisés en Sibérie occidentale, en Tatarie, en Bachkirie et dans d'autres régions de la Russie, ainsi qu'à Oman, aux États-Unis (en Alaska), en Norvège (sur une plate-forme de la mer du Nord) et en Chine [38]. Plus de 3 000 puits ont été traités. Grâce aux stimulations, les taux de production des puits ont augmenté de 70 à 80 %.

Comme nous le voyons dans la Figure 2.14, le débit de pétrole était en baisse. Au moment de la stimulation, il était plus de deux fois inférieur à sa valeur initiale. C'est une indication de l'endommagement de la formation à proximité du puits. Après le traitement par une source d'oscillations de pression près des perforations au niveau du réservoir productif, les débits ont été pratiquement rétablis à leurs niveaux initiaux et sont restés stables pendant la période d'observation (10 mois). Ces résultats sont typiques de la technologie proposée. De nombreux tests de ce type ont été réalisés dans différentes régions de la Fédération de la Russie.

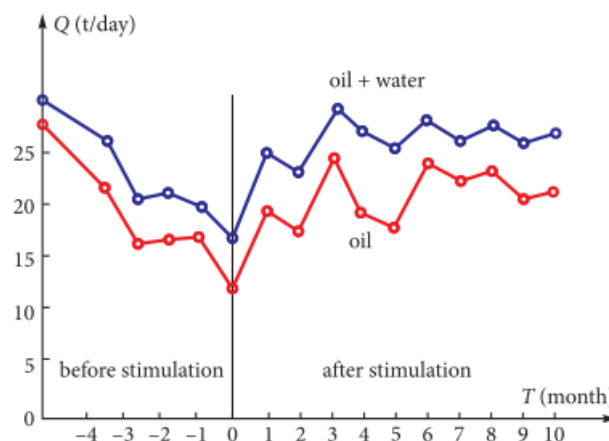


Figure 2.14 Production de l'eau et du pétrole avant et après la stimulation d'un puits par l'intermédiaire d'un générateur d'oscillations dans le puits. (Entreprise : Pryobye Oil Company-Russie) [38]

2.4.2. Conclusion

Nous avons montré dans la section précédente que selon le point de vue d'ingénierie, la stimulation dynamique des réservoirs pétroliers montre une hausse de la production pétrolière en agissant sur les fractures drainantes.

Près du puits, nous comprenons que cette méthode est très efficace. Elle permet de nettoyer les fonds du puits et les zones à proximité. Mais dans les zones qui se situent loin du puits, cela demande des explications sur les mécanismes de propagation de ces ondes.

Etant donné que les essais pilotes présentés ci-dessus sont opérationnels et présentent un avenir prometteur de la méthode, la compréhension fine des mécanismes nécessite des expérimentations à l'échelle du laboratoire afin d'investiguer les paramètres qui gouvernent cette hausse de production. En outre, pour valider ces résultats expérimentaux, il faut développer des modèles numériques afin d'optimiser le processus et de l'adapter aux puits et aux formations géologiques existantes.

C'est ainsi que le travail de cette thèse est organisé : Tout d'abord nous présentons une étude expérimentale, pour mieux comprendre la réponse de décolmatage des fractures proppées endommagées suite à l'application d'un chargement dynamique. La modélisation numérique est abordée ensuite afin d'appuyer les observations expérimentales, et par la suite de simuler des cas réels.

Chapitre 3

Etat de l'art - Etude bibliographique

Sommaire

3.1	Introduction.....	25
3.2	Milieux poreux : Caractéristiques intrinsèques	25
3.2.1.	Porosité.....	26
3.2.2.	Surface spécifique.....	26
3.2.3.	Tortuosité	27
3.2.4.	Diamètre hydraulique moyen.....	27
3.2.5.	Perméabilité/conductivité hydraulique.....	28
3.3	Lois phénoménologiques d'écoulement	29
3.3.1.	Loi de Hagen-Poiseuille (1839-1840).....	29
3.3.2.	Loi de Darcy (1856).....	30
3.4	Perméabilité dans les milieux poreux.....	31
3.4.1.	Régimes d'écoulement.....	31
3.4.2.	Détermination de la perméabilité intrinsèque.....	39
3.4.3.	Estimation de la perméabilité intrinsèque : Approche de Kozeny-Carman (1927-1937)	43
3.5	Mesure de la conductivité des fractures	45
3.5.1.	Test standard.....	45
3.5.2.	Distributions possibles du proppant	47
3.6	Amélioration de la conductivité des fractures via un chargement dynamique : Revue des travaux expérimentaux clés.....	51
3.7	Propagation des ondes dynamiques dans les fractures : Etude numérique de Varela-Valdez et al. (2017)	58
3.8	Résumé	62

3 Chapitre 3 : Etat de l'art - Etude bibliographique

3.1 Introduction

Le contexte industriel de l'étude a été présenté dans la section 2. Cette étude est principalement applicable sur les formations géologiques qui ont subis la fracturation hydraulique dans le but d'améliorer l'extraction des hydrocarbures non-conventionnels.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les bases théoriques et expérimentales avec lesquelles nous avons pu mener les travaux de cette étude. Tout d'abord, nous présentons les lois régissant les écoulements qui peuvent s'appliquer au niveau des fractures proppées. Les définitions clés des différents régimes sont également présentées ainsi que les méthodes les plus appropriées pour calculer la perméabilité des fractures. Nous faisons ensuite le point sur les différents dispositifs expérimentaux qui peuvent exister pour mesurer la conductivité dans les conditions opérationnelles associées. Après la fracturation hydraulique, il peut exister des densités variables de distribution de proppant dans les fissures générées. C'est pour cela, nous définissons 'la densité de distribution du proppant' et nous présentons ses configurations possibles. Nous présentons également les études expérimentales et numériques qui ont servi à étayer l'hypothèse qu'une déstabilisation dynamique de la fracture pourrait améliorer sa conductivité. Les travaux sont principalement présentés dans la section 3.6. Enfin, nous présentons une étude importante qui a été menée par Alberto Varela-Valdez, Gilles Pijaudier-Cabot et Christian La Borderie avec le soutien de TotalEnergies pour prouver qu'un choc dynamique généré au niveau du puits pourrait se propager une longue distance sans la perte de son amplitude. Le but est d'utiliser cette onde pour déstabiliser les agrégats de fines (fracture colmatée) pour réaugmenter la productivité du puits. Les résultats seront ainsi présentés dans la section 3.7 finale de ce chapitre.

Concernant la partie numérique, la base théorique utilisée pour la simulation numérique du problème (méthodologie de la simulation, couplage hydromécanique...) est présentée dans le chapitre 6.

3.2 Milieux poreux : Caractéristiques intrinsèques

Le milieu poreux dans cette étude est représenté par le milieu granulaire qui se trouve dans la fracture générée. Il est composé d'un assemblage des particules sphériques qui peuvent être empilées de différentes façons selon l'écoulement du fluide qui le transporte lors de la fracturation hydraulique. Le proppant utilisé

dans cette étude possède une sphéricité très importante (>0.8). Chaque grain sera considéré comme une sphère dans les différents calculs pour la caractérisation du milieu. Il existe différentes caractéristiques d'un milieu poreux, notamment d'un milieu granulaire, et sont couramment définies comme : la porosité, la granulométrie du milieu, la surface spécifique, la tortuosité, le diamètre hydraulique, la perméabilité et la conductivité hydraulique.

3.2.1. Porosité

Il existe 2 types de porosité :

- Porosité macroscopique (intergranulaire)
- Porosité absolue (intragranulaire)

La porosité intragranulaire des particules représente le ratio de volume de vides microscopiques de la particule sur le volume total de la particule. Le matériau constituant les particules (en céramique, Mullite) fait de sorte que l'on considère cette porosité comme négligeable.

Nous nous intéressons donc à la porosité macroscopique (n) du milieu granulaire. Elle représente le ratio de vides entre les particules sur le volume total du milieu. Elle est traduite par la formule suivante :

$$n = \frac{vv}{vt} = \frac{vv}{vv + vp} \quad 3.1$$

Avec :

vv : volume des pores (vides) entre les particules

vt : volume totale du milieu

vp : volume des particules

3.2.2. Surface spécifique

La surface spécifique ' M ' est définie comme étant la surface totale des pores (As) sur le volume apparent du milieu poreux (Vb , bulk volume)[39]. Elle est définie comme suit :

$$M = \frac{As}{Vb} \quad 3.2$$

Ainsi, la surface spécifique ' M ' pour un empilement cubique de sphères identiques de rayon ' r ' pourrait être écrite sous la forme [39] :

$$M = \frac{4\pi r^2}{(2r)^3} = \frac{\pi}{2r} \quad 3.3$$

Parfois, le terme 'spécifique' est utilisé pour indiquer le ratio de A_s sur le volume réel de la partie solide du milieu (V_s). On obtient ainsi :

$$M = \frac{A_s}{V_b} = \frac{A_s(1-n)}{V_s} = (1-n)M_s \quad 3.4$$

Avec n la porosité du milieu.

Pour des sphères uniformes de rayons r (d de diamètre), M_s pourrait être écrite comme suivant :

$$M_s = \frac{4\pi r^2}{\frac{4}{3}\pi r^3} = \frac{3}{r} = \frac{6}{d} \quad 3.5$$

Les différents termes de la surface spécifiques interviendront dans l'équation de Kozeny-Carman (1927-1937) pour le calcul de la perméabilité intrinsèque du milieu. (section 3.4.3)

3.2.3. Tortuosité

Il existe plusieurs définitions de la tortuosité dans la littérature. D'après Carman (1937), la tortuosité d'un milieu poreux est le carré du rapport de la longueur (Le) du chemin réel parcouru par le fluide, sur la longueur du milieu poreux (L). ($Le > L$)

$$T = \left(\frac{Le}{L}\right)^2 > 1 \quad 3.6$$

Ce paramètre adimensionnel permet de donner une idée sur l'aspect tortueux du milieu poreux. Plus la tortuosité est importante, plus la diffusion du fluide est réduite dans le milieu.

3.2.4. Diamètre hydraulique moyen

Pour simplifier le calcul, on considère que le milieu poreux est composé de plusieurs conduits de diamètre uniforme ' dh ' appelé : diamètre hydraulique moyen. Ce diamètre dépend en premier temps de la distribution de la taille des pores (diamètre moyen des pores) [40] [41].

$$dh = 4 \left(\frac{V}{A}\right) \quad 3.7$$

Avec V le volume total des pores et A la surface totale interne accessible par le fluide en écoulement. Le diamètre hydraulique est principalement impliqué dans l'équation de Kozeny-Carman (1927-1956) qui est appliquée surtout dans le

domaine pétrolier, pour prédire la perméabilité du milieu. Ainsi la porosité ' n ' et la surface spécifique ' Ms ' interviendront pour évaluer le diamètre hydraulique moyen. Etant donné qu'on n'est dans un milieu granulaire, le diamètre moyen des particules ' d_p ' y interviendra. Les détails de la démonstration de l'équation de Kozeny-Carman seront présentés dans la section 3.4.3.

3.2.5. Perméabilité/conductivité hydraulique

Il est important de souligner la différence entre la perméabilité et la conductivité hydraulique d'un milieu poreux.

Le terme 'perméabilité' (k) a été introduit en 1856 par Henry Darcy après des expérimentations sur la fameuse fontaine de Dijon. Il a prouvé que c'est une propriété intrinsèque qui dépend du milieu (structure et pores) et non pas du fluide traversant. Elle désigne l'aptitude d'un milieu perméable quelconque à se faire traverser ou pénétrer par un fluide donné sous un gradient de pression. Elle est mesurée par la loi de Darcy qui décrit l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux (section 3.3.2). L'unité de mesure est le m^2 dans le système international. Elle peut s'exprimer en Darcy 'Da' ou milli darcy 'mD' principalement dans le domaine pétrolier. ($1Da=9.869233 \times 10^{-13} m^2$)

Le terme 'conductivité hydraulique' (K) est caractéristique de la masse volumique et la viscosité dynamique du fluide traversant le milieu. Elle partage la même définition avec la perméabilité, mais on peut la définir autrement comme la vitesse de drainage d'un fluide traversant le milieu. Nous pouvons l'écrire sous la forme suivante :

$$K = \frac{k\rho g}{\mu} \quad 3.8$$

Avec :

ρ la masse volumique du fluide (kg/m^3)

g la gravité ($m.s^{-2}$)

μ la viscosité dynamique du fluide (Pa.s)

k la perméabilité du milieu (m^2)

La conductivité hydraulique s'exprime en m/s.

3.3 Lois phénoménologiques d'écoulement

Il existe deux lois importantes pour quantifier la perméabilité d'un milieu poreux. On les distingue selon les deux échelles :

- A l'échelle microscopique : Loi de Hagen-Poiseuille
- A l'échelle macroscopique : Loi de Darcy

3.3.1. Loi de Hagen-Poiseuille (1839-1840)

Cette loi a été déduite d'expérimentation faite par Hagen (1839) et Poiseuille (1840). Elle représente le point de départ de tous les modèles d'écoulement élaborés dans la littérature. L'écoulement est considéré comme étant stationnaire et laminaire pour un fluide incompressible dans un tube capillaire de diamètre d et de longueur L (selon x), avec un gradient de pression $\frac{dp}{dx}$ (Figure 3.1). La vitesse moyenne à l'intérieur du tube capillaire s'écrit :

$$v(r) = \frac{1}{32\mu} \frac{dp}{dx} d^2 \quad 3.9$$

Avec :

μ : la viscosité dynamique du fluide (Pa.s)

d : le diamètre du tube (m)

P : la pression qui varie le long du tube (Pa)

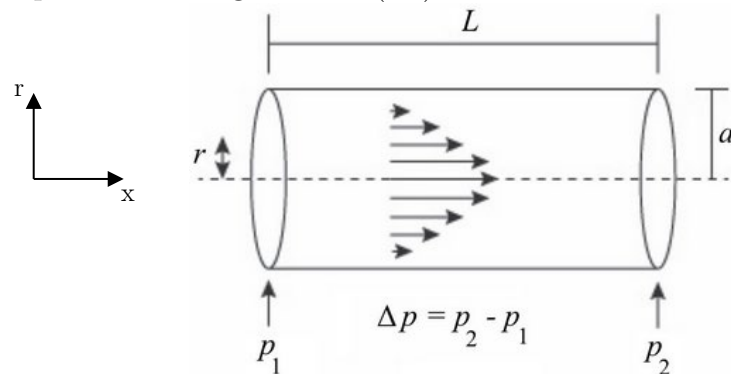


Figure 3.1 Profil parabolique de la vitesse de Hagen-Poiseuille dans un tube cylindrique.

Tout développement basé sur la loi de Hagen-Poiseuille conduira à une relation linéaire entre la vitesse et le gradient de pression. La différence entre les modèles existants réside uniquement dans les relations qu'ils donnent entre la perméabilité intrinsèque 'k' et les propriétés du milieu poreux associé. On notera aussi qu'une

analogie existe entre Hagen-Poiseuille et la loi de Darcy (section 3.3.2), qui est la perméabilité 'k' représentée par le terme $\frac{d^2}{32}$.

NB :

Dans le cas d'écoulement dans une fracture modélisée en utilisant la loi de Poiseuille, les hypothèses utilisées seront :

- La géométrie de la fracture est assimilée à deux plaques parallèles
- Localement, la vitesse d'écoulement du fluide est proportionnelle au gradient de pression local et au carré de l'ouverture hydraulique "e" de la fracture. (idem à Hagen-Poiseuille)

L'équation de Poiseuille devient :

$$v(r) = \frac{1}{12\mu} \frac{dp}{dx} e^2 \quad 3.10$$

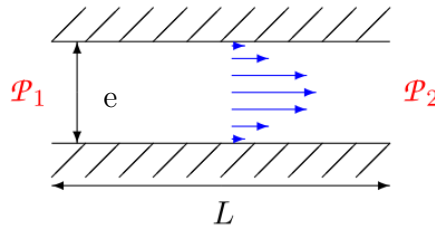


Figure 3.2 Ecoulement de Poiseuille entre deux plaques parallèles.

On suppose que la pression est différente aux deux extrémités des plaques dans la direction x, ce qui entraîne la présence d'un gradient de pression le long de x ($P_2 - P_1$). En comparant l'équation de Poiseuille avec la loi de Darcy, la perméabilité intrinsèque 'k' peut être écrite comme : $k = \frac{e^2}{12}$.

3.3.2. Loi de Darcy (1856)

Etant la loi fondamentale pour la mesure de la perméabilité des milieux poreux à l'échelle macroscopique, la loi de Darcy est principalement inspirée de la loi de Hagen-Poiseuille (section 3.3.1).

Darcy (1856) [42] décrit l'écoulement dans un milieu poreux comme étant laminaire en traduisant la vitesse moyenne d'un fluide donné en fonction du gradient de pression. Elle est utilisée pour décrire l'écoulement dans toute fracture à faible débit (nombre de Reynolds Re (section 3.4.1.1) autour de 1). Cette loi suppose que les forces visqueuses engendrées par les fluides dominant sur les forces d'inertie,

qui sont négligeables. La loi est valable pour un écoulement d'un fluide incompressible newtonien dans un milieu poreux, en condition isotherme, et peut être représentée sous la forme différentielle suivante :

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{\text{grad } P} \quad 3.11$$

où \vec{v} est la vitesse du fluide en m/s, k est la perméabilité du milieu en m^2 , $\overrightarrow{\text{grad } P}$ est le gradient de pression en m/s et μ est la viscosité dynamique du fluide en Pa.s.

Dans la suite, nous présentons les différentes utilisations de la loi de Darcy en montrant les corrections requises en cas d'un écoulement qui n'est pas à faible débit ($Re > 1$).

3.4 Perméabilité dans les milieux poreux

3.4.1. Régimes d'écoulement

Pour calculer la perméabilité d'un milieu poreux (fracture propée dans cette étude), il est important de s'avoir quel régime d'écoulement régit dans le système pour pouvoir appliquer la bonne équation. Une correction de la perméabilité au sens de Darcy sera appliquée pour trouver la perméabilité intrinsèque.

3.4.1.1. Identification des régimes d'écoulement

Pour caractériser un régime d'écoulement dans un milieu poreux, un paramètre adimensionnel (Re) est indispensable. Il nous permet de distinguer les différents régimes d'écoulement dans le système. Re est le nombre de Reynolds qui traduit le ratio entre les forces inertiels et les forces engendrées par la viscosité du fluide [43]. Il est calculé par la formule générale suivante :

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot dh}{\mu} \quad 3.12$$

Où ρ est la masse volumique du fluide en kg/m^3 , v est la vitesse moyenne du fluide en m/s, dh est le diamètre hydraulique (d , caractéristique) en m et μ la viscosité dynamique du fluide en Pa.s. Le diamètre d peut varier selon les caractéristiques du milieu granulaire et de la fracture; il peut être l'ouverture de la fracture e [43] ou bien le diamètre moyen d_p des particules en place. [40]

Selon [7] et [8], cinq définitions du nombre de Reynolds pourront être définies dans la littérature, on présente que deux formules :

- Nombre de Reynolds des particules (Particle Reynolds number) :

$$Re_p = \frac{\rho \cdot v \cdot dp}{\mu} \quad 3.13$$

Avec dp le diamètre moyen des particules constituant le milieu granulaire.

- Nombre de Reynolds interstitiel ('Interstitial Reynolds number')

$$Re_i = \frac{\rho \cdot v_i \cdot dp}{\mu} = \frac{\rho \cdot v \cdot dp}{n \cdot \mu} \quad 3.14$$

Avec v_i la vitesse du fluide au niveau des interstices. Dans cette forme du nombre de Reynolds au niveau des interstices, la porosité ' n ' s'y intervient. On adopte cette formule du nombre de Reynolds pour la caractérisation de l'écoulement dans cette étude.

Plusieurs régimes d'écoulement peuvent avoir lieu, dépendant ainsi des caractéristiques du milieu granulaire comme la porosité, la granulométrie, etc.... Une classification des régimes d'écoulement dans les milieux poreux a été établie en se basant sur le nombre de Reynolds dans la Figure 3.3 [43]. Cinq régimes d'écoulement pourraient être distingués d'après la Figure 3.3. Cette classification a été introduite en s'appuyant principalement sur différents résultats expérimentaux.

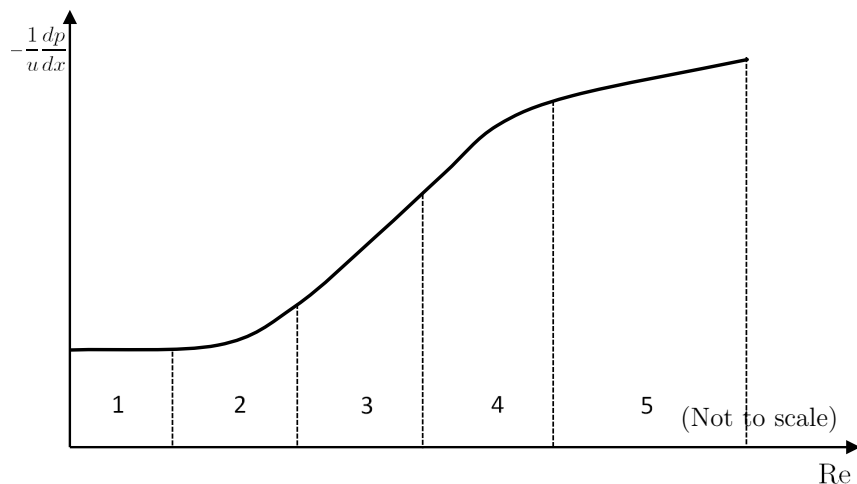


Figure 3.3 Classification des régimes d'écoulement selon Skjetne 1995 [43].
 1=Darcy, 2=inertiel faible, 3=inertiel fort (Forchheimer), 4=transition inertiel-turbulent, 5=turbulent. [43]

- (1) Régime d'écoulement visqueux (Darcy, écoulement rampant) :

L'écoulement de Darcy se traduit par un faible nombre de Reynolds (Darcy 1856) où les forces inertielles sont dominées par les forces de la viscosité. A l'échelle microscopique, ce régime est régi par l'équation de Stokes et de conservation des masses ; tandis qu'à l'échelle macroscopique, il est régi par la loi de Darcy (expliquée dans la section 3.4.1.2)

- (2, 3) Régime d'écoulement inertiel (faible, fort ou très fort) :

Le régime inertiel (laminaire stationnaire) apparaît principalement quand les forces inertielles dominent celles de la viscosité du fluide. Il est régi par la non linéarité entre le gradient de pression et la vitesse d'écoulement. On parle ici d'une déviation non linéaire de la loi de Darcy. Selon [43], ce régime peut être composé de 2 sous-parties (inertie faible et fort). Selon [46] l'écoulement inertiel peut être classé en trois sous-parties : faible, fort et très fort. Forchheimer correspond à un écoulement inertiel fort.

- (4) Régime d'écoulement de transition entre le régime inertiel et la turbulence :

Il est nommé aussi régime laminaire instationnaire traduit par un écoulement avec des tourbillons qui commencent à se former périodiquement le long du chemin d'écoulement ; L'approche Darcy-Forchheimer n'y est plus valable.

- (5) écoulement turbulent :

Il survient à de grand nombre de Reynolds où des tourbillons se développent fortement, ce qui est dû à l'augmentation importante de la vitesse locale du fluide.

Les limites et les intervalles de chaque régime d'écoulement sont présentés dans la Figure 3.4 . Cette figure est inspirée de [47], [46] où une étude expérimentale sur une structure poreuse, avec des sphères, (porosité=0.394) a été faite pour distinguer les différents régimes d'écoulement. Les travaux mentionnés dans [23] et [27]–[29] ont été utilisés aussi pour trouver les limites supérieures de chaque régime qui peuvent varier d'une étude à une autre.

Dans ce qui suit, on s'intéresse aux deux écoulements de Darcy et de Forchheimer (inertie forte).

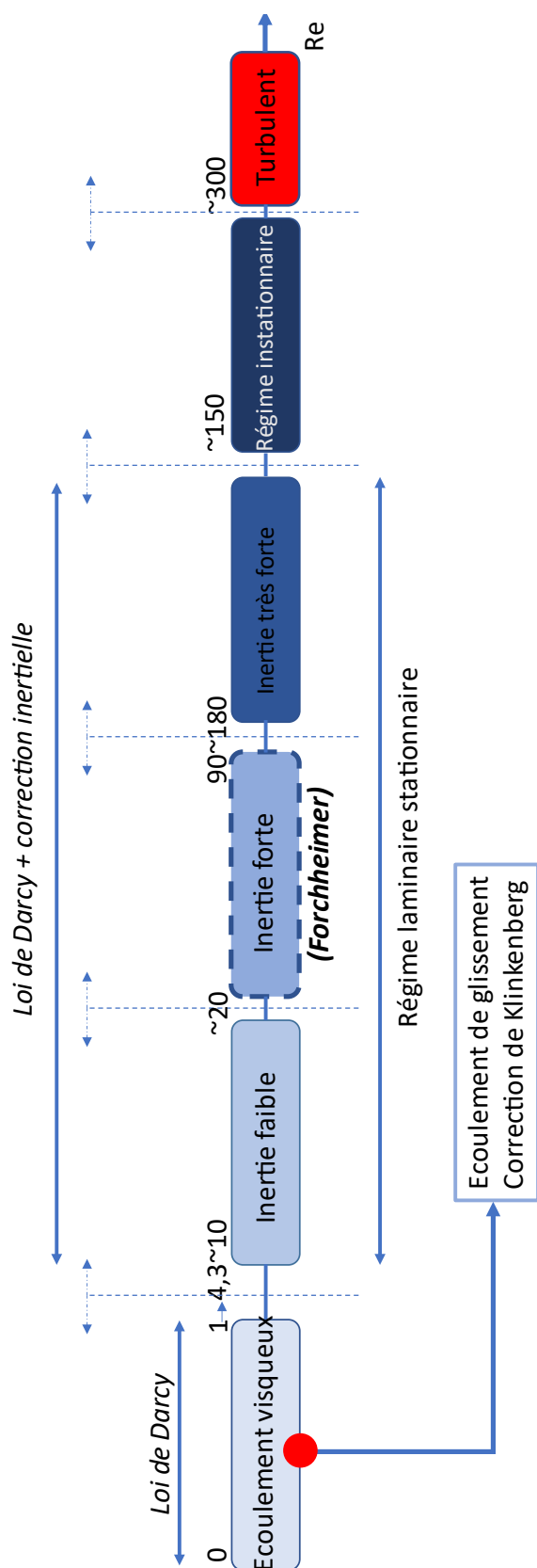


Figure 3.4 Schéma (inspiré de Mehrez Agnou (2017) [47]) montrant les régimes d'écoulement d'un fluide monophasique avec les différents modèles macroscopiques, en fonction du nombre de Reynolds Re. Les valeurs du nombre Re sont basées sur différentes études [45], [46]

3.4.1.2. Ecoulement rampant, visqueux (Loi de Darcy)

L'écoulement de Darcy est caractérisé par un nombre de Reynolds qui est plus petit que 1. La validation de l'écoulement de Darcy peut varier dans la littérature en évoquant une variation des limites supérieures d'applicabilité, par exemple : $Re=0.7$ [51], autour de $Re=1$ [52], entre 1 et 10 [46] [53] .

Nous présentons ci-dessous les détails pour calculer la perméabilité d'une fracture pour les deux fluides : gaz (compressible) et eau (incompressible) sous deux différentes formes d'écoulements :

- Ecoulement unidirectionnel
- Ecoulement radial

Ecoulement unidirectionnel :

Pour un fluide comme l'eau (incompressible), si l'écoulement est considéré purement visqueux, la formule de Darcy est directement applicable pour mesurer la perméabilité intrinsèque du milieu. Prouvé par Darcy, la perméabilité est nommée intrinsèque « k_{in} » car elle ne dépend ni de la propriété du fluide ni de la pression.

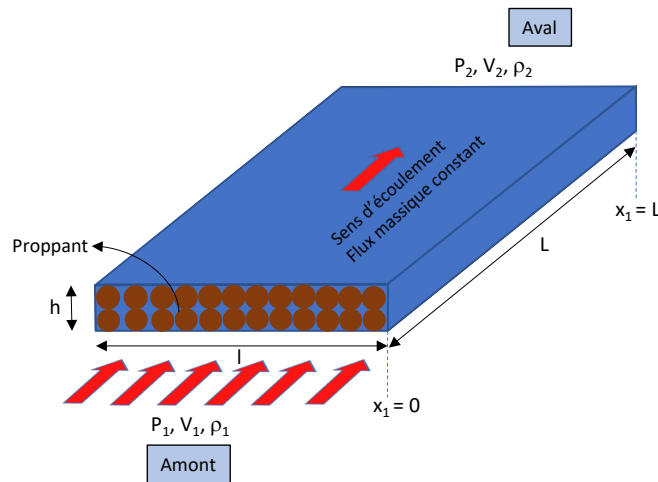


Figure 3.5 schéma d'écoulement unidirectionnel dans une fracture proppée.

La perméabilité intrinsèque K_{in} est représentée ainsi dans un écoulement unidirectionnel (Figure 3.5) sous la forme (conclut de la formule 3.11) :

$$K_{in} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot S} \quad 3.15$$

Où Q est le débit volumique en m^3/s , μ est la viscosité dynamique du fluide en Pa.s, L la longueur ($x_2 - x_1$) de la fracture en m, S la section perpendiculaire à l'écoulement en m^2 , et $\Delta P = P_1 - P_2$ en Pa. La vitesse v du fluide est remplacée par Q/S .

Pour un fluide compressible (comme l'azote souvent employé au laboratoire), il est indispensable de prendre en compte la compressibilité pour calculer la perméabilité apparente « k_a » à une pression donnée.

Etant donné que le débit volumique en aval est mesuré avec la pression atmosphérique de sortie P_2 , le flux massique du gaz est supposé constant, ce qui donne la relation suivante :

$$\rho_1 \cdot v_1 = \rho_2 \cdot v_2 = \rho \cdot v = cte \quad 3.16$$

En remplaçant la formule 3.16 dans l'équation 3.11 :

$$\rho \cdot v = -\rho \cdot \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 3.17$$

L'écoulement peut être considéré comme isotherme avec l'application de la loi des gaz parfaits :

$$\rho = \frac{M}{R T} P \quad 3.18$$

où M est la masse molaire en g/mol, T la température du fluide en °K, R est la constante du gaz parfait et P la pression du fluide en Pa. Et par conséquent, la formule de la perméabilité apparente [41] :

$$K_{ag} = \frac{2 \cdot Q \cdot \mu \cdot L \cdot P_2}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot S} \quad 3.19$$

Écoulement radial :

Pour un écoulement radial de gaz dans une fracture cylindrique (Figure 3.6) de rayon R_1 interne et R_2 externe avec h comme ouverture, on peut déduire de 3.11 en faisant l'intégrale pour $x=R$ avec $S=2\pi R h$, en remplaçant v par Q/S et en

prenant en compte l'effet de la compressibilité, la formule de la perméabilité apparente k_{ag} [54] est la suivante :

$$K_{ag} = \frac{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \cdot Q \cdot P_2}{\pi \cdot h \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad 3.20$$

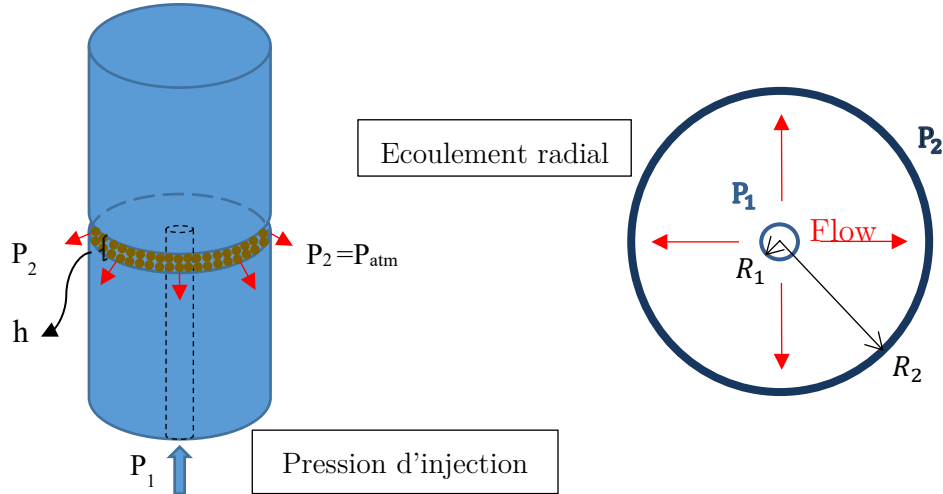


Figure 3.6 Ecoulement radial dans une fracture proppée.

Pour un écoulement d'un fluide incompressible, la formule de la perméabilité apparente devient :

$$K_{aw} = \frac{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \cdot Q}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (P_1 - P_2)} \quad 3.21$$

Comme mentionné avec l'équation 3.15, l'utilisation de la formule 3.21 est valable pour le calcul de la perméabilité intrinsèque de l'écoulement purement visqueux à faible débit dans la fracture.

3.4.1.3. Ecoulement inertiel (hors régime de Darcy)

A mesure que le débit d'écoulement augmente (nb de Reynolds augmente également) les forces d'inertie deviennent plus importantes et la relation entre le gradient de pression et la vitesse de filtration devient non linéaire. Cet effet inertiel vient principalement du changement brusque de champs d'écoulement au niveau des interstices dans la fracture, ce qui provoque l'accélération ou le ralentissement

de l'écoulement. Comme indiqué précédemment, cet effet est toujours présent et il est lié à la géométrie du milieu poreux. Lorsque la vitesse augmente, ces effets deviennent de plus en plus importants.[55]

Dans un tel cas, la loi de Darcy est généralement corrigée par un terme cubique de vitesse de filtration en cas de l'inertie faible [47], [56], par un terme quadratique en cas de l'inertie forte (Forchheimer 1901) [40]. Dans le cas du régime au-dessus de l'inertie forte, de nombreux termes sont proposés dans la littérature pour la correction de la perméabilité apparente [47]. Ce régime qui se positionne sur la phase de 'transition vers la turbulence', présente des différents comportements qui ont été observés dans plusieurs travaux en fonction des gradients de pression macroscopiques. [47]

Forchheimer (1901) [57], [40], fut le premier à proposer l'équation quadratique (dérivée empiriquement) du flux dans un milieu poreux à l'échelle macroscopique. Il a constaté qu'à des vitesses très élevées (c.-à-d., supérieures à celles obtenues avec Darcy 1856) la relation entre la vitesse et le gradient de pression n'est plus linéaire. En se basant sur ses résultats expérimentaux, il a proposé de modifier l'équation de Darcy en ajoutant le terme quadratique pour décrire la relation de non linéarité entre la vitesse et le gradient de pression. Cette équation se présente comme une déviation de la loi de Darcy (extension non linéaire de Darcy). L'équation généralisée du flux monophasique traversant un milieu poreux dans un écoulement unidirectionnel est la suivante :

$$-\frac{dP}{dx} = \mathbf{A} v + \mathbf{B} v^2 \quad 3.22$$

Avec A et B des constants. Muskat (1937) [58] et Cornell et Katz(1956) [59] ont trouvé d'après leurs résultats expérimentaux une relation des coefficients (A,B) avec les propriétés du fluide et du milieu. Ils ont reformulé l'équation de Forchheimer pour arriver à l'équation suivante :

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{K}_{in}} \mu v + \beta_t \rho v^2 \quad 3.23$$

Le terme ' $\frac{1}{\mathbf{K}_{in}} \mu v$ ' décrit l'effet de la viscosité. Le coefficient quadratique ' $\beta_t \rho$ ' a été introduit par Cornell et katz (1956) [59]. Il traduit l'effet inertiel de

l'écoulement qui n'est plus négligeable. β_t est le coefficient de Forchheimer ou le coefficient d'un écoulement non-Darciaien en (m^{-1}).

Pour la mesure de la perméabilité (au gaz) des fractures proppées, le régime d'écoulement régi dans le système est un régime d'inertie forte (Forchheimer) où le nombre de Reynolds du fluide (gaz, eau) sera dans l'intervalle 20~150 (Figure 3.4) ; la méthode de mesure et de calcul de la perméabilité intrinsèque est détaillée dans la section 3.4.2.

3.4.2. Détermination de la perméabilité intrinsèque

Pour trouver la perméabilité intrinsèque dans une fracture, il va falloir se positionner dans le bon régime d'écoulement pour pouvoir appliquer (ou non) les corrections nécessaires sur la perméabilité apparente. Cette perméabilité dépend principalement des propriétés physiques du fluide, de la porosité et la granulométrie du milieu granulaire, et de la géométrie de la fracture (plane, rugueuse). Deux types de correction sont présentés dans cette partie : L'écoulement laminaire par glissement et l'écoulement inertiel de Forchheimer.

3.4.2.1. Écoulement laminaire : Correction de la perméabilité apparente en cas de glissement (effet klinkenberg)

L'écoulement laminaire par glissement ('Slip Flow') a été introduit premièrement par Klinkenberg (1941) [60], qui a expliqué l'effet de non-adhérence des molécules d'un fluide compressible (gaz) sur les parois des pores. Ce phénomène a été mis en évidence par l'écoulement de Knudsen qui provient de la collision des molécules d'un gaz avec la paroi des pores qui, au contraire, est applicable à l'écoulement visqueux (Figure 3.7). Ce glissement favorise une augmentation de la vitesse d'écoulement, ce qui nous amène à appeler la perméabilité déduite ' K_{ag} ' : la perméabilité apparente au gaz. (3.19, 3.20, 3.21)

Klinkenberg a conclu d'après ses travaux qu'une relation entre la perméabilité apparente et la perméabilité intrinsèque est présente en faisant intervenir la pression moyenne appliquée. La relation est ci-dessous :

$$k_{ag} = k_{in} \left(1 + \frac{\bar{P}}{\beta} \right) \quad 3.24$$

Où \bar{P} représente la pression moyenne appliquée ($\frac{P_1+P_2}{2}$) (Figure 3.5) dans le système en Pa et β le coefficient de Klinkenberg.

Ce dernier traduit l'effet de la configuration du milieu poreux sur l'intensité de glissement de l'écoulement.

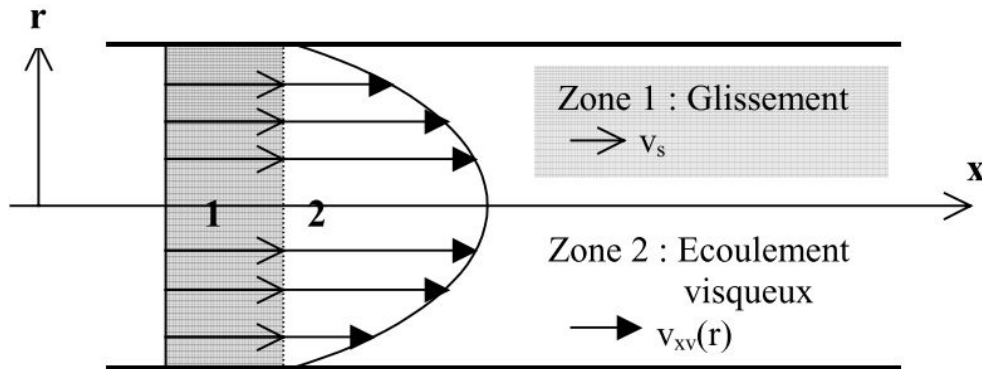


Figure 3.7 Représentation de l'écoulement d'un gaz dans un conduit cylindrique avec la distinction entre un écoulement visqueux et de glissement (différents profils de vitesses.[41]

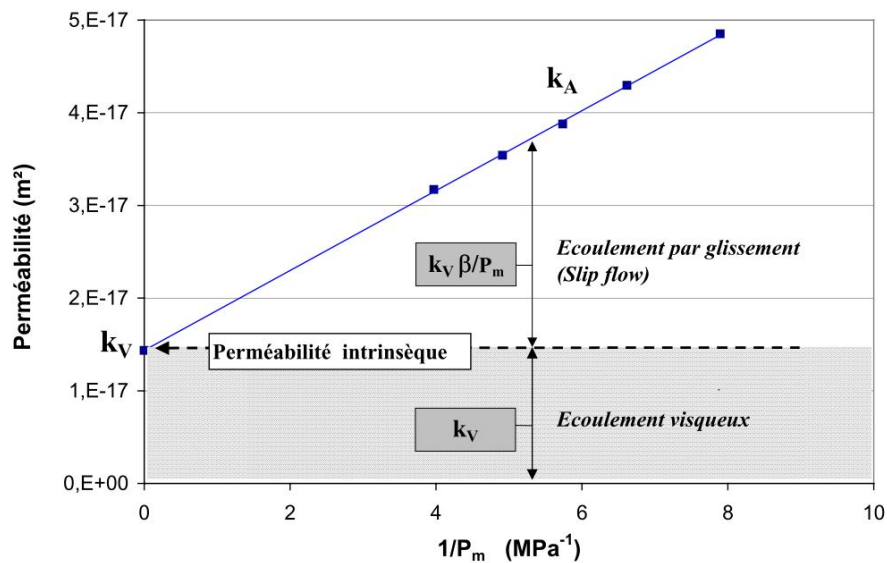


Figure 3.8 Exemple de détermination de la perméabilité intrinsèque dans un échantillon de béton ordinaire.[41]

Ainsi, la perméabilité intrinsèque « k_{in} » de la fracture est mesurée en effectuant une régression linéaire pour différents points de perméabilité apparente « k_{ag} » mesurée pour différentes pressions d'injection.

3.4.2.2. Ecoulement inertiel : correction de Darcy-Forchheimer

Forchheimer (1901) a décrit cet écoulement comme une déviation de la loi de Darcy (Extension non linéaire de Darcy). L'équation de Forchheimer a été validée par des études expérimentales effectuées par : [58], [61]–[63]. L'équation du flux monophasique traversant un milieu poreux dans un écoulement unidirectionnel (Figure 3.5) est la suivante :

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{1}{K_{in}} \mu v + \beta_t \rho v^2 \quad 3.25$$

La facteur ' $\beta_t \rho v^2$ ' n'est plus négligeable, il traduit l'effet inertiel (non-linéarité) de l'écoulement du fluide dans un milieu donné. Il est à noter que plus l'écoulement est important (vitesse de filtration importante) plus le gradient de pression devient non linéaire. La Figure 3.9 montre un exemple de mesure de perméabilité d'une fracture proppée avec une couche de proppant où la relation entre le gradient de pression (ΔP) et la vitesse d'écoulement (v) suit une forme parabolique.

Dans ce qui suit, le développement de l'équation régissant le flux est donné pour un gaz compressible.

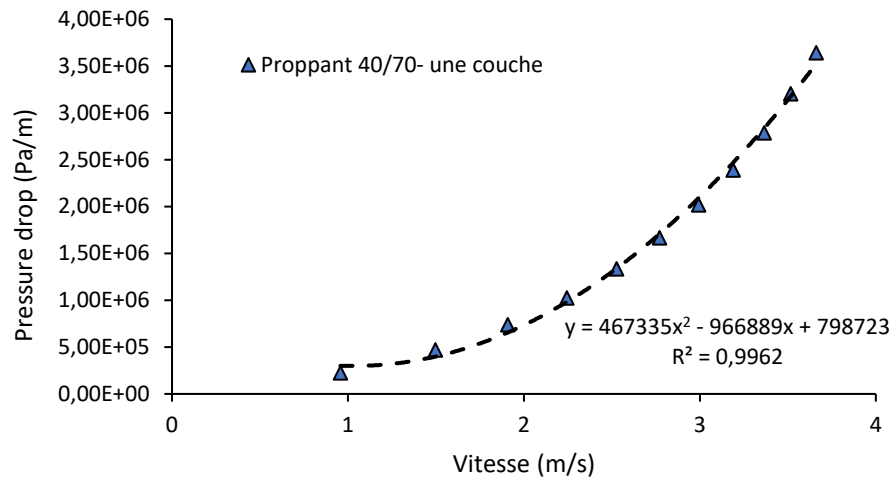


Figure 3.9 Ecoulement non linéaire du gaz (N_2) dans une fracture proppée avec une couche de proppant. (Exemple d'une mesure expérimentale)

Etant donné que le débit volumique en aval est mesuré avec la pression atmosphérique de sortie P_2 , le flux massique du gaz est supposé constant, ce qui donne la relation suivante :

$$v = \frac{\rho_2 v_2}{\rho} \quad 3.26$$

On remplace ainsi la relation 3.26 dans l'équation 3.25 du flux :

$$-\frac{\rho}{\rho_2 v_2} \frac{dP}{dx} = \frac{1}{K_{in}} \mu + \beta_t \rho v \quad 3.27$$

L'écoulement peut être considéré comme isotherme et avec l'application de la loi des gaz parfaits :

$$\rho = \frac{M}{RT} P \quad 3.28$$

La relation 3.28 est remplacée dans 3.27 :

$$-\frac{P}{P_2 v_2} \frac{dP}{dx} = \frac{1}{K_{in}} \mu + \beta_t \frac{M}{RT} P v \quad 3.29$$

Pour un écoulement unidirectionnel (Figure 3.5) : l'intégration de l'équation 3.29 sur la longueur de la fracture selon x (entre x=0 et x=L) avec S la section de la fracture et $Q_2 = S v_2$ le débit à la sortie (pour x=L) , nous donne :

$$\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{2 \cdot \mu \cdot L \cdot P_2 \cdot v_2} = \frac{1}{K_{in}} + \left(\beta_t \frac{M \cdot P_2}{R \cdot T \cdot \mu \cdot S} \right) Q_2 \quad 3.30$$

D'après l'équation 3.19 déterminant la perméabilité apparente ' K_{ag} ' pour un écoulement unidirectionnel, le terme de gauche de l'équation équivaut l'inverse de ' K_{ag} '. L'équation 3.30 peut donc s'écrire comme suit :

$$\frac{1}{K_{ag}} = \frac{1}{K_{in}} + \left(\beta_t \frac{M \cdot P_2}{R \cdot T \cdot \mu \cdot S} \right) Q_2 \quad 3.31$$

Pour un écoulement radial de gaz dans une fracture cylindrique de rayon R_1 interne et R_2 externe avec h comme ouverture (Figure 3.6), on peut déduire de 3.29, en faisant l'intégrale pour x=R et $S=2\pi Rh$, l'équation de l'inverse de la perméabilité apparente ' K_{ag} ' (Equation 3.20) en fonction du débit sortant Q_2 :

$$\frac{1}{K_a g} = \left(\beta_t \frac{M}{R T} \frac{P_2}{\mu S} \right) Q_2 + \frac{\Delta R}{R_2 \ln(R_2/R_1) K_{in}} \quad 3.32$$

Cette fonction ci-dessus $1/K_a = f(Q_2)$ (Equations 3.31, 3.32) est ainsi présentée comme une fonction affine dont l'ordonnée à l'origine (Figure 3.10), qui est en fonction de l'inverse de la perméabilité intrinsèque, pourra être identifié après plusieurs mesures de la perméabilité apparente K_a dont sa formule apparait dans l'équation 3.20 .

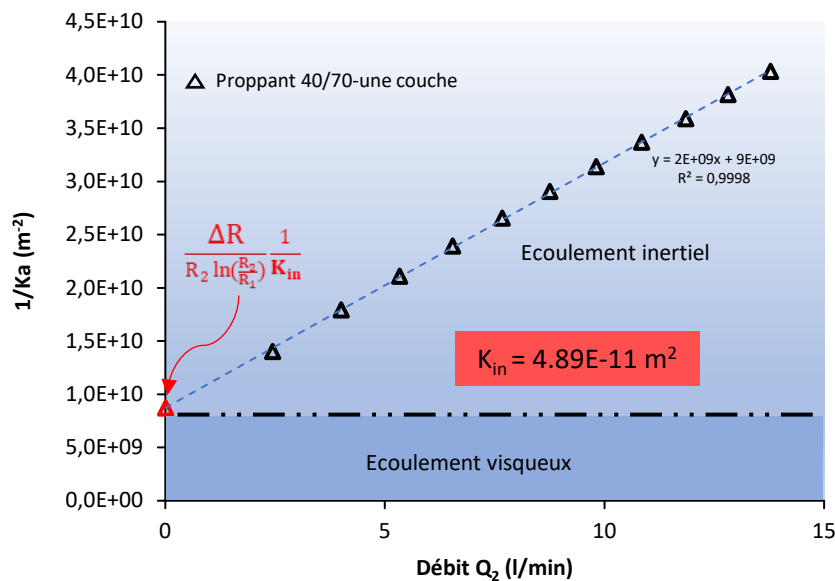


Figure 3.10 Exemple de mesure de la perméabilité intrinsèque d'une fracture cylindrique remplie d'une couche de proppant. (Interprétation du graphique $1/K_a = f(Q_2)$)

La détermination de perméabilité intrinsèque de la fracture est ainsi effectuée en faisant une régression linéaire pour différents points de perméabilité apparente « K_a » mesurée pour différentes pressions d'injection (Figure 3.10).

3.4.3. Estimation de la perméabilité intrinsèque : Approche de Kozeny-Carman (1927-1937)

L'équation de Kozeny-Carman (1927-1937) est la plus connue pour prédire la perméabilité intrinsèque d'un milieu poreux granulaire, surtout dans le domaine du génie pétrolier. Elle représente l'une des relations la plus largement acceptée pour la perméabilité et sa relation avec les propriétés du milieu poreux [39]. Elle a été introduite premièrement par Kozeny (1927) et modifiée par la suite par

Carman (1937). Kozeny considère le milieu poreux comme étant un assemblage de tubes capillaires de diamètre uniformes. Il a combiné la vitesse de Hagen-Poiseuille (1840 - section 3.3.1) avec la loi de Darcy (1856 - section 3.3.2) pour arriver au terme 'k' de la perméabilité intrinsèque (l'équation de Kozeny) :

$$k = \frac{c_0 n^3}{M^2} \quad 3.33$$

Avec c_0 est un coefficient appelé constante de Kozeny qui dépend de la géométrie des tubes dans le modèle ; n représente la porosité du milieu ; M la surface spécifique du milieu (ratio avec le volume apparent - section 3.2.2)

Si on exprime la surface spécifique en fonction du volume de la partie solide du milieu (M_s - section 3.2.2), on obtient la formule suivante :

$$k = \frac{c_0 n^3}{(1 - n)^2 M_s^2} \quad 3.34$$

Carman (1956) a pris en compte la tortuosité (T - section 3.2.3) où il a conclu après plusieurs mesures expérimentales que $c_0 = \frac{1}{c_c} = \frac{1}{5}$ (c_c : constante de Carman). Ci-dessous l'équation de Kozeny-Carman :

$$k = \frac{n^3}{5 (1 - n)^2 M_s^2} \quad 3.35$$

Pour un milieu granulaire homogène avec des particules de diamètre uniforme ' d_p ', on remplace M_s de l'équation 3.5 dans 3.35, ce qui donne l'équation de Kozeny-Carman suivante :

$$k = \frac{d_p^2}{180} \frac{n^3}{(1 - n)^2} \quad 3.36$$

Pour un milieu granulaire hétérogène, le diamètre ' d_p ' des particules n'est plus constant. Selon Carrier et al.(2003) [64], ' d_p ' pourrait être remplacé par le diamètre effectif ' D_{eff} ' exprimé en fonction de la granulométrie du milieu. Il peut être exprimé comme suivant :

$$D_{eff} = \frac{1}{\sum_i \left(\frac{f_i}{D_{li}^{0.404} D_{si}^{0.595}} \right)} \quad 3.37$$

Avec f_i le pourcentage des particules retenues entre le plus grand tamis de diamètre D_{li} et le plus petit tamis de diamètre D_{si} . Ces équations sont appliquées pour un milieu granulaire avec des grains sphériques. Pour les grains non-sphériques (sable roulé, concassé, semi-concassé...) un coefficient de forme pourrait être appliqué. [25]

3.5 Mesure de la conductivité des fractures

3.5.1. Test standard

Le test de mesure de la conductivité des fractures contenant du proppant est un test standardisé. Cette conductivité peut être déterminée en se basant sur une procédure expérimentale à l'échelle du laboratoire qui suit la norme ISO standard ou non standard (modifié). Le premier atteste des conditions idéales et l'autre essaie de simuler des conditions opérationnelles plus réalistes. [65]

Dans les conditions idéales (non réalistes), la conductivité est estimée sur la base de la perméabilité de la fracture proppée mesurée par le dispositif expérimental. La norme repose sur l'utilisation d'une cellule de conductivité développée par l'institut américain de pétrole (API) comme le montre la Figure 3.11. Le proppant est mis en place entre deux plaques en grès (par exemple) soumises à une série de chargements différents, pendant lesquelles une saumure (eau+2%KCl) s'écoule à travers la fracture. Les échantillons utilisés peuvent être rectangulaires (dans la majorité des cas) ou bien cylindriques [66] .

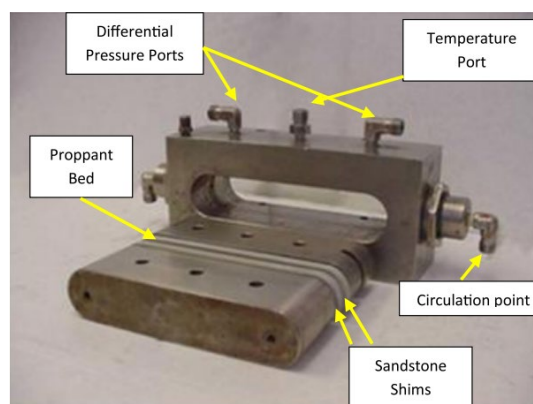


Figure 3.11 Cellule standard (ISO 13503-5 :2006) de mesure de la conductivité d'une fracture contenant du proppant (Roche type grès (sandstone)).[67]

Les résultats de mesure sont affectés par différents facteurs comme la durée de l'essai, la présence de l'oxygène dans le fluide injecté et la mise en place du proppant. [68]

La reproduction des conditions in-situ représente un grand défi dans le domaine scientifique du génie pétrolier [68]. Comme expliqué avant dans la section 2.3, il existe plusieurs facteurs qui peuvent affecter la perméabilité des fractures proppées tels que l'embedment du proppant, la migration des fines, la température, le chargement cyclique, les endommagements causés par les fluides, les effets des écoulements multiphasiques ...[68]–[70]

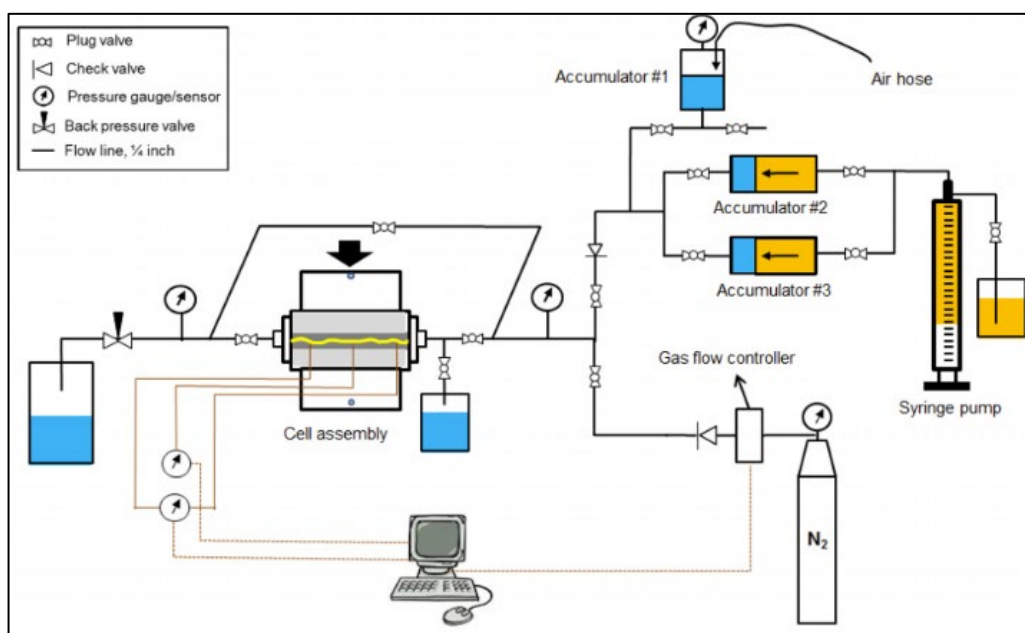


Figure 3.12 Dispositif expérimental de Zhang et al.(2014).[71]

Zhang et al. (2014) ont développé un dispositif expérimental complet pour mesurer la conductivité d'une fracture rocheuse de schiste ('shale') remplie avec du proppant. Son dispositif est considéré comme standard respectant la norme ISO. Il est composé de plusieurs unités : (1) unité d'injection de gaz (N₂), (2) unité d'injection de la saumure (Eau+KCl), (3) unité de chargement statique, (4) cellule de perméabilité, (5) unité d'acquisition des données expérimentales (pression, volume injecté, ...).

Dans ces travaux, il a étudié les mécanismes d'endommagement des fractures, liés à l'embedment du proppant et à la réaction entre l'eau et la matrice argileuse de la fracture [71], [72]. Il a constaté une baisse de la conductivité au gaz de la fracture après le passage de l'eau. L'embedment du proppant provoque également une baisse de 40% à 80% de la conductivité initiale de la fracture.

Notre dispositif expérimental s'approche de celui réalisé par Zhang et al.(2014) [73] (Figure 3.12).

Ainsi, nous avons pu reproduire les points suivants dans cette étude :

- L'embedment du proppant
- Migration des fines : colmatage manuel de la fracture avec des fines (pas de réaction chimique avec le milieu)
- Confinement vertical avec un chargement statique pour simuler la contrainte géologique
- Le concept du dispositif : Injection d'eau et de gaz, cellule de chargement pour assurer le confinement vertical.

La différence majeure entre les deux dispositifs est la cellule de perméabilité avec l'échantillon. Zhang et al. ont bien confiné l'échantillon de toutes les côtés, ce qui n'aide pas à visualiser les fines qui sortent lors des sollicitations dynamiques. En outre, le système de connexion de l'échantillon avec le circuit d'injection n'est pas très adapté pour notre cas où les deux épontes de l'échantillon seront sollicitées par un chargement dynamique ; ce qui va induire des problèmes de fuites au niveau des connexions. Les détails de notre dispositif expérimental seront présentés dans le chapitre 4.

3.5.2. Distributions possibles du proppant

Lors de la fracturation hydraulique de la formation géologique par (Hydraulic fracking, section 2.2), le proppant est transporté sous pression le long des fractures générées. Ce qui donne lieu à des fractures qui contiennent des zones : non proppées, complètement proppées ou bien proppées en formes des amas. La Figure 3.13 montre les différentes représentations de la distribution du proppant dans les fractures. Il est donc très improbable que le proppant soit reparti uniformément dans le réseau complexe de fractures créées dans ces formations géologiques. [74]–[78]

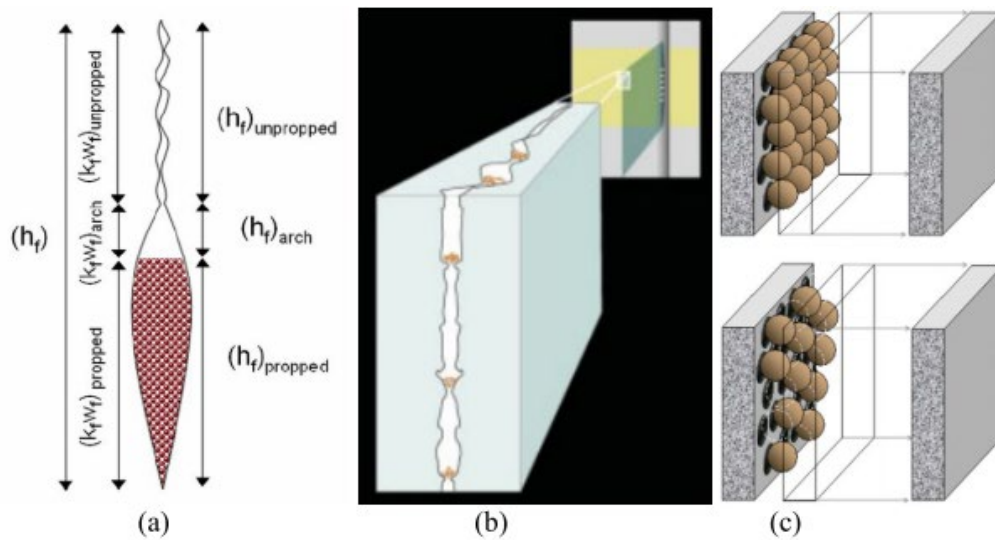


Figure 3.13 Différentes distributions verticales du proppant le long de la fracture. a) Représentation des zones proppées et non proppées dans une fracture en forme d'arche (Cipolla et al. 2009 [78]) ; b) Représentation des amas de proppant en raison des nœuds et des irrégularités de la fracture (Palisch et al. 2010 [70]) ; c) Représentation d'une couche complète et partielle du proppant. (Brannon et al. 2004 [79]) (D'après Jesse Mateo Guerra [65])

En raison des irrégularités de la fracture générée, le proppant pourrait s'accumuler d'une façon ponctuelle (Figure 3.13a,b) avec une distribution aléatoire le long de la fracture [70]. La Figure 3.13c montre une représentation de deux fractures contenant une couche complète et partielle de proppant. Ces deux dernières configurations sont probablement générées parce que le proppant est poussé dans les zones étroites de la fracture [70], [79], [80].

La Figure 3.14 montre qu'au niveau d'une fracture type, plusieurs densités de concentration de proppant (densité de distribution) peuvent être possibles. Cette densité diminue en s'éloignant du puits ; c.-à-d. dans les zones les plus proches du puits, on est sûr du multicouche avec une ouverture assez importante ($>4\text{mm}$) ; et en arrivant au bout de la fracture (zone étroite), la densité tend à être une couche partielle, voire nulle. [68]

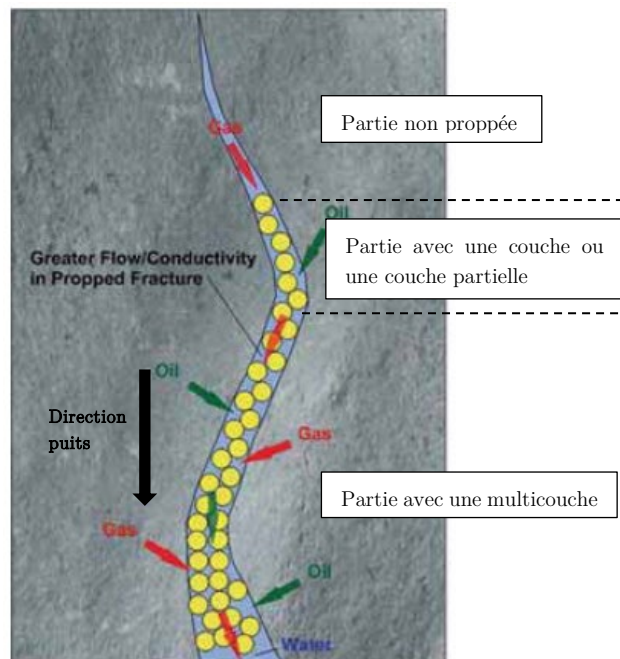


Figure 3.14 a) Schéma montrant la variation de la densité de distribution de proppant le long d'une fracture type. [81]

Nous pouvons ainsi résumer les différentes densités de distribution de proppant par trois densités primaires (Figure 3.15) :

- Cas d'une multicouche de proppant (Figure 3.15a) : la fracture remplie avec une multicouche de proppant est lorsque son ouverture est plus grande que le diamètre maximal du proppant utilisé. La Figure 3.15a montre une fracture remplie avec 3-4 couches de proppant. Cette densité assure une bonne conductivité hydraulique de la fracture vue que la porosité est très importante.
- Cas d'une couche de proppant (Figure 3.15b) : Selon Brannon et al. (2004) [79], une fracture contenant une couche complète de proppant est formée lorsque son ouverture est égale au diamètre moyen des particules constituant le milieu. La porosité est beaucoup plus petite que celle du cas précédent et les grains de proppant se touchent entre eux, ce qui induit une conductivité hydraulique très basse.
- Cas d'une couche partielle (appelée aussi une demi couche dans ce qui suit) (Figure 3.15c) : la théorie d'une couche partielle a été introduite premièrement par Darin et Huitt (1959) [80], où ils ont fait des études théoriques et expérimentales pour montrer son potentiel à avoir une conductivité importante. Ainsi, Ils ont pu démontrer qu'il existe une concentration en proppant inférieure à celle d'une couche complète dans laquelle la conductivité est plus importante que celle de la

dernière. Cette concentration optimale montre des résultats de mesure avec des valeurs aussi élevées que dans le cas de multicouches de proppant (Figure 3.16).

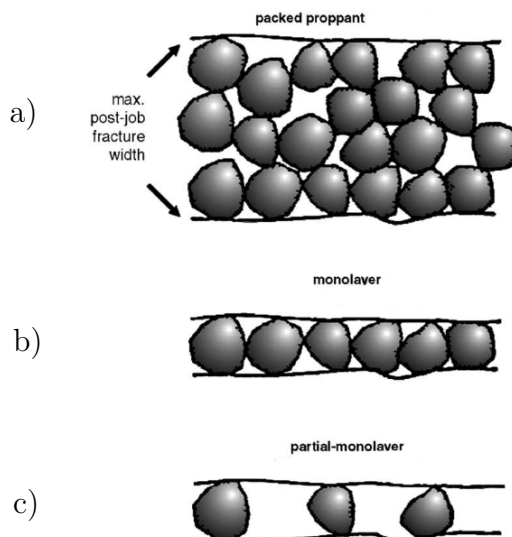


Figure 3.15 Représentations principales de la densité de distribution du proppant : a) Multi couches ; b) une couche ; c) une couche partielle. (D'après Sato et al. 1999 [82] ; Legarth et al. 2005 [83])

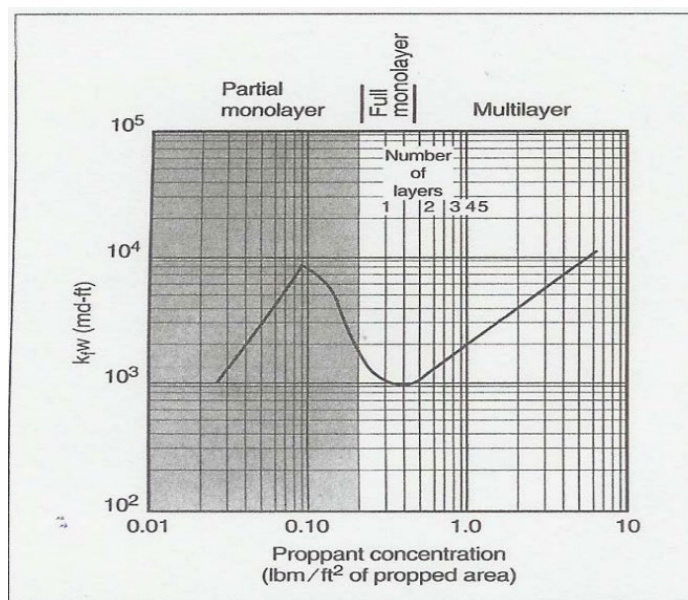


Figure 3.16 Variation de la conductivité en fonction de la concentration du proppant dans une fracture remplie avec du proppant 20/40 en fonction. (Darin et Huit (1959)) [80]

Ainsi, en considérant la fluctuation de la concentration de proppant (Figure 3.14 et Figure 3.13b) et sa distribution dans une seule fracture, elles présentent un impact significatif sur la production initial et à long terme (Echelle globale) de la formation géologique stimulée [18], et sur la conductivité hydraulique (echelle locale, fracture) (Figure 3.16, [80]).

3.6 Amélioration de la conductivité des fractures via un chargement dynamique : Revue des travaux expérimentaux clés

Nous avons présenté dans le chapitre 2 (Section 2.4.1) les éléments déclenchants qui ont prouvés le potentiel d'un séisme (tremblement de terre) ou d'une vibration à entrainer un changement remarquable dans la production du pétrole et du niveau d'eau souterraine sur des zones existantes à quelques kilomètres de l'épicentre d'un séisme [8], [10], [84]–[87].

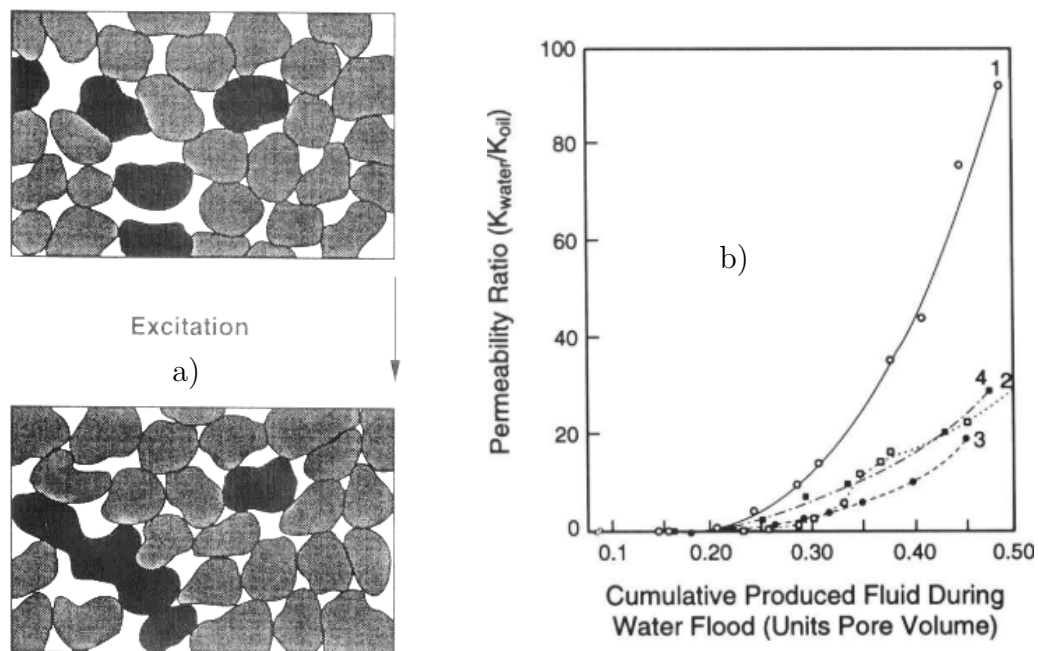


Figure 3.17 Résultats d'une excitation par des ultrasons : a) schématisation des gouttelettes de pétrole qui se lient entre eux suite à une excitation dynamique, b) Effets de l'ultrason Duhon (1964) sur la percolation de l'eau/pétrole sous différentes fréquences : (1) sans excitation, (2),(3) et (4) avec des fréquences de 1, 3.1, 5.5 MHz, respectivement.

De ce fait, les efforts des scientifiques se sont concentrés sur la compréhension de ces phénomènes et sur la manière dont les vibrations peuvent être utilisées pour augmenter la récupération tertiaire du pétrole. Comme mentionné dans la section

2.4.1, dès 1980-1960 des essais ont démarré sur site suite à des tremblements de terre [8]. Les premiers essais expérimentaux ont été publiés entre 1964 et 1991. Ils étudient l'influence des ondes mécaniques élastiques (Ultrasons) pour débloquent les gouttelettes de pétrole (Oil droplets) dans la matrice poreuse (Figure 3.17a). Les essais de Duhon (1964) montrent bien dans la Figure 3.17b que les ultrasons ont diminué le ratio 'perméabilité eau/perméabilité huile' ce qui améliore la percolation du pétrole dans le milieu. (Figure 3.17b courbes 2, 3 et 4 ; la courbe 1 (sans excitation))

Beresnev 1994 [8] a répertorié les principaux essais expérimentaux qui utilisent les ultrasons comme moyen d'excitation. Les résultats semblaient prometteurs en montrant des cas où la perméabilité s'est améliorée énormément.

Deux approches principales peuvent être clairement identifiées :

- I- L'utilisation des vibrations pour débloquent les gouttelettes de pétrole piégées dans les micropores de la matrice rocheuse.
- II- L'utilisation des vibrations pour nettoyer les fractures existantes en retirant les sédiments bloquant l'écoulement du fluide, ou bien de les déplacer autrement pour augmenter le flux hydraulique du fluide pétrolier.

Dans cette étude, nous nous intéressons au deuxième point cité avant, qui est de nettoyer les fractures déjà colmatées avec des fines particules de sable. Ainsi, nous allons présenter les travaux expérimentaux les plus remarquables. On distingue dans ces travaux, deux types de stimulation dynamique utilisés :

- Chargement mécanique dynamique (Axial stressing)
- Injection pulsative du fluide (pore pressure)

De nombreuses études précédentes ont montré qu'une variation de la pression d'un fluide (à basse fréquence) pouvait augmenter la perméabilité des fractures dans la roche [1], [7], [11], [88], [89]. Ils ont étudié les variations de la perméabilité effective des différents échantillons de roche intacts ou fracturés en faisant passer un fluide incompressible lors de l'imposition des chargements dynamiques.

Robert et al (2005) [6] ont étudié les effets des oscillations de contraintes axiales (signal sinusoïdal) à basse fréquence sur le comportement de l'écoulement des fluides des échantillons saturés de grès de Berea (Sandstone). Les échantillons sont confinés dans une cellule triaxiale (Figure 3.18). Des pompes à débit constant sont

utilisées pour produire un écoulement d'un mélange d'huile et d'eau à travers les échantillons. Les chargements dynamiques sont générés par un actionneur magnétostrictif fixé à une extrémité de l'échantillon selon des cycles mécaniques à des basses fréquences allant jusqu'à environ 2000 Hz. Au début, Ils n'ont pas observé de variations remarquables de la perméabilité effective. Cependant, en augmentant l'amplitude du chargement (0.6-0.9MPa) la perméabilité a augmenté respectivement de 15 à 20%. En revanche, la perméabilité est revenue à son état initial (pré-traitement) 24h après l'arrêt de la stimulation. (Figure 3.19)

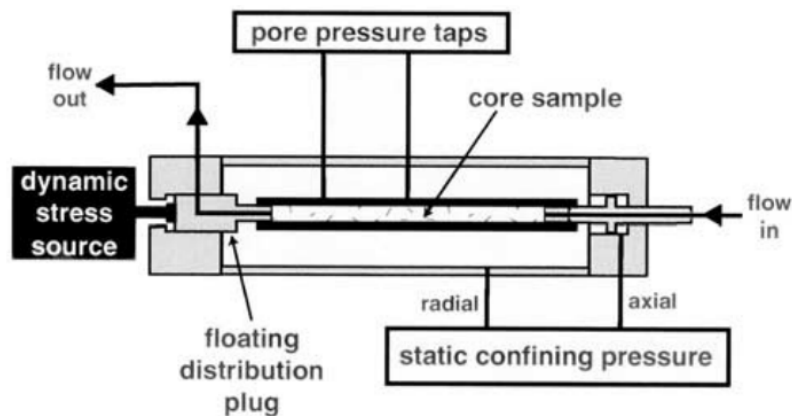


Figure 3.18 Schéma du dispositif expérimental de Robert et al.(2005) : Mesure de la perméabilité d'un échantillon de roche de grès de Berea sous chargement dynamique.[6]

Liu et Manga (2009) [12] ont aussi effectué des chargements dynamiques axiaux sur des échantillons saturés et fracturés de grès (Sandstone). Des échantillons de grès de forme cylindrique ($D=50\text{mm}/L=100\text{mm}$) ont fait l'objet d'un test en compression jusqu'à rupture. Le but est de choisir les échantillons qui présentaient des fractures longitudinales sans endommagements étendus (Figure 3.20b). Ensuite une injection d'eau, à débit constant, est appliquée pour mesurer la perméabilité de l'échantillon. Le chargement dynamique est une simple agitation verticale (axiale) de l'échantillon. L'amplitude imposée était de l'ordre de quelques kPa. Après chaque série d'oscillation, ils ont constaté que la perméabilité et la taille de l'échantillon ont diminué pendant le temps du chargement (Figure 3.20a). Cette baisse est due à la dégradation interne de la surface de la fracture avec la formation des particules fines qui bloquent l'écoulement (Figure 3.20b).

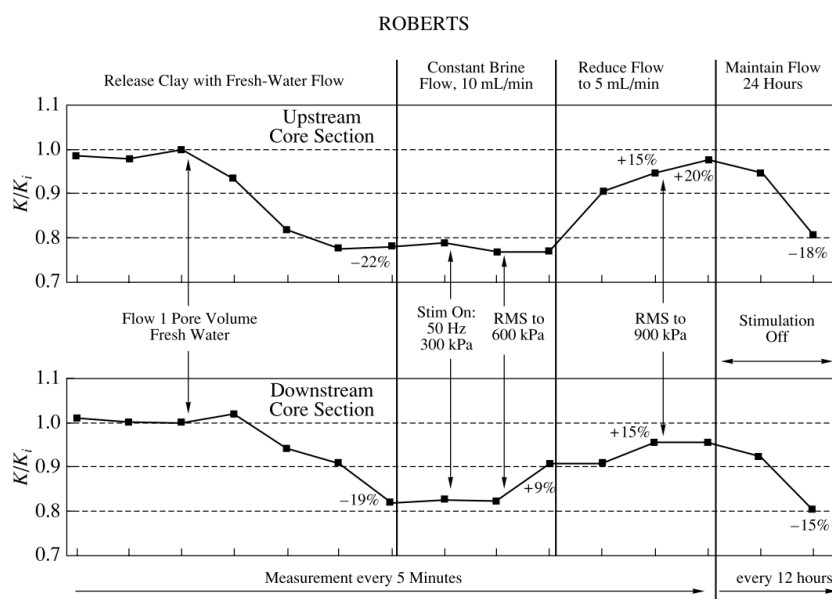


Figure 3.19 Robert (2005) : Augmentation de la perméabilité d'un écoulement monophasique, suite à une stimulation dynamique, dans une fracture de grès (Sandstone) probablement liée à la libération des fines d'argile.[6]

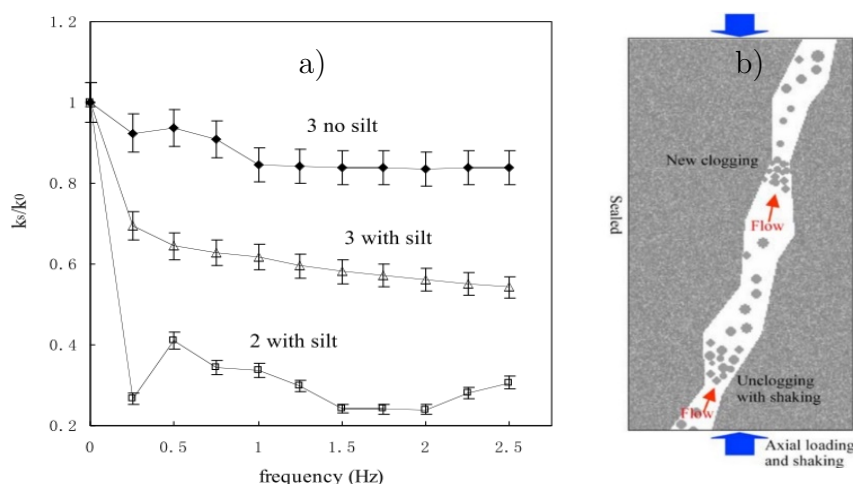


Figure 3.20 Liu et Manga(2009) : a)Diminution de la perméabilité de l'échantillon de grès suite à une sollicitation dynamique ; b)Interprétation de Liu et Manga sur la raison derrière cette baisse :décolmatage dans un endroit et colmatage dans un autre.[12]

Kocharyan et al.(2011) [9] ont étudié le décolmatage des fractures suite à une stimulation dynamique en mesurant les changements du débit d'eau à travers une fracture artificiellement colmatée par de particules fines de Corindon (type d'un minéral). Il a regardé l'effet d'un chargement dynamique sur le débit d'eau sortant

de la fracture. L'échantillon a été soumis à une stimulation dynamique par l'application des chocs dynamiques en utilisant des boules en acier. Pendant la stimulation, des fines ont été libérées avec l'augmentation brusque du débit d'eau mesuré en aval. Une augmentation drastique de la perméabilité effective a été ainsi constatée. Après la fin de la stimulation, le colmatage progressif et le rétablissement des agrégats de fines ont permis à la perméabilité effective de la fracture de revenir aux valeurs initiales. En outre, il suggère qu'une variation de quelques Pascals au niveau du puits, peut conduire à une amélioration remarquable de la production pétrolière. La Figure 3.21 montre dans ces essais l'effet de l'amplitude de l'excitation dynamique sur la réponse du décolmatage.

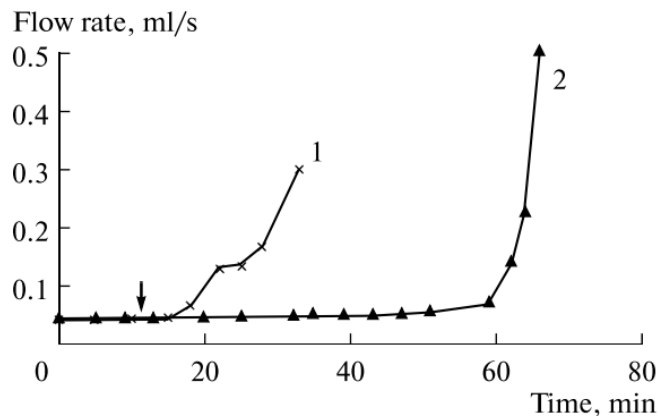


Figure 3.21 Augmentation du débit du fluide passant suite à l'application des chocs dynamiques par des boules d'acier : Chaque courbe correspond à une amplitude différente ($\text{Amplitude}_1 > \text{amplitude}_2$)

Elkhoury et al.(2011) [7] a investigué la réponse de la perméabilité de la roche fracturée (Grès de Berea) suite à l'application des oscillations de pression sur le fluide injecté. La procédure expérimentale suivie est montrée dans la Figure 3.22. Un échantillon de grès de Berea est installé dans la cellule en vue de le fracturer suite à sa saturation en eau (Figure 3.22a, b, c). La création de la fracture est effectuée en appliquant une certaine contrainte de cisaillement sur l'échantillon intact. Après la création de la fracture (Figure 3.22d), les essais de mesure de la perméabilité sont effectués suite à une application des oscillations dynamiques (signal sinusoïdale) sur la pression d'injection (Figure 3.22e). Ils ont démontré que la perméabilité de la fracture pourrait augmenter jusqu'à 50% de la valeur initiale après l'application des oscillations de la pression d'injection de 0.01-0.1 MPa d'amplitude. Ils ont constaté une mobilisation importante des particules fines dans la fracture suite à cette excitation dynamique. Cette mobilisation est représentée par

la formation des traces de pont de fines à la sortie de l'échantillon, après l'avoir retiré de son dispositif expérimental.

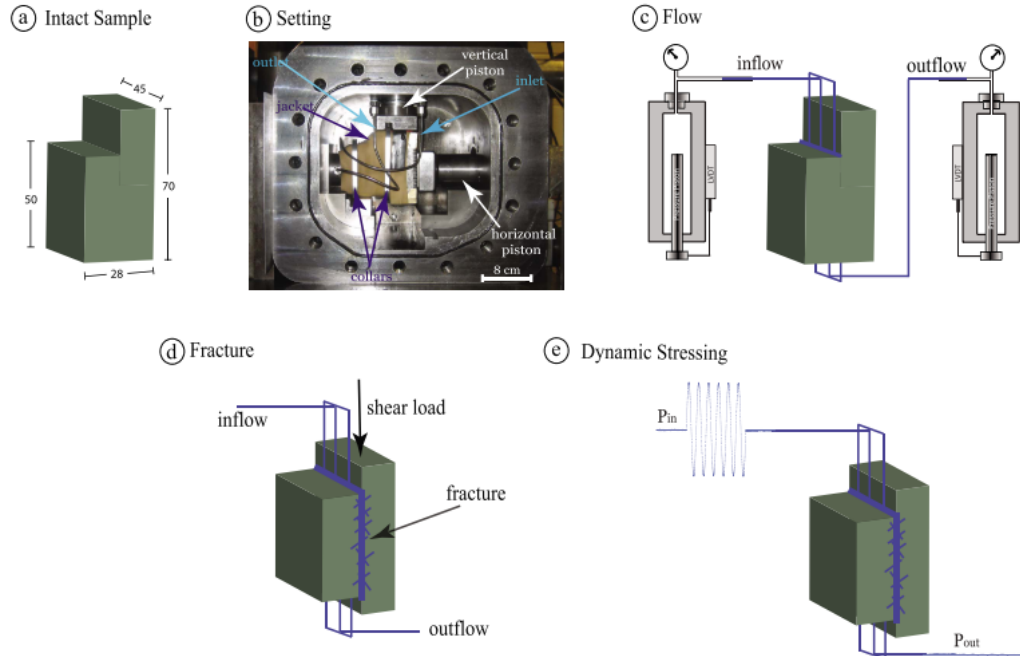


Figure 3.22 Schéma de la procédure expérimentale utilisée par Elkhoury et al.(2011) , Candela et al.(2014, 2015) , [7], [11]: a)échantillon intact ; b)installation de l'échantillon dans la cellule de confinement ; c)saturation de l'échantillon ; d)création de la fracture ; e)application des oscillations dynamique sur le fluide d'injection.

Candela et al.(2014) [1] ont utilisé le même dispositif expérimental que celui d'ElKhoury et al.(2011) [7] (Figure 3.22). Ils ont étudié l'évolution de la perméabilité des roches intactes et fracturées saturées avec de l'eau déionisée et de la saumure contenant 5% NaCl, 25% Na Cl et 5% CaCl₂, suite à une application des oscillations dynamiques sur le fluide d'injection.

Une amélioration de la perméabilité a été constatée sur les échantillons testés. Le taux de récupération de la perméabilité était entre 1%-60% pour des amplitudes de déformation de 7.10^{-7} - 7.10^{-6} . La Figure 3.23 montre bien les oscillations de la pression d'injection (a) et (b) l'amélioration de la permeabilité pendant la durée de la stimulation avec son retour à son état quasi-initial.

Candela et al. (2015) [11] ont poursuivi les travaux précédents, mais cette fois ci pour étudier la relation de la fréquence d'oscillations avec la réponse de

changement de la perméabilité. Ainsi, des essais ont été effectués sur une fracture de Grès de Berea avec plusieurs fréquences de pression d'injection : 0.05, 0.2, 1 Hz. Ils ont observé une augmentation de la perméabilité de 10, 25 et 75%, respectivement.

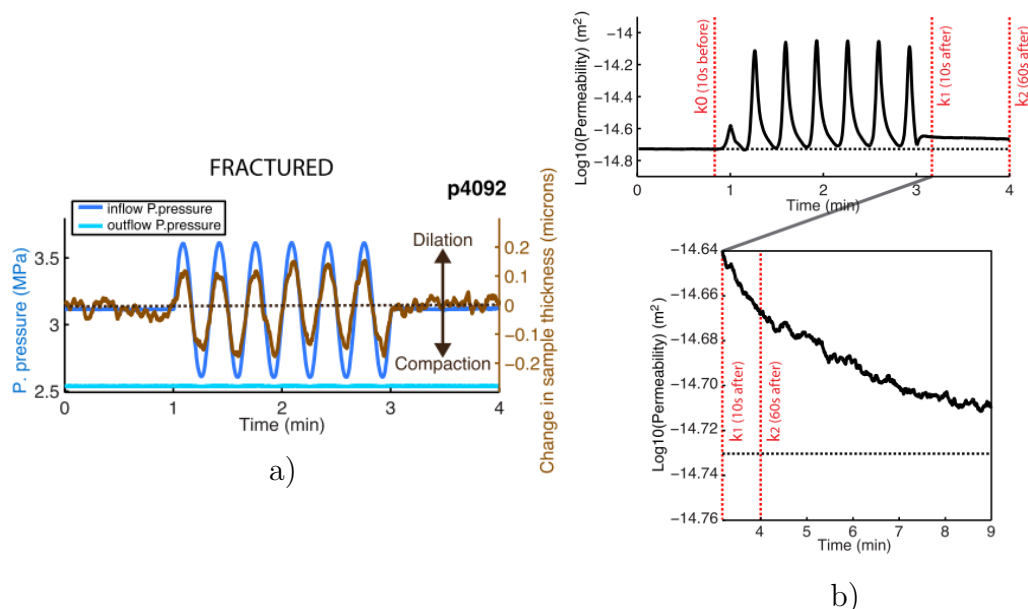


Figure 3.23 Candela et al. (2014) [1] : a) injection du fluide dans la fracture avec une pression sinusoïdale ; b) amélioration de la perméabilité pendant la durée de la stimulation.

Ces travaux expérimentaux montrent que les changements de perméabilité dans les fractures sont attribués à la mobilisation rapide des particules fines (décolmatage) et au colmatage graduel de la fracture après l'arrêt de la stimulation dynamique. Les mécanismes de changement de perméabilité peuvent être liés aussi à d'autres raisons comme la variation de l'ouverture des fractures [12], la microfissuration et le cisaillement des échantillons testés [90], ou bien le comportement poro-élastique de la fracture et de la matrice poreuse [91]. Les observations montrent clairement le mécanisme de décolmatage qui est derrière la récupération de la perméabilité initiale (mécanisme réversible) et l'augmentation significative de perméabilité dans les roches fracturées (création de plus de chemin hydraulique pour l'écoulement) en la comparant avec la roche intacte. Par exemple, Candela et al. (2014) ont schématisé le phénomène de colmatage-décolmatage (Figure 3.24) ; ils ont suggéré que la stimulation dynamique met en suspension les particules fines, ce qui aide à l'augmentation de la perméabilité. Dès que la stimulation s'arrête, les fines vont rebloquer la fracture en assurant un nouveau colmatage du système associé. Ils ont constaté que la chimie des fluides contrôle la mobilisation

des fines ; les fines sont plus fortement attachées aux parois des pores et sont moins facilement mobilisées lors de l'utilisation d'un fluide compatible avec les aquifères (pourcentage faible en NaCl).

En revanche, l'injection de fluides chimiques inhabituels ayant des forces ioniques extrêmes (pourcentage important en NaCl) favorise la mobilité des fines, ce qui explique les améliorations de la perméabilité avec des taux de récupération plus élevés.

On peut dire également, en se basant sur les travaux expérimentaux présentés, que le re-colmatage de la fracture dépend énormément du taux de récupération de la perméabilité, de la géométrie de l'espace poreux, du débit de fluide injecté, de la chimie du fluide, et de la distribution de la taille et de la concentration des fines qui bloquent l'écoulement [1], [7].

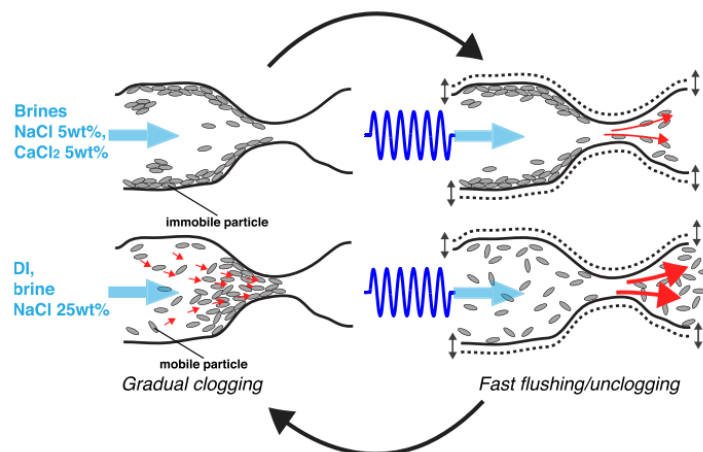


Figure 3.24 Le phénomène de colmatage-décolmatage imaginé par Candela et al.(2014) [1]

3.7 Propagation des ondes dynamiques dans les fractures : Etude numérique de Varela-Valdez et al. (2017)

A l'issue des études expérimentales décrites dans le paragraphe précédent, nous pouvons conclure qu'un chargement dynamique peut décolmater une fracture endommagée pour augmenter sa perméabilité. Afin d'appliquer la méthode sur un vrai puits en production, une question qui se pose : comment créer ce chargement dynamique dans un puits ? La réponse est apportée par les scientifiques qui se sont mobilisés pour montrer qu'un chargement dynamique pourrait être apporté par la génération des ondes dynamiques qui vont propager loin du puits afin de

promouvoir le phénomène de décolmatage. Ceci va assurer le nettoyage des fractures et améliorer l'extraction des hydrocarbures [8], [84], [86].

Pavel et al.(2003) [92] ont étudié théoriquement l'effet des vibrations à basse fréquence sur un flux dans un milieu poreux, en se concentrant sur deux mécanismes physiques : la rhéologie de la contrainte d'élasticité du fluide et le piégeage capillaire. Ils ont constaté que la vibration peut réduire de manière significative la valeur du gradient de pression pour mobiliser le fluide piégé.

Beresnev et al. (2005) [93] conclut qu'une onde élastique dynamique d'une amplitude et d'une fréquence données produira toujours un certain effet mobilisateur sur le mouvement des gouttelettes d'hydrocarbure. Le pourcentage des hydrocarbures mobilisés augmente avec les amplitudes les plus importantes.

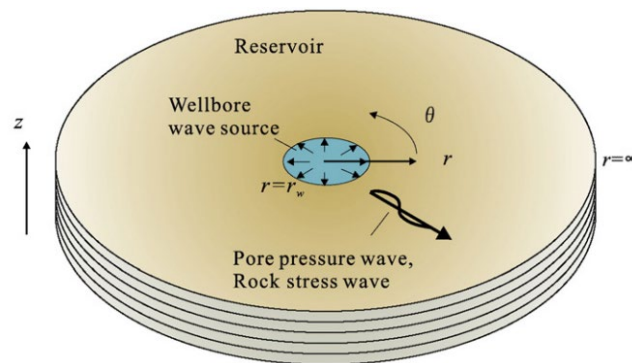


Figure 3.25 Modèle de Jeong et al.(2011) [94] : Propagation des ondes dans un milieu élastique perméable induites par une source d'ondes dans un puits.

Jeong et al. (2011)[94] ont examiné la propagation des ondes de pressions dans un milieu élastique perméable dans le but de mobiliser le pétrole piégé dans le réservoir. Ils ont été particulièrement intéressés par les types d'ondes en présence et leur atténuation au cours de leur propagation. Les résultats numériques ont conclu que dans les réservoirs homogènes, l'onde se propageant à travers la matrice est un meilleur agent de transmission d'énergie que l'onde de pression du fluide. En outre, dans le réservoir fracturé, l'onde de pression du fluide n'est que faiblement atténuée par les fractures.

Ces études semblent insuffisantes pour expliquer les mécanismes de propagation des ondes de pressions générés dans le puits. De ce fait, une étude très importante a été menée par Varela Valdez et al. (2017) au sein du laboratoire LFCR avec le soutien de TotalEnergies E&P. Ils ont étudié la propagation des ondes de pression

dans un massif rocheux fracturé. Celles-ci sont générées par une pression sinusoïdale dans le puits. Le rapport d'étude de Varela Valdez et al. (2017) [16] n'a pas fait l'objet d'une publication ou d'une communication dans une conférence. Ainsi on présentera en bref les résultats les plus importants.

Afin de déstabiliser les agrégats de sédiments dans les fractures colmatées et d'améliorer le chemin hydraulique d'écoulement, il était important de comprendre comment les ondes de pression générées dans le puits pourraient se propager à l'endroit où se trouvent ces sédiments. Ainsi, la propagation de ces ondes a été explorée à travers d'une fracture saturée en eau en essayant d'identifier les différents paramètres qui la contrôlent.

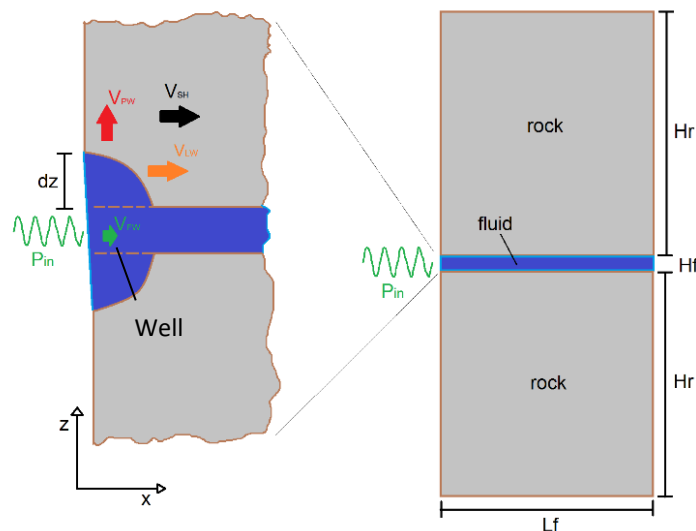


Figure 3.26 Géométrie du modèle numérique où VPW = onde de compression à travers la roche(Pwave), VSW = onde de cisaillement à travers la roche(Swave), VRW = onde de surface (Rayleigh wave), VFW = onde de pression interstitielle, dZ = déformation de la roche par l'onde de pression interstitielle, Pin = onde de pression d'entrée sinusoïdale (amplitude = 60 kPa), Lf = longueur de la fracture, Hr = hauteur de la roche en dessous et au-dessus de la fracture, Hf =ouverture de la fracture.

Varela Valdez et al. (2017) [16] ont considéré la propagation d'une onde de pression de fluide (FPW, fluide pore pressure wave) dans une fissure existante saturée d'eau (Figure 3.26). L'onde de pression du fluide était sinusoïdale avec une amplitude de 60 kPa avec une fréquence fixe dans le puits. Les résultats numériques sur un modèle bidimensionnel ont conclu que l'onde de pression du fluide crée des ondes volumiques (P-wave, S-wave) et des ondes de surface dans

la roche le long de la fracture (Rayleigh and love waves). Les ondes de surface ne sont quasiment pas atténuées (<20%) (Figure 3.27), contrairement aux ondes volumiques, elles induisent des oscillations significatives de la pression du fluide dans la fracture loin du puits (par exemple à une distance supérieure à 100 m).

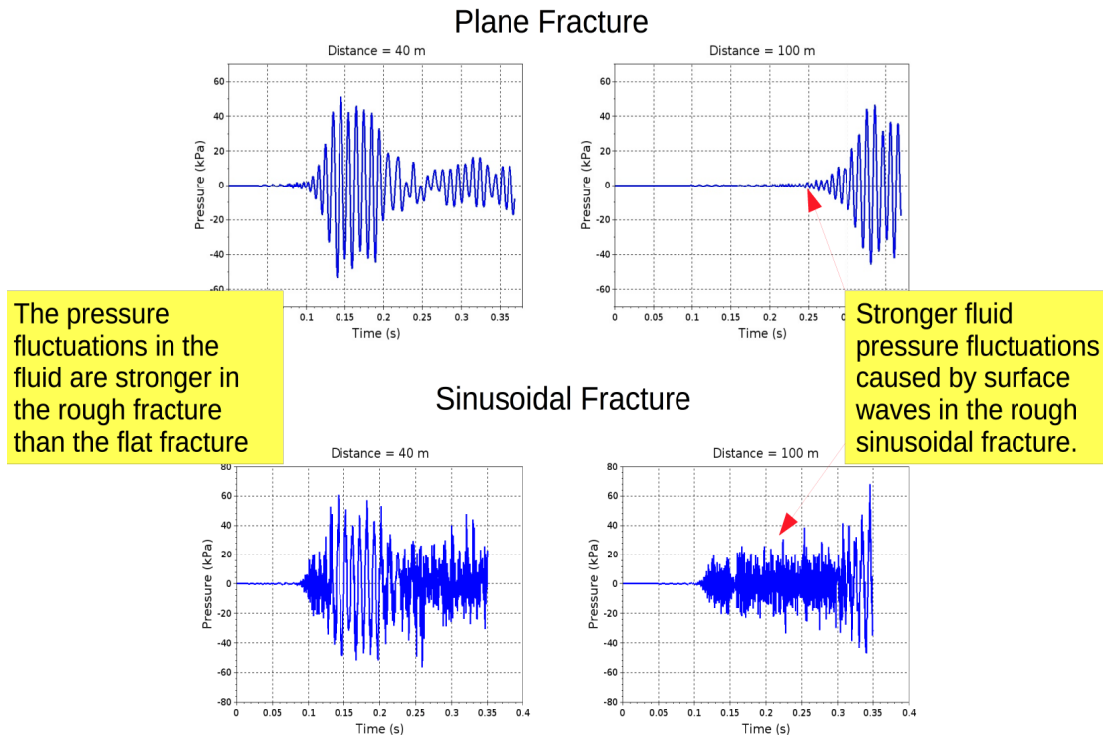


Figure 3.27 Evolution de l'onde de pression du fluide ($P_{in}=60\text{kPa}$, $f=100\text{ Hz}$) à 40m et 100m dans deux types de fracture : fracture plane et rugueuse (forme sinusoidale).[16]

En outre, ils ont observé que les oscillations de pression créées par les ondes de surface sont plus importantes pour les fractures rugueuses que pour les fractures planes. (Figure 3.27)

Ainsi, nous pouvons dire que les ondes de surface créent des déformations dans la matrice rocheuse et se propagent plus rapidement sur de plus longues distances que l'onde de pression du fluide elle-même. Elles induisent une grande variation de la pression du fluide à l'intérieur de la fracture. Ces ondes semblent être des candidates très intéressantes pour nettoyer les réservoirs. Il est très raisonnable de considérer qu'avec de telles oscillations nous pouvons traiter les fractures colmatées qui se situent loin du puits pour favoriser une récupération de la conductivité de la fracture. Cette technique de stimulation pourrait donc être efficace sur

une grande partie des réservoirs en cours de production (conventionnels et non-conventionnels).

3.8 Résumé

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'état de l'art de la partie expérimentale de l'étude. Les différents points clés pour caractériser un milieu poreux avec les lois principales d'écoulement ont été rappelés. Les méthodes possibles pour déterminer la perméabilité intrinsèque ont été également présentées.

Nous avons fait le point sur les tests standards qui peuvent exister pour la mesure de la conductivité des fractures proppées, essentiellement utilisés dans les travaux de recherches dans le domaine pétrolier. Ils s'approchent intimement de nos expérimentations, mais les différences existantes dépendent essentiellement de l'objectif principal souhaité, comme l'accès à la fracture sans faire de changement dans la configuration de la fracture.

Nous avons balayé dans la section 3.6, les différentes études expérimentales sur l'amélioration de la perméabilité des fractures suite à une excitation dynamique. On constate que dans ces études, les fractures générées naturellement dans la roche ont été prises en compte, mais pas les fractures proppées. En d'autres termes, l'influence des caractéristiques du proppant a été ignorée.

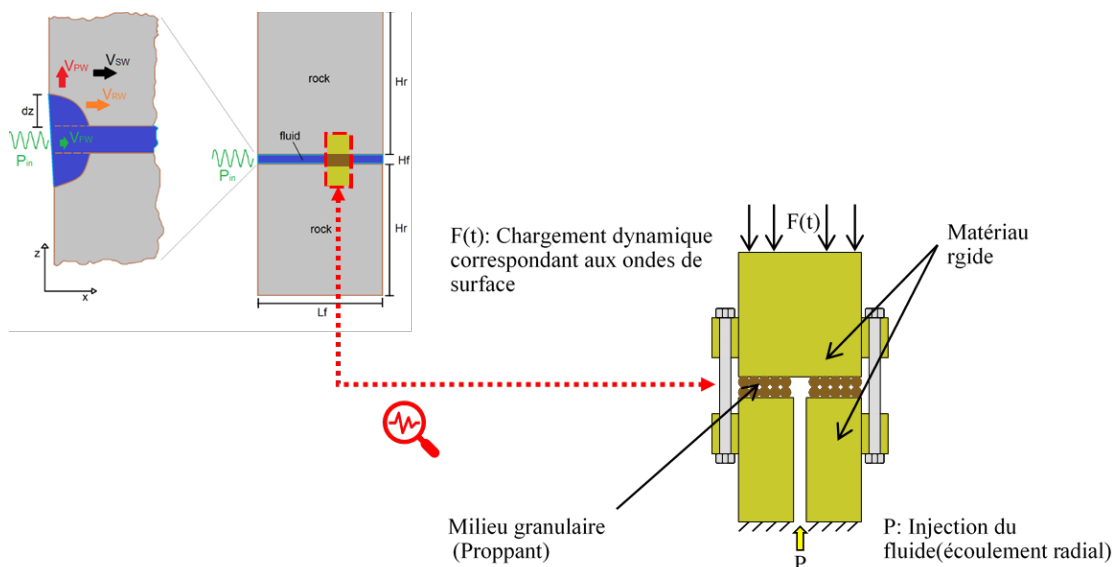


Figure 3.28 Schématisation brève de l'essai expérimental en se positionnant sur une portion de la fracture modélisé par Varela Valdez et al.(2017) [16] avec l'ajout d'un milieu granulaire représenté par le proppant.

Notre étude se focalise ainsi sur le nettoyage des fractures colmatées, surtout les 'fractures proppées' dans les réservoirs non conventionnels. Comme nous avons vu avec les travaux de Varela-Valdez et al. (2017) [16] (Section 3.7), ils prouvent que les ondes générées dans le puits peuvent se propager une longue distance qui à leurs tours peuvent nous servir pour nettoyer les fractures loin du puits.

Dans ce qui suit, on imagine qu'on se positionne au niveau de la fracture modélisée par Varela-Valdez et al.(2017) [16] pour simuler expérimentalement le processus de décolmatage d'une fracture proppée colmatée (Figure 3.28).

Le principe est le suivant : on considère une fracture proppée dont on mesure la perméabilité initiale. Après colmatage artificiel de la fracture, on applique un chargement dynamique synthétique $F(t)$ (Figure 3.28) qui reproduit l'effet des ondes de surface. L'évolution de la perméabilité est alors caractérisée.

Le dispositif expérimental est expliqué dans le chapitre suivant avec les résultats expérimentaux qui sont présentés dans le chapitre 5. Tout ce qui concerne la simulation numérique, se trouve dans le chapitre 6 avec quelques modélisations numériques qui reproduisent des résultats expérimentaux.

Chapitre 4

Programme expérimental

Sommaire

4.1	Objectif.....	66
4.2	Echantillons	67
4.2.1.	Matériau simulant la fracture.....	67
4.2.2.	Milieu granulaire : Proppants et densités de distribution.....	69
4.2.3.	Matériau de colmatage : Fines de sable naturel.....	72
4.2.4.	Préparation des échantillons	73
4.3	Dispositif expérimental.....	74
4.4	Protocole expérimental : Déroulement des essais.....	78
4.5	Analyses tomographiques des échantillons	80
4.5.1.	Acquisition et reconstruction des données.....	80
4.5.2.	Procédure de reconstruction de l'image3D	81
4.5.3.	Interprétation des données.....	82
4.6	Principes de détermination de la perméabilité intrinsèque.....	82
4.6.1.	Notions sur l'Embedment : caractérisation et mesure de l'ouverture de fissure	83
4.6.2.	Régime d'écoulement : Calcul du nombre de Reynolds	85
4.6.3.	Mesure de la perméabilité.....	87
4.6.4.	Validation de Dracy-Forchheimer : comparaison avec l'approche de Klinkenberg.....	88
4.7	Résumé	89

4 Chapitre 4 : Programme expérimental

4.1 Objectif

Ce chapitre a pour objet de présenter le dispositif expérimental qui sert à simuler expérimentalement ce qui se passe au niveau de la formation géologique après l'opération de la fracturation hydraulique. Il sert également à investiguer l'évolution de la perméabilité d'une fracture proppée suite à l'application d'un chargement dynamique.

Nous nous positionnons à l'échelle locale d'une fracture contenant des particules de proppant ; le rôle du proppant, expliqué précédemment (section 2.2.2), est d'augmenter la conductivité et assurer la bonne filtration du fluide pétrolier entre le réservoir et le puits, ce qui donne un aspect poreux à la formation rocheuse.

Le dispositif expérimental développé dans le cadre de cette étude est dédié à simuler :

- Les écoulements dans les fissures proppées : Caractérisation et mesure de la perméabilité
- Le Colmatage des fractures avec des fines de sable pour bien figurer le problème majeur qui est la formation des agrégats de fines provoquant ainsi une baisse dans la perméabilité des fractures.
- L'application d'un chargement dynamique (signal synthétique en compression simple) sur le système pour voir son effet sur l'évolution de la perméabilité.

En comparant notre dispositif expérimental avec celui de Zhang et al (2014) [73] (détaillé dans la section 3.5.1) on peut conclure les différences suivantes :

- La forme de l'échantillon est cylindrique.
- Un matériau souple (Polycarbonate) utilisé au lieu de la roche (pour des buts de visualisation du contenu de la fracture).
- Un écoulement radial au lieu de l'unidirectionnel.
- Utilisation de l'eau fraîche au lieu du KCL (Brine) pour s'écarter des réactions chimiques dans la fracture.

Donc le dispositif a été décidé qu'il soit adapté à la problématique mentionnée dans les deux premiers chapitres dans le but de décolmater les fractures endommagées par la voie des migrations de fines (Colmatage).

Nous commençons par présenter le choix des matériaux utilisés soit pour la partie solide de la fracture, soit pour le milieu granulaire. Ensuite, nous présentons les différentes parties du dispositif expérimental (chargement mécanique et mesure de la perméabilité) avec tous les détails techniques des deux circuits. La méthode de mesure de la perméabilité et le protocole expérimental sont également présentés. Enfin, nous décrivons brièvement le protocole utilisé pour l'analyse tomographique effectuée sur quelques essais préliminaires qui seront présentés dans la partie 5.2 .

4.2 Echantillons

4.2.1. Matériau simulant la fracture

4.2.1.1. Description

Le choix du matériau de part et d'autre de la fracture est un peu spécial, ce n'est ni du béton ni de la roche, c'est du polycarbonate. Le choix de ce matériau est justifié par les caractéristiques suivantes :

- Transparent aux rayons X (Raison majeure).
- Facilement usiné sans la crainte de le fissurer.

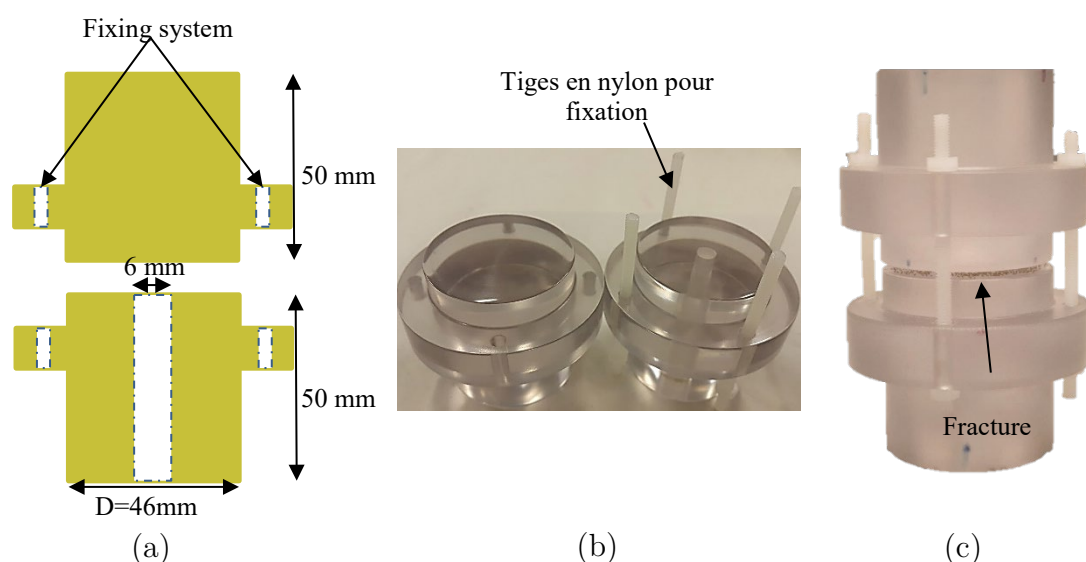


Figure 4.1 Géométries de l'échantillon. (a) représente les dimensions, (b) représente l'échantillon avec la disposition des tiges de fixation et (c) la configuration finale de l'échantillon.

Les échantillons sont composés de deux cylindres en polycarbonate (Figure 4.1). La hauteur et le diamètre des cylindres sont de 50 mm et 46 mm, respectivement. Celui du bas est un cylindre creux avec un trou centré de diamètre 6 mm pour l'injection de fluide. Ainsi, l'espace restant entre les deux cylindres forme la fracture, qui sera remplie par du proppant (Figure 4.1c). Il représente le milieu granulaire du système. L'écoulement du fluide entre les deux cylindres est radial. Quatre trous ($\varnothing=6\text{mm}$) existent sur le bord de chaque cylindre. Ils forment un système de fixation qui est essentiel pour éviter le mouvement des grains à l'intérieur de la fracture lors de l'installation dans le dispositif expérimental ou lors du transport pour effectuer les scans aux rayons X. Les tiges de fixation (M6) sont en Nylon équipés de 2 écrous, un de chaque côté.

4.2.1.2. Caractérisation mécanique du polycarbonate

Des essais mécaniques ont été effectués à l'aide d'une presse hydraulique sur deux cylindres normaux de polycarbonate, en les superposant l'un au-dessus de l'autre. Les déformations longitudinales sont ainsi déterminées à l'aide de 3 extensomètres écartés d'un angle de 120° avec une longueur de base 10mm. (Figure 4.2) Des paliers de chargement ont été accomplis entre 5 et 26 MPa (6 kN-44 kN) avec une vitesse de chargement de 0.059 MPa/s (0.1 kN/s).

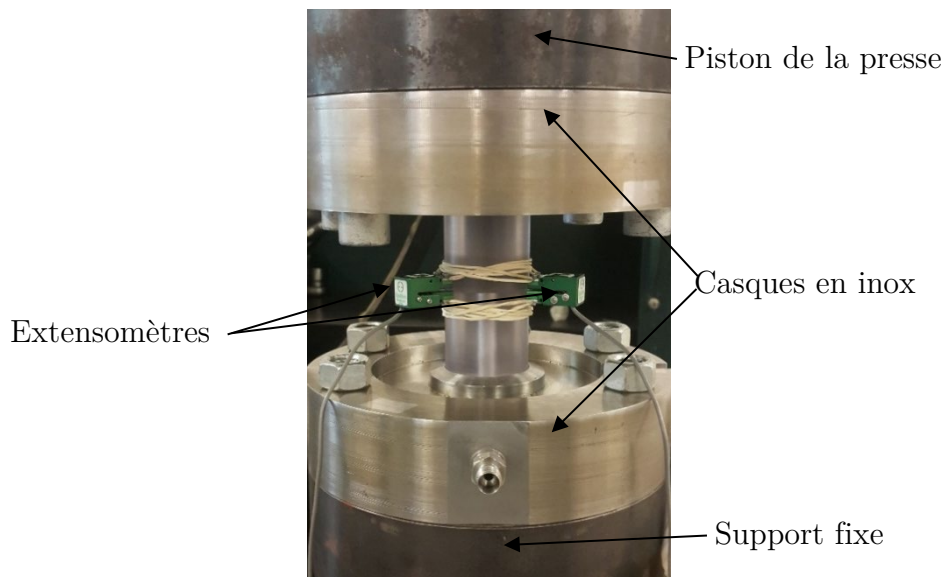


Figure 4.2 Caractérisation mécanique du polycarbonate à l'aide d'un système d'extensométrie.

Le module d'élasticité trouvé est de $E = 2.1 \pm 0.2$ GPa. Des essais ont été également effectués avec des micro-extensomètres pour mesurer la déformation radiale du polycarbonate. Ils nous servent à calculer le coefficient de poisson ν du matériau qui est de $0.33 \sim 0.34$. On trouve bien ces résultats dans la littérature sur des essais qui respectent les normes ISO. [95]

4.2.2. Milieu granulaire : Proppants et densités de distribution

Tous les proppants utilisés dans nos essais sont basés sur un type de tamis (Mesh) typiquement utilisé sur le terrain en fonction de la formation géologique associée. Ceci permet une simulation plus réaliste dans nos essais expérimentaux. On distingue ainsi trois types de proppant mentionnés dans la section 2.2.2 (Figure 2.4) qui sont : proppant en céramique, résine et sable naturel. Notre choix s'est porté sur le proppant en céramique qui présente des caractéristiques physiques et mécaniques bien meilleures que celles des autres types de proppant (Expliqué dans la section 2.2.2). Le but principal est d'éviter l'écrasement du proppant sous la contrainte verticale appliquée, qui va générer des fines dans la fracture, pour ne pas fausser le pourcentage de colmatage initiale dans la fracture colmatée. À noter que nos essais ne sont pas liés à une formation géologique précise, c'est une étude expérimentale générale appliquée sur toutes les formations géologiques qui ont subi la fracturation hydraulique. C'est donc ici la fracture qui est caractérisée, pas le réservoir ni la roche réservoir.

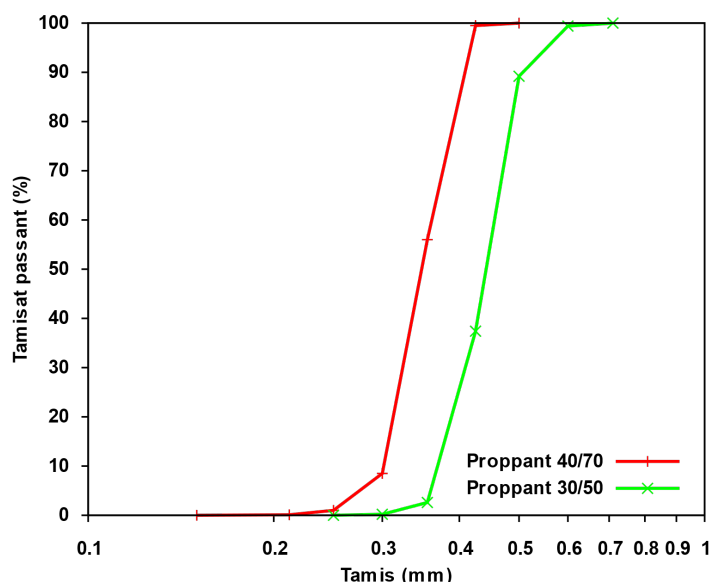


Figure 4.3 L'analyse granulométrique des deux proppant (40/70, 30/50) : pourcentages du tamisat cumulé passant en fonction de la taille des grains.

Deux tailles de proppant sont utilisées dans notre étude. L'analyse granulométrique a été effectuée par le fabricant ChangQing Proppant Corporation (Figure 4.3). Les propriétés physiques des deux proppants figurent dans le Tableau 4.1. La numérotation des tamis (mesh) dans la nomenclature commerciale du proppant vient principalement des normes standards américaines. La Figure 4.4 et la Figure 4.6 montrent l'analyse granulométrique des proppants employés 30/50 et 40/70 suivant les normes américaines : le pourcentage de refus en fonction d'une série de tamis numérotés selon les normes américaines. Il est à noter que plus ce numéro augmente plus les particules sont fines. La numérotation des tamis est donc liée au nombre de mailles.

Tamis américains	Densité réelle	Densité apparente	Diamètre médian (mm)	Dmin (mm)	Dmax (mm)
Mesh 40/70	2.6-2.8	1.4-1.6	0.351	0.212	0.425
Mesh 30/50			0.444	0.3	0.6

Tableau 4.1 Propriétés physique du proppant.

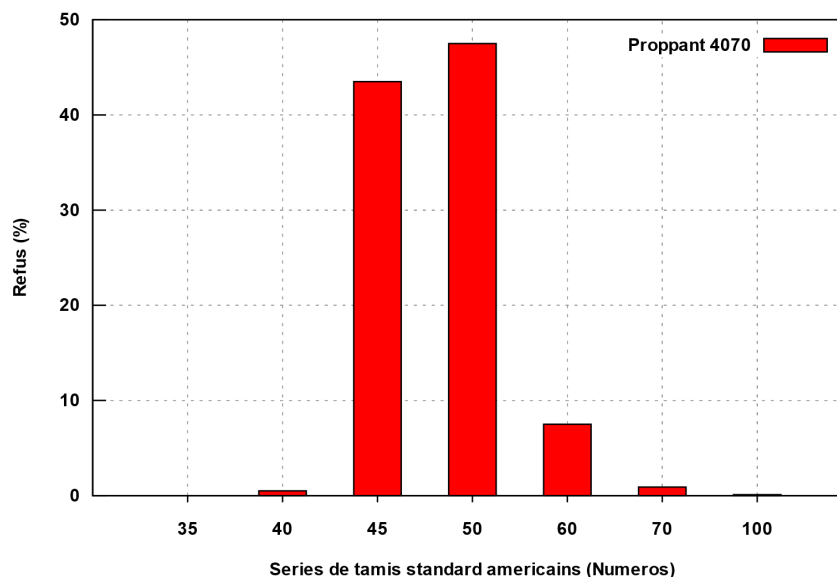


Figure 4.4 L'analyse granulométrique du proppant 40/70 : pourcentage du refus retenu en fonction des numéros de tamis standard américain.

Plusieurs densités de distribution de proppant peuvent avoir place dans une fracture. Les trois densités prises en compte (Figure 4.5) dans les essais expérimentaux seront :

- Une couche partielle (demi-couche) avec une densité surfacique de 200-300 g/m² (tout dépend de la taille de proppant choisi)
- Une couche : 420-600 g/m²
- Une multicouche (2 couches) : 800-1200 g/m²

Nous rappelons qu'une fracture remplie avec une 'couche' (unité de mesure) de proppant est formée lorsque son ouverture est égale au diamètre moyen des particules et que les grains de proppant se touchent entre eux.

Dans nos essais, la densité de distribution du proppant est constante, donc il n'y a pas de variation de la densité à l'échelle d'une fracture.

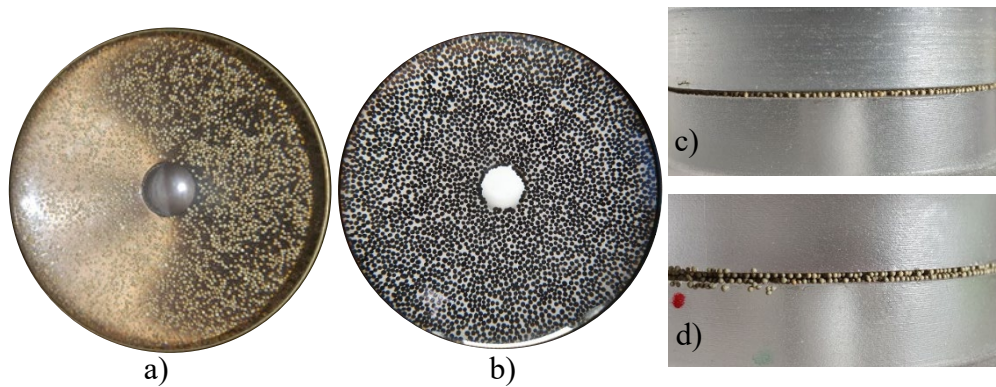


Figure 4.5 Différentes configurations de la densité de distribution du proppant : a) demi-couche ; b) une couche ; c) vue latérale d'une fracture avec une couche ; d) vue latérale d'une fracture avec deux couches.

Les essais préliminaires ont été effectués principalement sur les deux premières configurations de densités de distribution du proppant (une demi-couche et une couche) pour voir si la méthode est concluante. En revanche, l'étude paramétrique expérimentale a été menée principalement sur les fractures contenant deux couches de proppant.

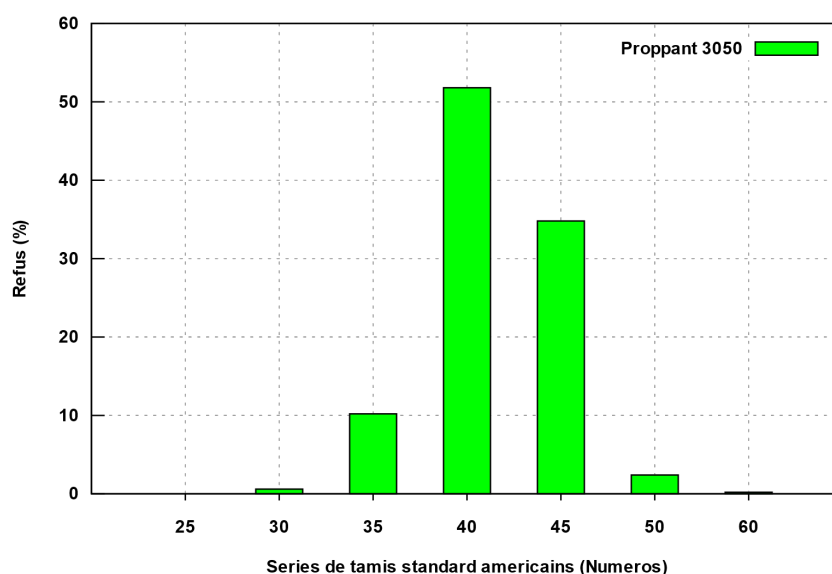


Figure 4.6 L'analyse granulométrique du proppant 30/50 : pourcentage du refus retenu en fonction des numéros de tamis standard américain.

4.2.3. Matériau de colmatage : Fines de sable naturel

Les mécanismes primaires de l'endommagement de la formation géologique ont été présentés dans la section 2.3. Ils provoquent une migration des particules fines qui induisent une perte de la conductivité des fractures proppées. On peut considérer ce phénomène comme étant un colmatage du milieu granulaire qui s'y présente.

Dans nos essais nous considérons que les fines proviennent principalement des mécanismes physiques et mécaniques comme : l'écrasement du proppant, la dégradation de la roche du réservoir, la présence des fines dans le fluide pétrolier (...), donc nous ne considérons pas le cas où ces fines proviennent des réactions chimiques au niveau de la fracture. Le choix du matériau de colmatage s'est porté ainsi sur des fines de sable naturel qui ne réagissent ni avec le fluide d'injection ni avec la fracture (proppant + polycarbonate).

Le diamètre des fines de sable a été choisi en se basant sur le proppant 40/70 pendant la phase expérimentale préliminaire de l'étude. Le diamètre hydraulique d'écoulement pour un empilement granulaire idéal est de $dm/4=87\mu\text{m}$ (avec dm : diamètre moyen des particules de proppant 40/70). Ce diamètre hydraulique varie énormément en fonction de l'enfoncement des grains de proppant dans la roche (l'embedment), lié aux contraintes géologiques importantes. L'embedment fait partie des mécanismes physiques d'endommagement de la formation géologique (expliqué dans la section 2.3 et la section 4.6.1 plus tard).

Les essais ont montré que le diamètre hydraulique peut baisser jusqu'à arriver à $d=d_m/6=56 \mu\text{m}$. De ce fait et en prenant en compte les particules de fines que nous pouvons trouver dans le fluide d'injection [96], [97], [98] (des études sur le colmatage des fractures dans des puits d'injection), **le diamètre des fines a été choisi inférieur à $75\mu\text{m}$** (Figure 4.7). Elles ont été fournies par l'entreprise TotalEnergies après broyage intensif d'un proppant de sable naturel 30/70 utilisé dans des gisements de pétrole en Argentine.



Figure 4.7 Les fines de sable pour colmater les fractures. ($D < 75\mu\text{m}$)

4.2.4. Préparation des échantillons

Avant de déposer les particules de proppant dans l'espace représentant la fracture entre les deux cylindres, la hauteur totale de l'échantillon (deux cylindres ensemble) est mesurée et désignée par H_1 . La hauteur est mesurée par un capteur de déplacement digital (Figure 4.9). Nous plaçons ensuite la quantité requise de proppant qui dépend de la densité de distribution souhaitée (une demi-couche, une couche ou deux couches). La Figure 4.8 montre la procédure de préparation de l'échantillon jusqu'à arriver à créer la fracture. Afin de fixer la couche de proppant et pour obtenir une distribution uniforme, une colle soluble est étalée sur le dessus du cylindre bas (cas d'une couche, Figure 4.8b) et sur les deux cylindres (cas de deux couches, Figure 4.8c). Après avoir installé le système de fixation (tiges + écrous) (Figure 4.8d) on procède à la fermeture de la fracture en superposant les deux cylindres (Figure 4.8). Les 4 écrous supérieurs doivent être bien vissés pour éviter tout mouvement des particules de proppant. La nouvelle hauteur de l'échantillon (cylindres + proppant) est mesurée : H_2 . Ainsi nous pouvons déduire l'ouverture initiale ' e_0 ' de la fracture qui est égale à : $H_2 - H_1$.

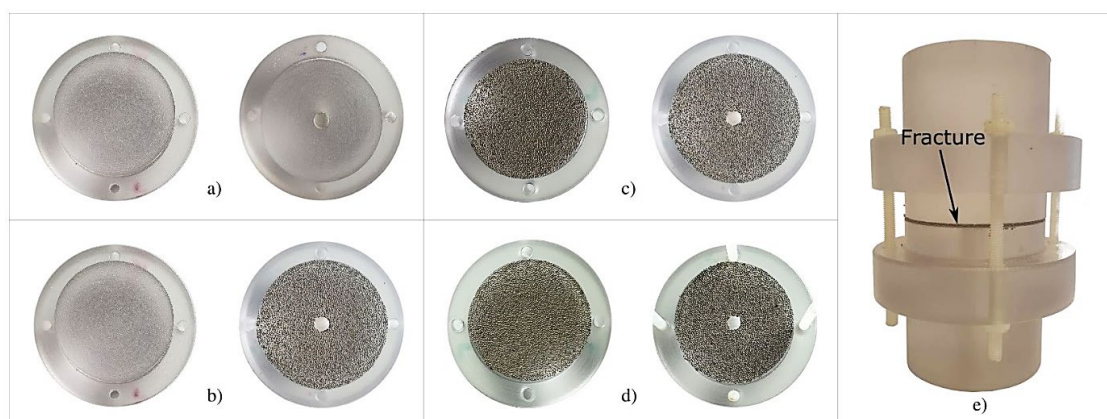


Figure 4.8 Procédure de préparation de l'échantillon : a) cylindres polis et nettoyés ; b) mise en place d'une couche de proppant ; c) mise en place de deux couches de proppant ; d) installation des tiges en Nylon ; e) Configuration finale de l'échantillon, prêt à être installé sous la presse hydraulique.

Le cas de demi-couche n'est pas présenté dans ce paragraphe, mais la procédure du dépôt du proppant suit la même logique de préparation de l'échantillon. Le colmatage de la fracture a été effectué en positionnant manuellement les fines sur la couche de proppant mise en place. Cette partie est bien expliquée dans la section 4.4 .



Figure 4.9 Mesure de l'ouverture de la fissure par différence de hauteur de l'échantillon.

4.3 Dispositif expérimental

Le dispositif expérimental a été conçu principalement pour mesurer la perméabilité d'une fracture proppée à différents stades (propre, colmatée et décolmatée) sous un chargement statique, représentant la contrainte géologique verticale, et

après un chargement dynamique. On distingue deux parties principales qui composent ce setup expérimental :

- Dispositif de chargement mécanique : La presse hydraulique « Zwick Roell HB250 » pour appliquer les deux types de chargement dynamique et statique.
- Dispositif de mesure de la perméabilité : ce dispositif est composé d'une série de 2 pompes qui mesurent le débit et la pression de l'eau, un débitmètre (gaz), régulateur de pression (gaz) et un contrôleur de pression (gaz).

La Figure 4.10 et la Figure 4.11 montrent bien les différentes composantes du dispositif expérimental.

Dispositif de chargement mécanique :

Les sollicitations mécaniques dans cette étude ont été assurées par une machine d'essais servo- hydraulique uniaxiale Zwick Roell de modèle HB250 avec un chargement maximal de 250 kN (Figure 4.10). Par sécurité, la mise au point de la machine est assurée par un mode basse pression hydraulique limitée à 50 bars. Ce mode est essentiellement utilisé pour la préparation du dispositif et la mise en place de l'échantillon.

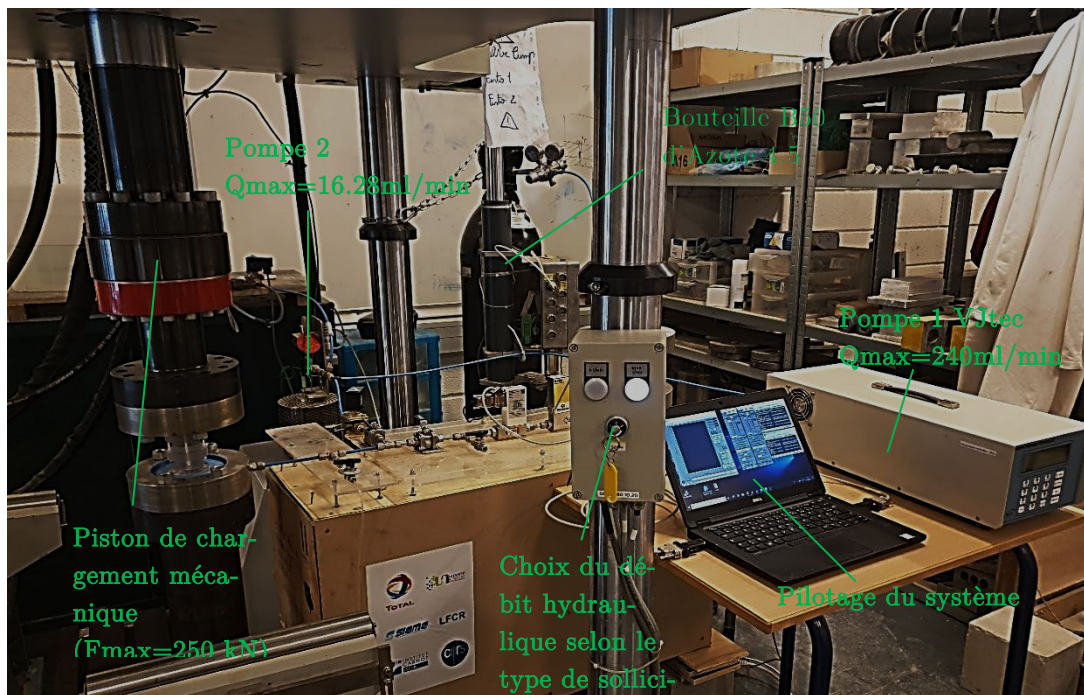


Figure 4.10 Vue globale du setup expérimental au laboratoire.

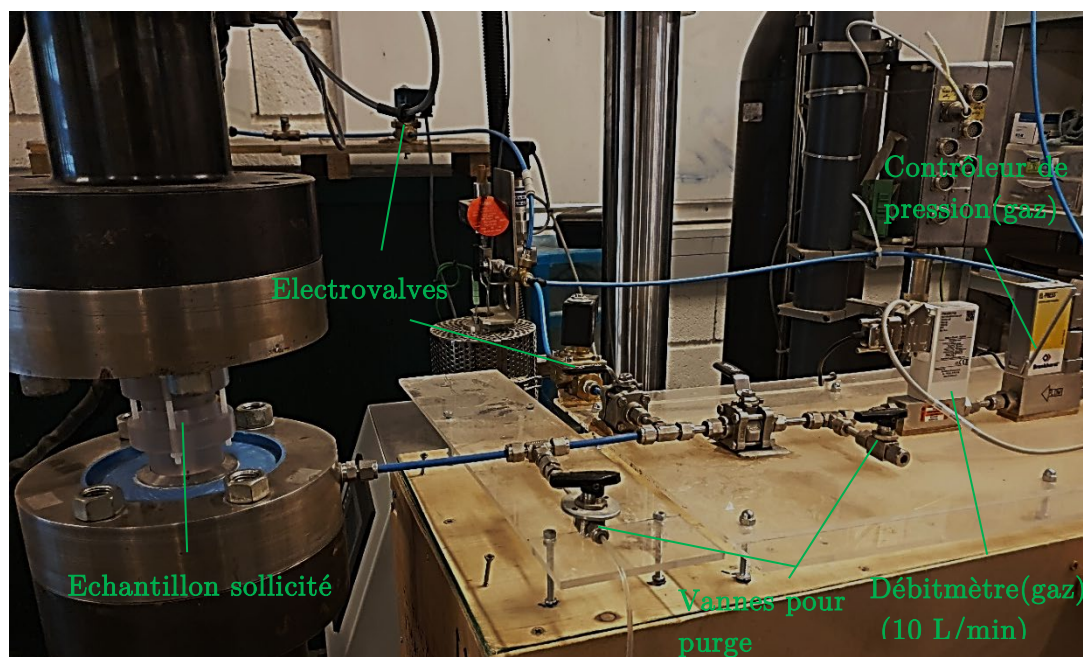


Figure 4.11 Vue plus proche sur le plateau de mesure de la perméabilité.

Le deuxième mode de pression est celui de la haute pression hydraulique (180 bars environ). Ce mode est utilisé surtout pendant les essais expérimentaux. L'application des chargements uniaxiaux statiques et dynamiques peut être contrôlée suivant deux modes : déplacement et force.

La presse est équipée de deux servovalves avec deux débits différents (4 l/min et 64 l/min) qui s'adaptent à la sollicitation souhaitée. Pour nos essais, l'application des chargements mécaniques est assurée par la servovalve qui offre le plus grand débit hydraulique (64 L/min) et qui est adaptée pour faire des chargements dynamiques, principalement pendant le processus de décolmatage. Une large gamme de forme d'ondes est offerte par le système d'exploitation : Signal carré, triangulaire, sinusoïdal et trapézoïdal.

Les mesures de perméabilité ont été assurées sous chargement statique de 20 MPa (34 kN) pour s'approcher le plus possible des contraintes géologiques qui se présentent au niveau de la formation géologique. Cette contrainte statique est importante pour avoir l'ouverture réelle de la fracture et pour assurer la stabilité du proppant pendant l'injection du fluide, y compris en chargement dynamique. Il est à noter que les contraintes latérales n'ont pas cette importance et donc elles ne sont pas appliquées.

Dispositif de mesure de la perméabilité :

Toutes les mesures de perméabilité ont été assurées en utilisant deux circuits différents avec du gaz et de l'eau. Le gaz utilisé pour la mesure de la perméabilité est de l'azote 4.5 (N₂). La bouteille d'azote (B50, V=9.6m³) est équipée d'un régulateur manuel de pression pour réduire la pression du gaz comme on le désire. Ce circuit est équipé d'un débitmètre massique (Bronkhorst) avec une capacité de mesure de 13.24 l/min. La précision des mesures est de +/-0.1% en pleine échelle. La pression d'injection du gaz dans l'échantillon (en amont) est contrôlée par un contrôleur de pression (Bronkhorst) avec une capacité de 10 bars. Ces deux instruments sont équipés d'un circuit électronique qui contient toutes les fonctionnalités nécessaires à la mesure et au contrôle via un ordinateur. La Figure 4.12 montre le schéma descriptif complet du setup expérimental.

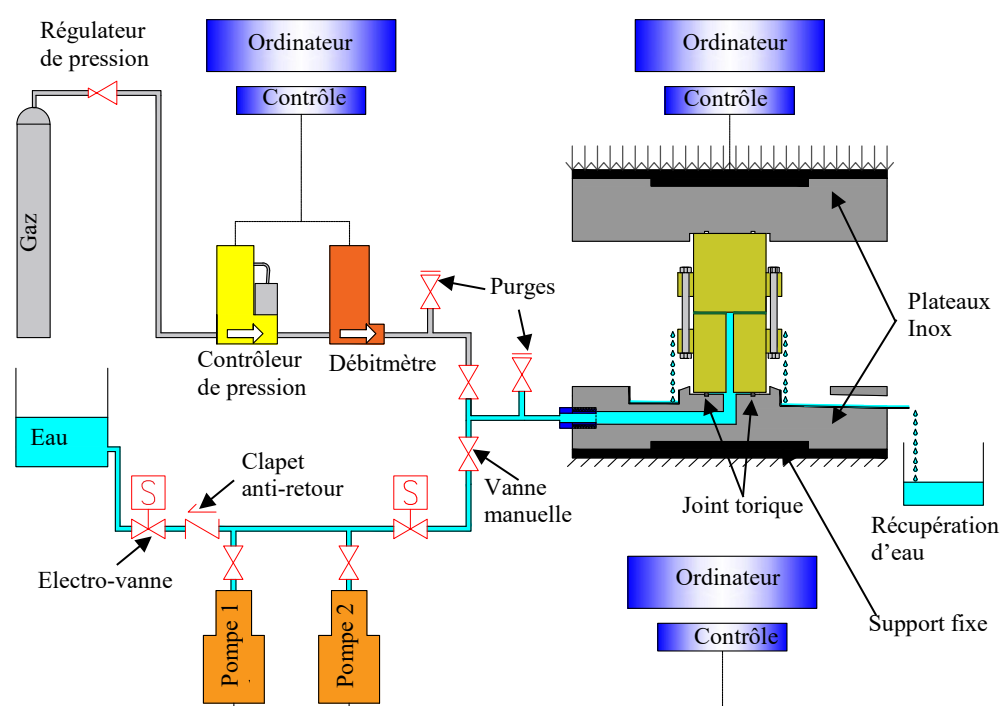


Figure 4.12 Schéma complet du setup expérimental.

Le circuit d'eau est composé de deux pompes contrôlées à distance par un ordinateur. Un clapet anti-retour est placé dans le circuit pour bloquer le flux vers le réservoir d'eau, tout en injectant de l'eau dans l'échantillon. Ces électrovannes sont également pilotées à distance. Les tuyaux, les vannes et les raccords sont fabriqués avec des matériaux résistants à la corrosion (Inox, Polyamide et cuivre).

La pompe 1 est destinée à mesurer la perméabilité à l'eau avec un faible débit de 16.28 ml/min. Elle sert aussi à laver les fractures contenant que du proppant (fracture propre) et à bloquer les fines de sable dans les fractures colmatées. Cette pompe est équipée d'un capteur de pression Keller de 10 bars et d'une interface graphique Red Lion pour contrôler la pression d'injection, le volume injecté et le débit d'injection. La pompe 2 est principalement utilisée pendant le processus de décolmatage, tout en appliquant des charges dynamiques. La capacité de cette pompe est de 240 ml/min en débit volumétrique et de 30 bars en pression maximale.

4.4 Protocole expérimental : Déroulement des essais

Après la préparation complète de l'échantillon (section 4.2.4), il est placé au centre du plateau sous la presse hydraulique. Le chargement statique de référence pour la mesure de la perméabilité est de 20MPa (34kN). La vitesse de chargement est de 0.059 MPa/s (0.1kN/s). Dès que cette contrainte est atteinte, une phase de lavage de la fracture est effectuée en utilisant la pompe 1 (phase de nettoyage de la colle avec un débit faible). Ensuite, une phase de mesure de perméabilité est lancée. La méthode de mesure de la perméabilité, à l'eau et au gaz, est détaillée dans la section 4.6. Cette procédure est répétée 3 fois, pour chaque densité de distribution de proppant souhaitée, dans le but d'avoir une perméabilité moyenne de référence d'une fracture propre.



Figure 4.13 Exemple de colmatage d'une fracture avec 2 couches de proppant 30/50 remplie avec 25% de fines. (Fines de couleur blanche sur le cylindre de droite)

Maintenant que cette perméabilité est déterminée (fracture propre), les essais de colmatage-décolmatage peuvent débuter. Ils ont été effectués sur de nouveaux échantillons. Le déroulement des nouveaux essais se présente comme suivant :

- Colmatage de la fracture avec des fines de sable, suivie par des mesures de perméabilité :

Une fois que le proppant est mis en place sur le dessus des deux cylindres (même procédure précédente, exemple 2 couches), différentes quantités de fines (5,10, 15%...) sont positionnées sur le dessus du cylindre du bas (Figure 4.13) dans l'échantillon ouvert et donc elles ne sont pas injectées. Le poids des fines déposées est fixé en pourcentage du poids du proppant mis en place. On procède ensuite à la fermeture de l'échantillon pour mesurer la perméabilité de la fracture colmatée sous le même chargement statique (20MPa). Le choix de ce matériau de colmatage a essentiellement pour but d'éviter d'avoir des réactions chimiques avec le milieu granulaire existant. Nous négligeons aussi les interactions électrostatiques qui peuvent se présenter entre les particules fines.

- Application du chargement dynamique pour regarder l'évolution de la perméabilité de la fracture colmatée :

Une fois la perméabilité de la fracture colmatée est mesurée, un chargement dynamique uniaxial est appliqué. Le signal dynamique synthétique est généré avec une injection continue d'eau à l'intérieur de la fracture en utilisant la pompe 2 avec un débit constant de 240ml/min. Les essais ont été effectués pour deux amplitudes 4.5 kN et 9kN avec deux fréquences : 1Hz et 10hz.

Les oscillations du fluide induits par le chargement dynamique aident à chasser les fines et à les transporter plus loin. Le but est de déstabiliser les agrégats de fines pour nettoyer la fracture. Pendant ce processus, la pression de l'eau devrait diminuer, alertant ainsi d'une augmentation de la conductivité. Dès qu'on arrive à une pression constante d'injection, le chargement dynamique est arrêté.

A ce stade, le nombre des impulsions dynamiques ('pulses') est enregistré et la perméabilité à l'eau et au gaz est mesurée. (Fracture décolmatée)

Le taux de récupération est ainsi calculé en se basant sur les différentes mesures de perméabilité aux différents stades : propre ($k_{\text{frac propre}}$), colmatée ($k_{\text{frac colmatée}}$), fracture décolmatée ($k_{\text{frac deco}}$) :

Taux de récupération =

$$\frac{k_{frac\ deco} - k_{frac\ colmatée}}{k_{frac\ propre} - k_{frac\ colmatée}} \times 100 \quad 4.1$$

Afin de voir la répétabilité des résultats, chaque test est répété trois fois pour un pourcentage de colmatage. À la fin de chaque test, l'échantillon est retiré de la cellule de perméabilité, et la nouvelle hauteur H_3 de l'échantillon est mesurée.

Quatre fractures (essais préliminaires) ont fait l'objet d'une analyse tomographique. Des échantillons ont été scannés avant et après l'application du chargement dynamique, dans le but de voir l'aptitude de cette stimulation à nettoyer les fractures colmatées et à réaugmenter la perméabilité. La technique de la tomographie aux rayons X est présentée dans la partie suivante (section 4.5). Les résultats d'acquisition sont également présentés dans la section 5.2.

4.5 Analyses tomographiques des échantillons

Les analyses tomographiques des fractures ont été effectuées au sein du centre d'imagerie par rayons X (DMEX) de l'Université de Pau et des pays de l'Adour.

4.5.1. Acquisition et reconstruction des données

La tomographie par rayons X (XCT : X-ray Computed Tomography) est une technique qui permet l'inspection interne d'un échantillon à haute résolution et de manière non destructive. L'échantillon est placé entre une source et un détecteur (Figure 4.14). Lors d'une acquisition, un faisceau conique de rayons X est projeté sur l'échantillon et une série d'images (Projections 2D) est enregistrée pour différentes orientations de l'échantillon. Les valeurs des pixels de chacune de ces images correspondent à l'intensité du faisceau de rayons X transmis et dépendent de l'atténuation du matériau. L'atténuation de l'intensité du faisceau dépend principalement de trois paramètres : la densité, le numéro atomique du matériau étudié, et le spectre des rayons X. L'ensemble des données enregistrées des images de projection 2D est ensuite converti en un ensemble de données tridimensionnelles (3D) dans lequel chaque voxel reflète l'atténuation moyenne du matériau physique situé à cette position du voxel. Les coefficients d'atténuation sont spécifiques à chaque matériau ; les différentes phases donnent des valeurs du niveau de gris

différentes dans les images 3D reconstruites. L'analyse de la distribution spatiale des niveaux de gris sur les images reconstruites permet donc de déterminer la géométrie et l'emplacement des phases. Cependant, cette technique basée sur l'atténuation, ne fournit ni des informations cristallographiques ni des informations chimiques directes sur le matériau scanné.

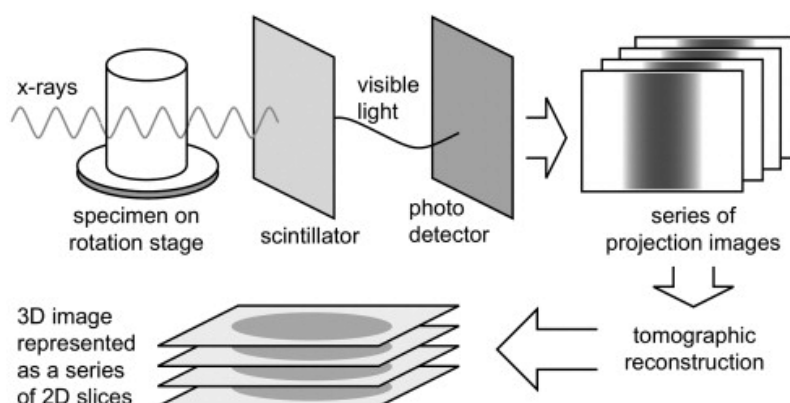


Figure 4.14 Schéma illustrant le processus d'acquisition et de reconstruction de l'image suite à un scan tomographique aux rayons X [99]

Ici, le tomographe à rayons X Zeiss Xradia Versa 510 de DMEX a été utilisé pour les acquisitions. Son capteur photographique CCD 16 bits (CCD : charge-coupled device) est capable d'acquérir des radiographies de 2048 x 2048 pixels. Les paramètres d'acquisition ont été sélectionnés en vue d'optimiser le contraste de l'image, le rapport signal/bruit et la durée d'acquisition. L'ensemble des radiographies enregistrées est reconstruit avec XRM Reconstructor® (Zeiss, version 11) afin d'obtenir un empilement de sections transversales formant un volume numérique de l'échantillon. Ce logiciel de reconstruction est basé sur l'algorithme standard de rétroprojection filtrée [100].

L'énergie du faisceau de rayons X utilisé et la puissance sont de 100 keV et 9W, respectivement. Les paramètres d'acquisition ont été fixés à :

- 0,18 degrés pour le pas de rotation de l'échantillon
- 4 secondes pour le temps d'exposition
- 18 μm pour la taille du voxel avec un champ de vision de près de 37 mm

4.5.2. Procédure de reconstruction de l'image 3D

Les données XCT ont été traitées, visualisées et interprétées en utilisant Avizo® (FEI, version 9.0.0). Le traitement des données comprend une étape de filtrage pour améliorer le rapport signal/bruit, et l'étape de segmentation ultérieure pour extraire les 3 phases suivantes : vide, proppant et particules fines.

4.5.2.1. Filtrage des images

Le bruit dans le jeu de données XCT reconstruites peut être réduit en appliquant des filtres de prétraitement. Dans cette étude, un filtre de diffusion anisotropique, proposé par Bernard et al.(2011) [101], est appliqué à chaque jeu de données. Il lisse le bruit mais préserve les limites entre les phases.

4.5.2.2. Segmentation des images

La segmentation des images permet l'extraction des phases qui sont définies par différents niveaux du gris : du noir (plus faible atténuation des rayons X) ou du blanc (plus forte atténuation des rayons X). La comparaison des résultats obtenus par différentes méthodes montre que le seuillage manuel global est le plus adapté dans ce contexte. Par ailleurs, d'autres filtres ont été utilisés pour le traitement des images après segmentation, dans le but de différencier les 3 phases. Les valeurs de seuillage d'image sont choisies pour être efficaces afin de dissocier les différentes phases et de respecter leurs limites. Toutefois, ce choix peut être considéré comme subjectif selon des plages de valeurs seuils plus ou moins employées. Leur variation permet d'estimer les incertitudes sur le volume de chaque phase qui varie de $\pm 5\%$ à $\pm 15\%$. Le même traitement a été appliqué à chaque jeu de données afin que les résultats soient cohérents entre eux.

4.5.3. Interprétation des données

Les résultats des acquisitions sont présentés dans la section 5.2. L'analyse des résultats est faite en qualitatif-relatif, c'est-à-dire une comparaison des valeurs obtenues pour les grains, pores et particules fines entre elles. Nous pouvons ainsi mettre en évidence des variations relatives. Dans ce cas, tous les jeux de données sont traités de la même façon.

4.6 Principes de détermination de la perméabilité intrinsèque

Nous avons présenté dans le chapitre 3 (section 3.4.2) la base théorique pour calculer la perméabilité intrinsèque d'une fracture en appliquant la loi de Darcy avec la correction de Forchheimer. Cette dernière est utilisée principalement dans les écoulements inertiels qui peuvent se développer dans notre cas avec les

fractures proppées, beaucoup plus conductives que des milieux poreux usuels (roches). Pour déterminer la perméabilité, on a besoin de 2 paramètres clés :

- Mesurer l'ouverture de la fissure
- Identifier le régime d'écoulement régi dans le système

Nous présentons le protocole expérimental qu'on a mis en place pour mesurer l'ouverture de la fissure. Nous montrons également un exemple de calcul du nombre de Reynolds pour s'assurer qu'on est bien sur un régime d'écoulement inertiel. Enfin, on présente les étapes des mesures expérimentales de la perméabilité apparente (section 3.4.2.2).

4.6.1. Notions sur l'Embedment : caractérisation et mesure de l'ouverture de fissure

La détermination de l'ouverture de la fracture dépend énormément de l'embedment. Mentionné dans la section 2.3, l'embedment fait partie des mécanismes primaires (Physiques) de l'endommagement de la formation géologique. Il est décrit par l'enfoncement (pénétration) des particules de proppant dans la roche du réservoir dû aux contraintes géologiques appliquées sur le proppant. Il engendre une diminution de l'ouverture de la fracture. Ce changement induit, provoque une perte de la conductivité hydraulique de la fracture. La Figure 4.15 met en évidence le phénomène de l'embedment du proppant.

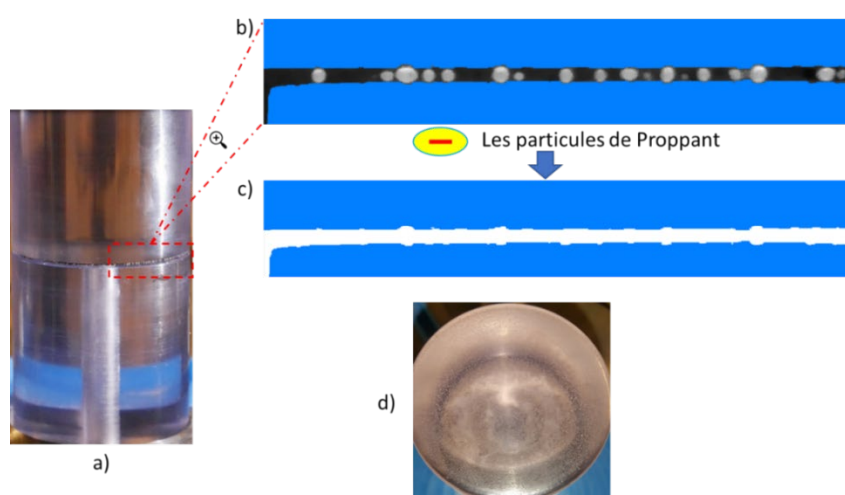


Figure 4.15 Mise en évidence de l'embedment avec une fracture remplie d'une couche de proppant 40/70 : a) fracture sollicitée ; b) scan de la fracture aux rayons X ; c) soustraction des grains de proppant pour montrer l'embedment ; d) surface marquée par les particules de proppant à la fin de l'essai.

De ce fait, pour calculer la perméabilité du système à partir des résultats d'essais, il est important de mesurer l'ouverture de la fracture. Nous rappelons que la hauteur du spécimen a été mesurée trois fois : H_1 pour l'échantillon sans proppant, H_2 pour l'échantillon avec proppant et avant l'application du chargement ; et H_3 à la fin de l'essai, après l'application du chargement dynamique. On désigne par $e_0 = H_2 - H_1$ et $e_1 = H_3 - H_1$ les ouvertures mesurées respectivement avant et après les essais. Le Tableau 4.2 indique les valeurs mesurées.

	e_0 (mm)	e_1 (mm)
0.5 couche 40/70	0.44	0.28
1 couche 40/70	0.44	0.29
2 couches 40/70	0.69	0.58
2 couches 30/50	1.04	0.90

Tableau 4.2 Ouvertures moyennes des fractures avant (e_0) et après (e_1) l'essai.

La différence entre ces deux ouvertures est principalement due à l'embedment du proppant. Il est significatif à cause de la dureté du polycarbonate qui est très inférieure en la comparant à la dureté de la roche. e_1 est l'ouverture de la fracture qui sera utilisée pour calculer la perméabilité ($e_1 = h$, h est utilisé dans les formules de Darcy apparues dans la section 3.4.2).

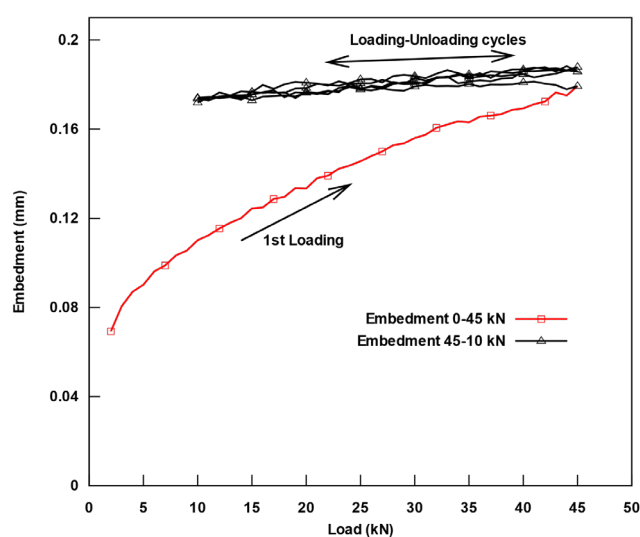


Figure 4.16 L'embedment dans une fracture avec une couche de proppant 40/70.

Afin de s'assurer que e_1 représente l'ouverture finale de la fracture, même après l'application des chargements dynamiques, des essais mécaniques supplémentaires ont été réalisés. Le premier test a été effectué sur deux échantillons de polycarbonate (sans proppant) en faisant des chargements statiques cycliques (entre 10kN-45kN). Le second essai a été réalisé avec la même procédure en plaçant une couche de proppant 40/70 entre les deux cylindres. Le chargement a été augmentée jusqu'à 45 kN, au-dessus de la charge maximale (34 kN) appliquée pendant les essais de colmatage-décolmatage. L'embedment du proppant est ainsi obtenu en faisant la différence des déformations enregistrées entre les deux tests (déformations du système : machine + polycarbonate + platines support). La Figure 4.16 montre la valeur de l'embedment qui est d'environ 0,18 mm lorsque la charge augmente de 0 à 45 kN(1^{er}chargement). Cette valeur reste presque constante pendant les cycles de chargement-déchargement (de 45 à 10 kN).

Cela signifie que l'embedment est principalement dû à la déformation plastique locale du polycarbonate qui se produit dès que le chargement maximum est atteint. De ce fait, l'ouverture de la fracture mesurée à la fin du test (après déchargement) est représentative, une fois que la charge a été appliquée et que les déformations plastiques se sont produites. Les déformations élastiques ne sont pas importantes et donc elles sont négligeables dans le polycarbonate.

En outre, l'hypothèse selon laquelle la déformation du proppant est négligeable est vraie en raison de sa grande rigidité (Mullite, $E=91$ GPa) par rapport au polycarbonate ($E=2,2$ GPa). La perméabilité de la fracture propre et colmatée est mesurée avant d'appliquer les chargements dynamiques. Ces derniers induisent un embedment incrémental par rapport à celui dû aux charges statiques, qui est pris en compte dans le calcul de ces perméabilités. Il se trouve que cet incrément est légèrement sous-estimé (5% en général). Cette légère variation est négligée.

4.6.2. Régime d'écoulement : Calcul du nombre de Reynolds

Le calcul du nombre de Reynolds est effectué pour caractériser le régime d'écoulement dans la fracture proppée (section 3.4.1). Les différents régimes d'écoulement sont présentés dans le chapitre 3 (section 3.4.1.1). La Figure 3.4 montre bien les régimes qui peuvent exister en fonction du nombre de Reynolds.

Le régime d'inertie forte est déterminé par un nombre de Reynolds allant de 10~20 jusqu'à 100~150 [46]-[8]. Le calcul du nombre de Reynolds présenté ci-après pour une couche de proppant 40/70 permet de déterminer dans quel régime on se situe au cours des essais. Nous considérons que l'écoulement du fluide se fait dans une succession de conduites de diamètre hydraulique $\frac{dm}{6} < d < \frac{dm}{4}$ (dm :

diamètre moyen des particules du Proppant 40/70= $D_{50}=0.34\text{mm}$). La formule la plus adaptée pour caractériser le régime d'écoulement dans un milieu poreux est celle du Nombre de Reynolds modifié ou interstitiel [44], [46] pour un écoulement radial :

$$Re_i = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu \cdot \epsilon} = \frac{\rho \cdot Q \cdot d}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot h \cdot \mu \cdot \epsilon} \quad 4.2$$

Avec :

ϵ la porosité du milieu granulaire

h l'ouverture de la fracture en m

ρ la masse volumique du fluide en kg/m^3 à 25°C

Q le débit volumique sortant en m^3/s

d le diamètre hydraulique de l'écoulement en m

μ viscosité dynamique du fluide en $\text{Pa}\cdot\text{s}$

R différents rayons de la fracture en m (Figure 4.17)

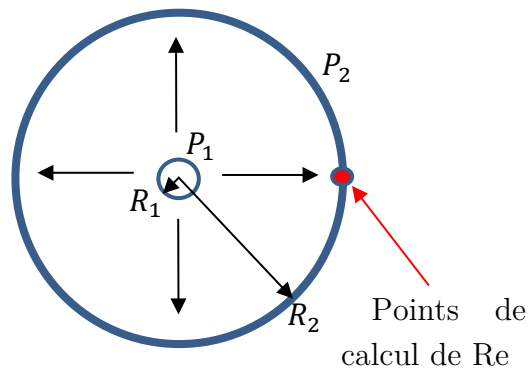


Figure 4.17 Vue de dessus : géométrie de la fracture.

P absolue (bar)	Débit(l/min)	Re(R=R1=3mm)	Re (R=R2=23mm)
1.1	2.6	83.6	10.9
1.2	4.2	151.0	18.0
1.3	5.6	218.6	24.0
1.4	6.9	289.7	29.6
1.5	8.2	365.4	34.8
1.6	9.3	444.2	39.7
1.7	10.4	529.2	44.5
1.8	11.5	618.9	49.1

Tableau 4.3 Exemple de calcul du nombre de Reynolds dans une fracture avec une couche de proppant 40/70.

Le calcul du Nombre de Reynolds, présenté dans le Tableau 4.3 est basé sur des mesures de la 'perméabilité apparente au gaz' (débit mesuré à la sortie de l'échantillon). Les résultats de calcul montrent bien qu'on est dans la plage de validation du régime d'inertie forte allant de 10~20 jusqu'à 100~150. (Tableau 4.3)

4.6.3. Mesure de la perméabilité

La méthode de détermination de la perméabilité intrinsèque est mentionnée en détails dans le chapitre 3 (section 3.4.2). Après avoir fixé le protocole expérimental pour les différentes mesures, nous procédons aux mesures de la perméabilité apparente de la fracture concernée (Voir équations 3.20 et 3.21 - Loi de Darcy). Les essais ont été effectués avec une température ambiante de 25°C. La pression de sortie de l'échantillon demeure constante (pression atmosphérique, $P_2=1$ bar). L'injection du fluide (Gaz ou eau) se fait par le plateau bas en inox dans le cylindre creux (voir la Figure 3.6 et la Figure 4.12). Afin d'assurer une étanchéité entre l'échantillon et le plateau bas d'injection, un joint torique en caoutchouc est mis en place (Voir la Figure 4.12). La contrainte de référence pour les différentes mesures est fixée à 20 MPa (34 kN).

La perméabilité intrinsèque au gaz est déduite après plusieurs mesures de la perméabilité apparente sous différentes pressions (méthode de Darcy-Forchheimer, voir section 3.4.2.2). Les mesures de la perméabilité apparente au gaz sont effectuées avec quatre pressions relatives (P_1) en fonction de l'état de la fracture (propre, colmatée et décolmatée). Les pressions relatives étaient : 0,1, 0,2, 0,3 et 0,4 bar pour une fracture propre (0,5, 1 et 2 couches) et 0,2, 0,4, 0,6, 0,8, 1 bar pour une fracture colmatée et décolmatée. Cette pression relative atteint 2 bars lorsque la fracture est bien colmatée (% de colmatage élevé >25%). Les pressions ont été appliquées et maintenues jusqu'à la stabilisation du flux de gaz injecté.

La perméabilité intrinsèque à l'eau est déterminée en utilisant l'équation 3.21 de Darcy. Elle est alors mesurée avec une seule pression d'injection à faible débit (8.8 ml/min). L'écoulement est ainsi considéré comme rampant-visqueux (nombre de Reynolds autour de 1) avec l'application de la loi Darcy sans une correction requise.

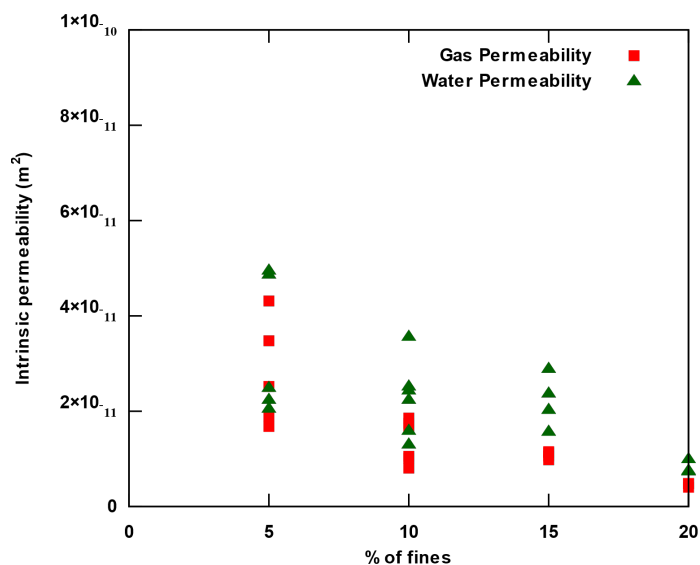


Figure 4.18 Comparaison des mesures de la perméabilité intrinsèque à l'eau et au gaz dans des fractures remplies avec deux couches de proppant 40/70 en fonction du taux des fines de colmatage.

La Figure 4.18 montre une comparaison des résultats des mesures de la perméabilité à l'eau et au gaz dans des fractures colmatées remplies avec deux couches de proppant 40/70. Nous pouvons dire que nous arrivons à trouver des perméabilités similaires qui restent dans le même ordre de grandeur pour les deux fluides. Ceci valide la procédure et la méthode de mesure utilisées pour déterminer les perméabilités. Les légers écarts entre les perméabilités sont fortement liés au changement de la configuration du milieu granulaire après le passage de chaque fluide.

4.6.4. Validation de Dracy-Forchheimer : comparaison avec l'approche de Klinkenberg

Suite aux réalisations des essais de mesures de perméabilité (Chapitre 5), on aimerait bien montrer qu'on utilise la bonne méthode pour déterminer la perméabilité intrinsèque. Comme expliqué avant (section 3.4), la méthode de Klinkenberg est utilisée dans les régimes d'écoulement visqueux où le nombre de Reynolds est autour de 1. La méthode Forchheimer est utilisée dans les écoulements inertiels ($Re > 20$).

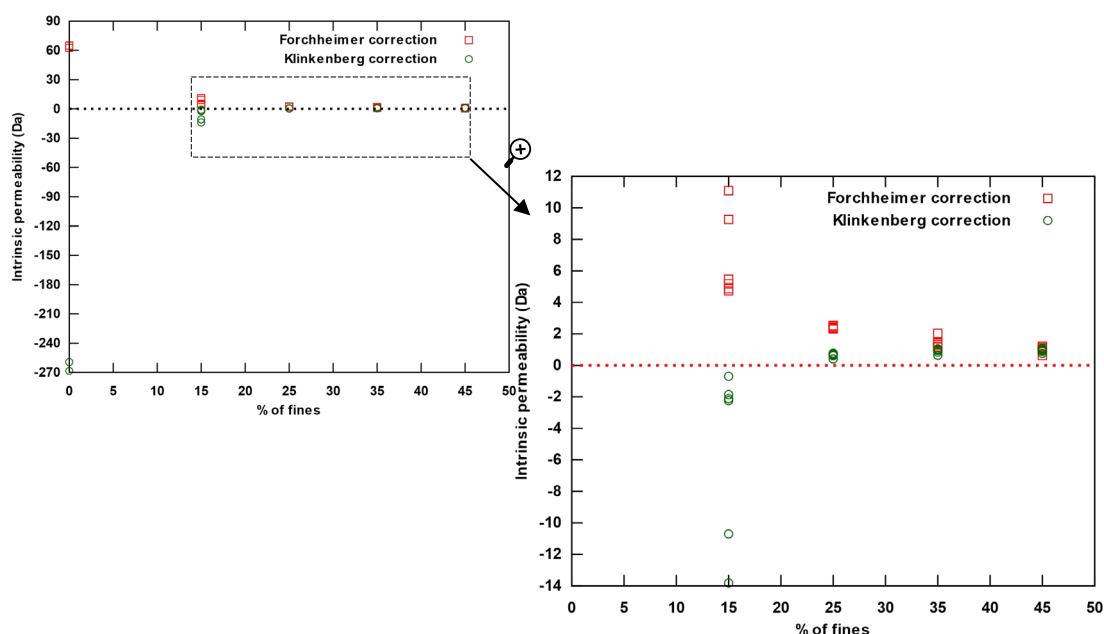


Figure 4.19 Comparaison entre la méthode de correction de klinkenberg et celle de Forchheimer : valeurs de la perméabilité intrinsèque mesurées dans plusieurs fractures remplies avec 2 couches de proppant en fonction du pourcentage des fines.

La Figure 4.19 montre les valeurs de la perméabilité intrinsèque d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 40/70 en fonction du taux du colmatage. On constate que pour 0% et 15% de fines le régime d'écoulement reste loin du régime visqueux : valeurs négatives pour la correction de Klinkenberg. Au-delà de 25%, les résultats des deux méthodes commencent à se rapprocher pour se coïncider avec 45% de fines. Autrement dit, moins il y a de fines dans la fracture plus il faut utiliser Forchheimer pour la détermination de la perméabilité intrinsèque.

Nous pouvons conclure que Forchheimer est plus adapté pour les fractures initialement hautement conductives. Il couvre une large gamme de % de colmatage. Cette méthode de correction est assez fiable et efficace pour déterminer la perméabilité intrinsèque macroscopique des fractures étudiées.

4.7 Résumé

Dans ce chapitre, on a présenté le dispositif expérimental qui a été développé pour simuler une fracture existante (générée par la fracturation hydraulique) dans une formation géologique. Cette fracture qui contient des particules de proppant a été simulée par deux cylindres en Polycarbonate, entre lesquels on place des

grains de proppant. Elle est ainsi sollicitée par un chargement statique de 20MPa dans le but de s'approcher des contraintes géologiques opérationnelles.

Ce dispositif permet de :

- Mesurer la perméabilité intrinsèque de la fracture
- Colmater les fractures par des fines de sable pour simuler la migration des fines qui vont bloquer le chemin du fluide pétrolier et diminuer la production du puit existant.
- Améliorer la conductivité de ces fractures colmatées en les sollicitant avec un chargement dynamique qui demeure une technique potentielle pour améliorer la productivité des gisement pétroliers.

Les résultats des essais effectués par ce dispositif sont présentés dans le chapitre suivant. (Résultats expérimentaux, chapitre 5)

Chapitre 5

Résultats expérimentaux

Sommaire

5.1	Introduction.....	93
5.2	Partie 1 : Résultats préliminaires avec la tomographie aux rayons X	94
5.2.1.	Essai avec deux couches de proppant	94
5.2.2.	Essais avec une demi-couche de proppant	96
5.2.3.	Essais avec une couche de proppant	98
5.2.4.	Bilan	104
5.3	Partie 2 : Résultats avec deux couches de proppant	105
5.3.1.	Fractures avec du proppant 40/70 : A=5.4MPa/f=1 HZ	105
5.3.2.	Fractures avec du proppant 30/50 : A=5.4MPa/F=1 Hz	108
5.3.3.	Influence de la granulométrie du proppant.....	110
5.3.4.	Influence de la fréquence du signal dynamique : comparaison entre deux fréquences différentes (1Hz et 10 Hz)	111
5.3.4.1.	Fractures remplies avec du proppant 30/50.....	111
5.3.4.2.	Changement de fréquence en cours d'essai (Fracture avec du proppant 40/70, 20% de fines)	114
5.3.5.	Influence de l'amplitude du signal dynamique : comparaison entre deux amplitudes différentes (2.7 et 5.4 MPa).....	115
5.3.5.1.	Fractures avec du proppant 30/50	115
5.3.5.2.	Fractures avec du proppant 40/70	117
5.3.6.	Influence de la forme du signal dynamique : comparaison entre trois formes de signal	118
5.4	Résumé.....	119

5 Chapitre 5 : Résultats expérimentaux

5.1 Introduction

Nous avons présenté dans le chapitre précédant le programme expérimental de cette étude avec toutes ses étapes principales. Dans ce chapitre, nous présentons les résultats expérimentaux de colmatage-décolmatage dans les fractures proppées. Ce chapitre est divisé en deux parties.

Dans la première partie, on présente les essais préliminaires de l'étude avec les résultats de la tomographie aux rayons X des fractures traitées avant et après l'application des sollicitations dynamiques. Le but principal de ces essais était d'une part de confirmer la fiabilité du dispositif expérimental pour décolmater les fractures colmatées, et d'autre part de visualiser à l'aide des rayons X les mouvements des fines. Dans ces essais, Nous considérons les trois densités de distribution du proppant (demi-couche, couche complète et deux couches) où on a pu tirer plusieurs conclusions. Le proppant' mesh 40/70' a été utilisé principalement ici.

Dans la deuxième partie, on se focalise sur les fractures remplies avec deux couches de proppant. On présente ainsi les résultats des essais où plusieurs paramètres ont été pris en compte :

- Densité de distribution du proppant dans la fracture
- Granulométrie du milieu granulaire (proppant)
- Pourcentage de colmatage (% fines)
- L'amplitude du signal dynamique
- La fréquence du signal dynamique
- La forme du signal dynamique

Deux granulométries différentes du proppant ont été utilisées dans cette partie : mesh 30/50 et 40/70.

5.2 Partie 1 : Résultats préliminaires avec la tomographie aux rayons X

5.2.1. Essai avec deux couches de proppant

La campagne expérimentale a commencé avec des essais incorporant des scans tomographiques avant et après l'application du chargement dynamique. Cette phase préliminaire de l'étude expérimentale n'a été effectuée qu'avec du proppant 40/70. Les détails techniques du dernier sont mentionnés dans la section 4.2.2.

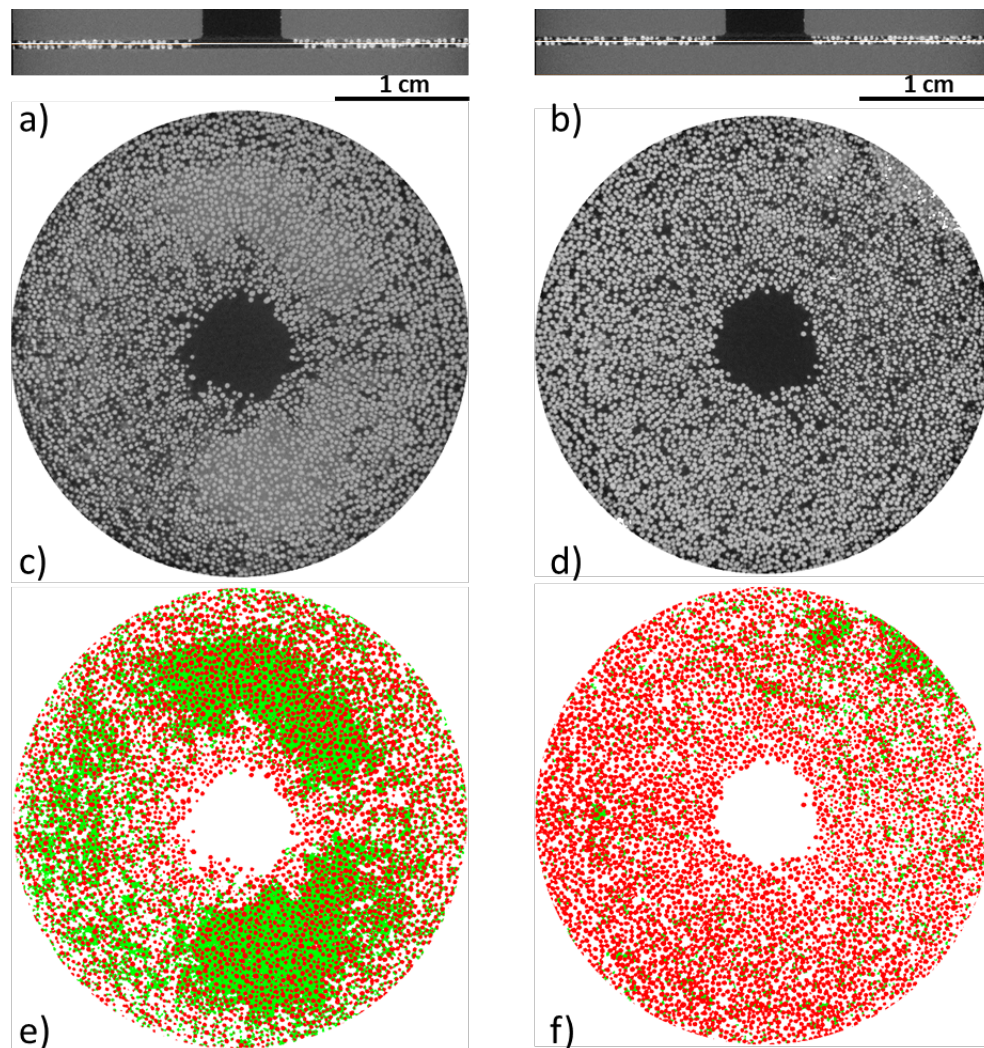


Figure 5.1 Scans tomographiques d'une fracture colmatée (15%) remplie avec deux couches de proppant : avant (a, c, e) et après (b, d, f) l'application du chargement dynamique ; (a, b) coupes de la fracture montrant deux couches de proppant ; (c, d) coupes 2D transversales avant et (e, f) après la segmentation ; Proppant en rouge et fines en vert.

Avant de commencer les essais de colmatage-décolmatage, plusieurs mesures de la perméabilité au gaz d'une fracture propre sont effectuées pour trouver la perméabilité moyenne d'une fracture propre (demi-couche, couche et deux couches). La perméabilité initiale moyenne d'une fracture propre remplie de deux couches de proppant 40/70 est de 56 Da ($5,55 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). La fracture est ensuite colmatée (15%) par un simple dépôt manuel des fines sur les couches de proppant. Ici les fines représentent 15% en masse du proppant. A l'issue du colmatage, la perméabilité intrinsèque au gaz mesurée était de 11 Da ($1,08 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). Les scans de la fracture colmatée sont présentés dans la Figure 5.1 et dans la Figure 5.3a. La valeur de la perméabilité diminue de 80 % par rapport à la valeur initiale.

La fracture est ensuite soumise à un chargement dynamique (signal carré) d'une fréquence de 10 Hz et d'une amplitude de 9 kN (5,4 MPa).

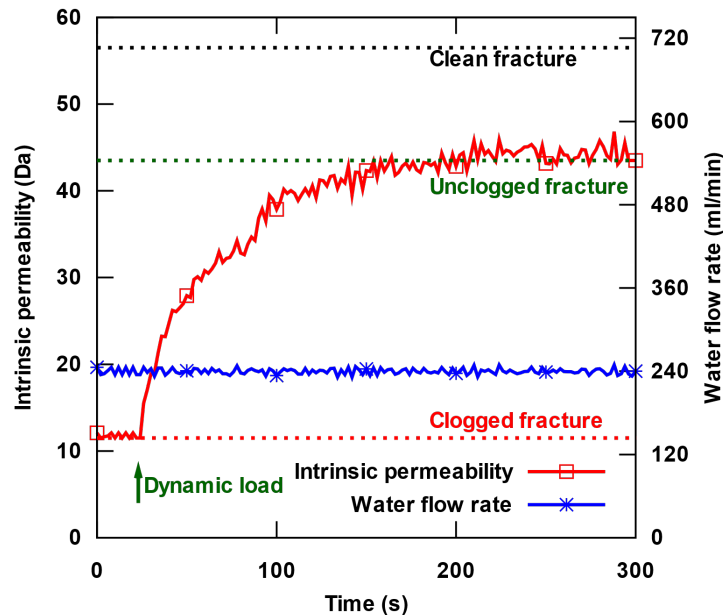


Figure 5.2 Evolution de la perméabilité intrinsèque d'une fracture (deux couches) colmatée avec 15% de fines, pendant l'application du chargement dynamique ($f=10 \text{ Hz}$ / $A= 5,4 \text{ MPa}$)

La Figure 5.2 montre l'évolution de la perméabilité intrinsèque de la fracture pendant le chargement dynamique avec une injection d'eau à débit constant (240 ml/min). Le graphique montre bien l'augmentation brusque de la perméabilité suite au chargement dynamique, notifiant ainsi la mobilisation des fines dans la fracture (Figure 5.1f). Le taux de récupération de la perméabilité est de 75%.

La Figure 5.1f et la Figure 5.3 montrent bien que la fracture est bien débarrassée des fines de sable après la stimulation dynamique.

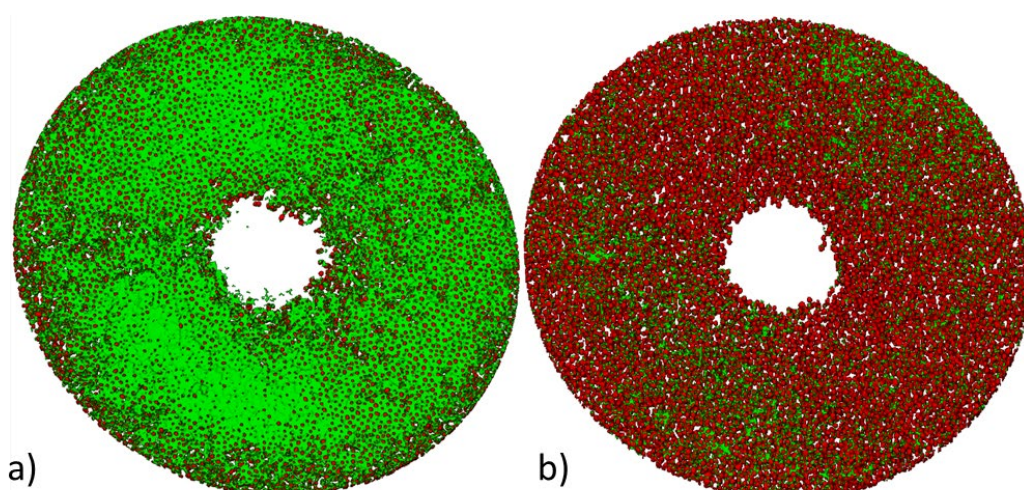


Figure 5.3 Scan tomographiques 3D de la fracture colmatée avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique ; Proppant en rouge et fines en vert.

Les différentes proportions des fines, proppants et vides, avant et après l'application des signaux dynamiques ont été analysées et calculées en se basant sur un traitement des images tomographiques. Elles figurent dans le Tableau 5.1. Le choix de la taille de voxel ($18\mu\text{m}$) a été fait pour trouver un compromis entre la résolution, le champ de vue et le temps d'acquisition avec un diamètre scanné de 32mm. Il existe une petite incohérence sur le volume de proppant. Cela vient, probablement, du fait que dans l'acquisition initiale, il y a beaucoup de fines en formes d'agrégats. Et avec une résolution de $18\mu\text{m}$, la périphérie des particules de proppant au niveau des agrégats a été attribuée aux fines.

	Proportions		Incertitude
	Avant	Après	
Fines	0,328	0,058	5%-15%
Proppant	0,313	0,38	
Vides	0,359	0,562	

Tableau 5.1 Analyse par traitement d'image : proportions des différents volumes constituant la fracture avant et après l'application du chargement dynamique.

Le pourcentage de fines qu'on a perdues et qui ont migré hors de la zone de mesure (scannée) est de **82%**.

5.2.2. Essais avec une demi-couche de proppant

Une demie couche de densité 200-240 g/m^2 est placée entre les deux échantillons de polycarbonate. La perméabilité intrinsèque mesurée d'une fracture propre est

de $1.39 \times 10^{-10} \text{ m}^2$ (141.17 Da). Deux tests seront présentés dans cette partie. Après colmatage de la fracture avec 15% de fines (test1), la perméabilité intrinsèque a baissé de 65%. Elle vaut 49.4 Da ($4.88 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). En suivant la même procédure comme l'essai précédent, la perméabilité de la fracture a augmenté suite à un chargement dynamique de fréquence 10 Hz et d'amplitude 5.4 MPa. La perméabilité mesurée après l'application du chargement dynamique est de 67 Da ($6.61 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). L'évolution de la perméabilité après la stimulation est présentée dans la Figure 5.5 (Test 1). Le taux de récupération de la perméabilité est de 20 %.

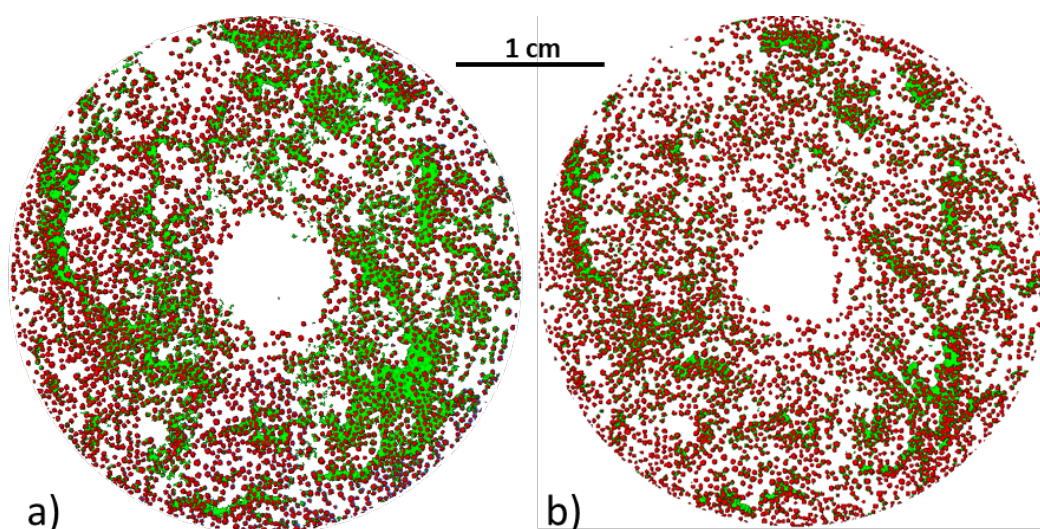


Figure 5.4 Scans tomographiques d'une fracture colmatée et remplie avec une demi-couche (Test 1) : avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique. ($f=10\text{Hz}/A=5.4\text{MPa}$)

La Figure 5.4 montre l'état de la fracture colmatée (a) et (b) la fracture stimulée. On voit clairement que l'on a perdu une quantité importante de fines. Le pourcentage de fines perdues est environ 55%. L'analyse des différents volumes physiques de la fracture figure dans le Tableau 5.2.

Le deuxième essai présenté dans la Figure 5.5 (test 2) n'a pas fait l'objet d'une analyse tomographique. La fracture a été colmatée avec 10 % de fines. La perméabilité mesurée était autour de 75 Da ($7.83 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). Suite au chargement dynamique, la perméabilité a augmenté jusqu'à arriver à 100 Da ($9.96 \times 10^{-11} \text{ m}^2$). Le taux de récupération constaté est de 32 %.

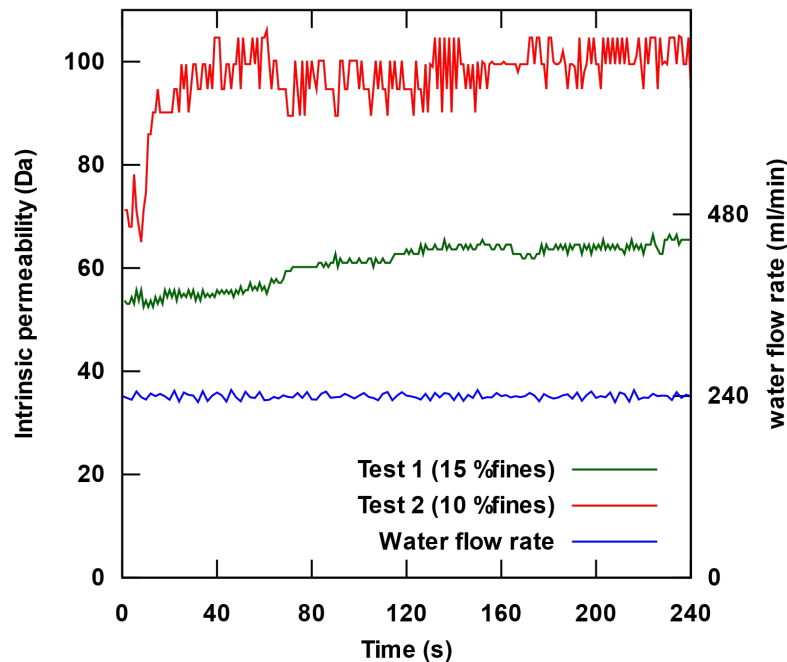


Figure 5.5 Evolution de la perméabilité intrinsèque d’une fracture (une demi-couche) colmatée avec 15% de fines (Test1) et 10% de fines (Test2), pendant l’application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa)

	Proportions		Incertitude
	Avant	Après	
Fines	0,085	0,038	5%-10%
Proppant	0,263	0,272	
Vides	0,652	0,69	

Tableau 5.2 Analyse par traitement d’image : proportions des différents volumes constituant la fracture du test 1 avant et après l’application du chargement dynamique.

5.2.3. Essais avec une couche de proppant

Dans le cas d’une couche de proppant, les résultats ne sont pas similaires à ceux des deux cas précédents. La perméabilité intrinsèque moyenne mesurée sur une fracture propre remplie d’une couche est de 54 Da. Deux tests ont été effectués avec cette densité de distribution. Dans le test 1, 10 % des particules fines sont placées dans la fracture. Après deux injections d’eau, la perméabilité au gaz est mesurée (12 Da) ; elle représente une diminution de 77% de la perméabilité de la fracture. La fracture est ensuite soumise à une stimulation dynamique avec un signal carré, de mêmes caractéristiques que pour le cas de deux couches de

proppant. L'évolution de la perméabilité intrinsèque avec une injection d'eau constante (240 ml/min) pendant la stimulation dynamique est représentée sur la Figure 5.7. Dans ce cas, une diminution supplémentaire de la perméabilité est observée jusqu'à ce qu'elle atteigne 8 Da. Elle représente un taux de récupération de -10%.

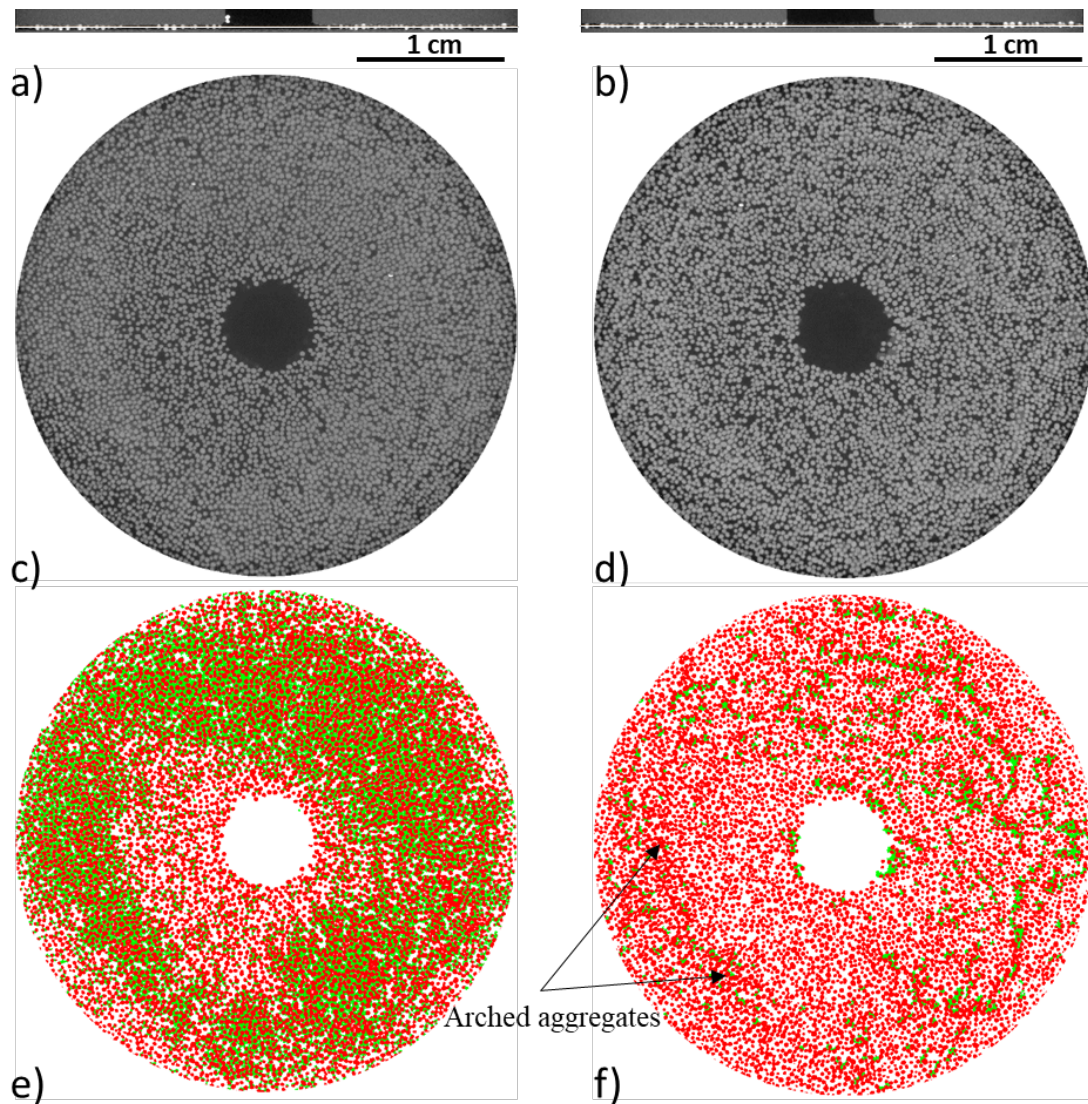


Figure 5.6 Test1 : Scans tomographiques d'une fracture colmatée (10%) remplie avec une couche de proppant : avant (a, c, e) et après (b, d, f) l'application du chargement dynamique ; (a, b) coupes de la fracture montrant une couche ; (c,d) coupes transversales avant et (e,f) après la segmentation ; **Proppant** en rouge et fines en vert.

Le résultat semble très différent de ceux observés dans les deux cas précédents. Figure 5.6 montre plusieurs scans de la fracture concernée, avant et après la stimulation dynamique. La comparaison entre la Figure 5.6e et la Figure 5.6f montre qu'une grande quantité de particules fines (51%) a migré hors de la zone de mesure après l'application du signal dynamique. En outre, nous pouvons également observer sur la Figure 5.6f la formation d'agrégats de fines en forme d'arc, qui joue un rôle important dans la diminution de la perméabilité de la fracture. L'accumulation de ces agrégats forme un cercle complet d'agrégats, qui sert de barrière à l'écoulement du fluide. Ce test a été répété plusieurs fois, également avec un pourcentage plus faible de fines (test2, 5%). La Figure 5.7 montre que la perméabilité diminue avec l'application du chargement dynamique. La formation des agrégats en forme d'arc s'est reproduite également à la fin de l'essai. (Figure 5.8)

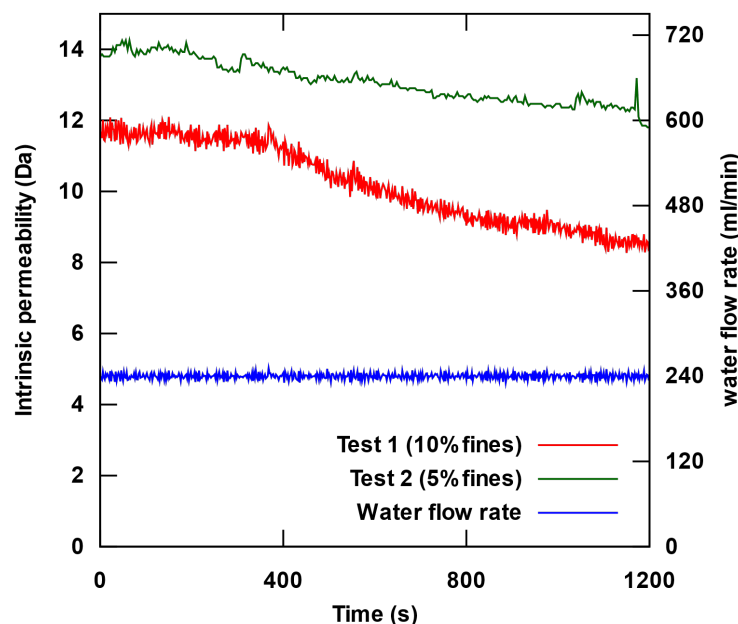


Figure 5.7 Evolution de la perméabilité intrinsèque de deux fractures (une couche) colmatées avec 10% de fines (Test1) et 5% de fines (Test2), pendant l'application du chargement dynamique ($f=10$ Hz / $A= 5,4$ MPa)

La formation des agrégats de particules fines en arc est due principalement à la diminution du diamètre hydraulique. Ce phénomène est observé principalement dans les fractures remplies avec une couche de proppant. La Figure 5.9 montre une description conceptuelle de la manière dont l'embedment du proppant peut affecter l'écoulement du fluide. Le schéma est fait en utilisant deux particules de proppant d'un diamètre médian ($d_m=340$ μm). Le diamètre hydraulique après

l'embedment peut atteindre $d=d_m/6=56 \mu\text{m}$, ce qui limite l'écoulement des fines d'un diamètre supérieur à $56 \mu\text{m}$ (nous rappelons que le diamètre des fines varie entre 25 et $75 \mu\text{m}$).

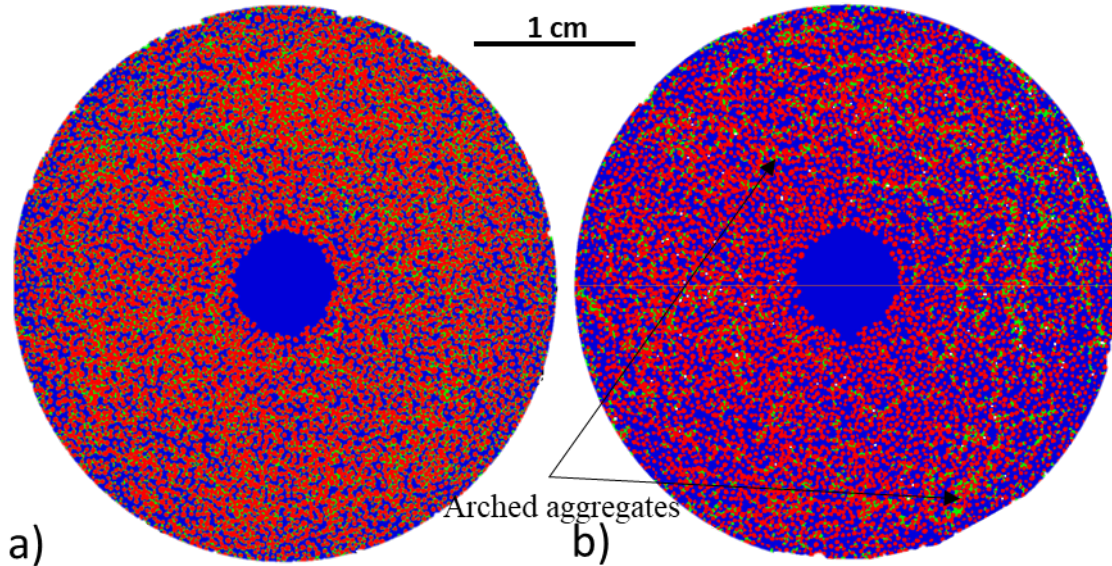


Figure 5.8 Test2 : Scans tomographiques d'une fracture colmatée (5%) remplie avec une couche de proppant : avant (a) et après (b) l'application du chargement dynamique. Proppant en rouge, fines en vert et polycarbonate en bleu.

Par conséquent, les fines ne peuvent pas s'écouler avec le fluide et elles vont bloquer le chemin d'écoulement à l'intérieur des pores qui permettent le regroupement en forme d'arc des particules fines.

Une telle réduction du diamètre hydraulique est beaucoup moins importante si l'on considère plusieurs couches de proppant, la diminution étant préoccupante pour les pores dont les parois sont les surfaces de fracture. Cela peut expliquer pourquoi le taux de récupération est positif dans le cas de deux couches et d'une demi-couche, alors qu'il est négatif dans le cas d'une couche.

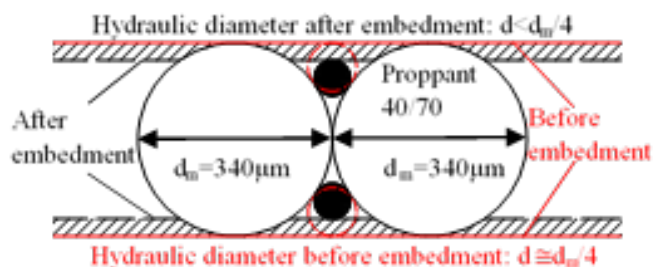


Figure 5.9 Schématisation de l'embedment inspiré de Zhang et al. [72], et ses effets à diminuer la conductivité et l'ouverture d'une fracture.

Remarque :

Après la réalisation des essais avec une couche, on s'est posé des questions sur le résultat négatif du taux de récupération des fractures avec un couche de proppant pour voir si c'est lié au type d'écoulement dans le dispositif. Dans un écoulement radial, la vitesse 'v' du fluide est inversement proportionnelle au carré du rayon d'écoulement (Écoulement radial). Et donc les forces qui mettent en mouvement les particules (Forces de traînée, 'drag forces'), diminuent avec l'augmentation du rayon. Les résultats semblent être similaires à ceux trouvés dans l'écoulement radial, ce qui renforce la première hypothèse liée à l'embedment qui engendre la diminution du diamètre hydraulique.

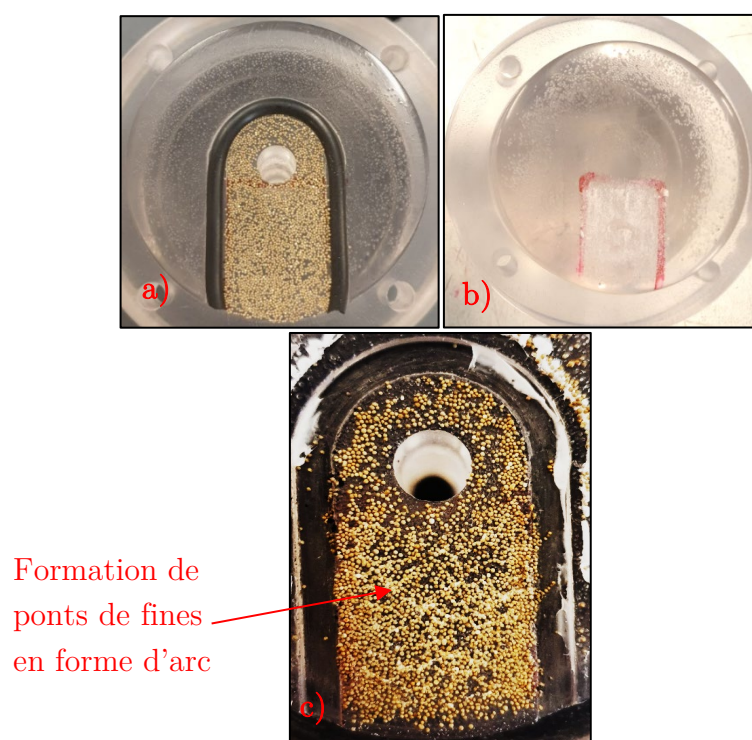


Figure 5.10 Changement ponctuel de la configuration de l'échantillon pour passer à un écoulement unidirectionnel : (a) positionnement des grains de proppant (une couche) avec la présence d'un joint torique qui guide l'écoulement dans un seul sens ;(b) colmatage de la fracture en positionnant 10% de fines avant la fermeture de la fracture ; (c) état final de la fracture après l'application du chargement dynamique.

Dans cet essai, on a essayé de mieux comprendre pourquoi l'application des signaux dynamiques ne conduit pas à une amélioration de la perméabilité des fractures proppées notamment avec une couche de proppant. Un changement a été effectué sur l'échantillon pour essayer de modifier le type d'écoulement et passer en un seul sens (unidirectionnel) au lieu du radial. Cet écoulement est donc assuré par la mise en place d'un joint torique qui guide le flux et assure l'étanchéité (Figure 5.10a). Cette fracture a été colmatée avec **10 %** de fines en les posant sur l'autre cylindre avant que l'on procède à la fermeture de la fracture (Figure 5.10). La perméabilité apparente mesurée est de 7 Da ($6.9 \times 10^{-12} \text{ m}^2$).

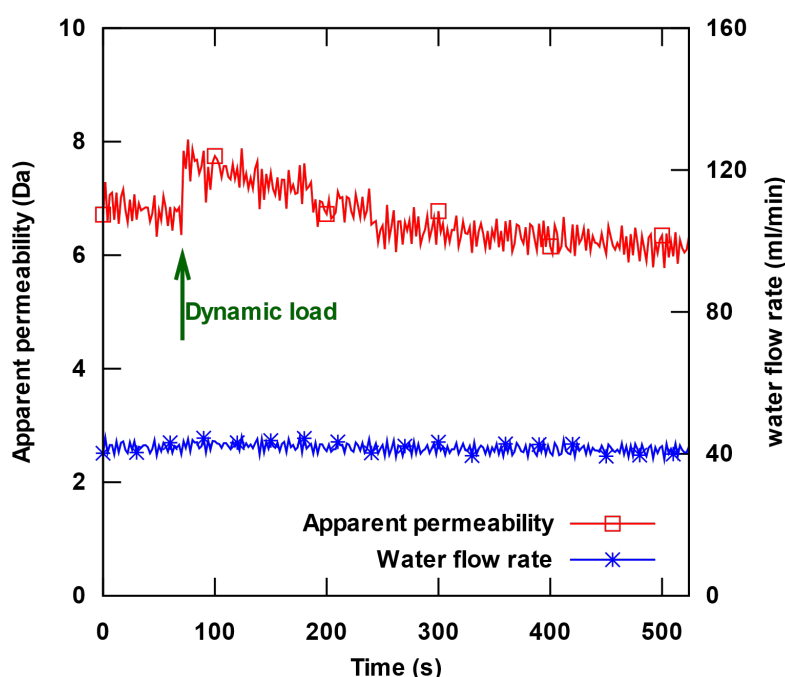


Figure 5.11 Evolution de la perméabilité apparente d'une fracture (une couche) colmatée avec 10%, pendant l'application du chargement dynamique ($f=10 \text{ Hz}$ / $A= 5,4 \text{ MPa}$)

Suite à un chargement dynamique avec un débit d'injection constant (40ml/min), la perméabilité apparente a augmenté brusquement (8 Da) mais elle a été suivie d'une diminution progressive jusqu'à arriver à 6 Da. La perméabilité intrinsèque a été ainsi déterminée : 5.76 Da. C'est à peu près le même résultat que pour le dispositif d'écoulement radial. La perméabilité suit la même tendance de baisse en le comparant aux essais précédents dans la Figure 5.7.

Cette baisse de la perméabilité est expliquée par la formation des agrégats de fines déjà montré dans les tests précédents, notamment avec les fractures

contenant une couche de proppant. Ces ponts en forme d'arc se présentent clairement dans la Figure 5.10c.

On en conclut que le changement de l'orientation de l'écoulement aboutit au même phénomène de formation de ces ponts de fines qui bloquent l'écoulement et génèrent une baisse de la perméabilité du milieu granulaire étudié. C'est donc pas le fait que la vitesse diminue mais bien probablement un effet stérique.

5.2.4. Bilan

Les essais préliminaires de l'étude ont montré clairement l'influence de la densité de distribution du proppant dans la fracture sur la réponse d'amélioration de la conductivité. Les résultats de ces essais sont résumés dans la Figure 5.12

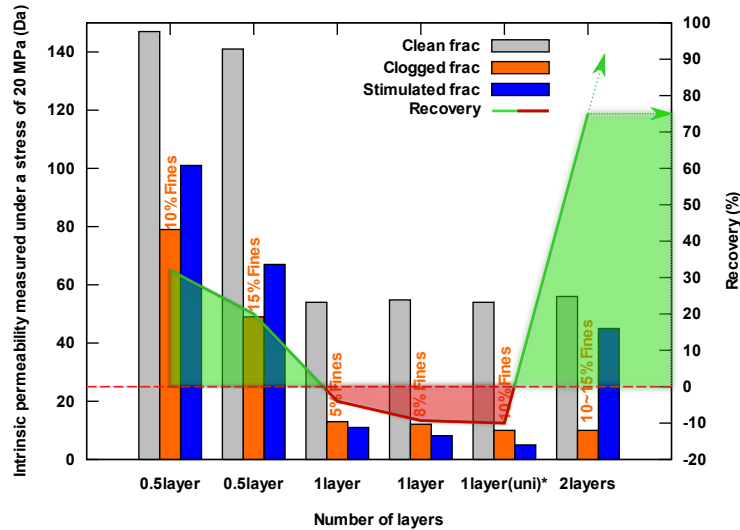


Figure 5.12 Bilan des essais préliminaires : mise en évidence de l'effet de la densité de distribution du proppant sur le taux de récupération de la perméabilité initiale dans une fracture endommagée suite à un chargement dynamique.

*Écoulement unidirectionnel

Ces tests ont été effectués pour des distributions de proppant allant d'une demi-couche jusqu'à une multicouche (2 couches). La quantité de particules fines variait entre 5 et 15 %. Dans ces tests, la charge dynamique était un signal carré d'amplitude 9 kN (5.4 MPa) et de fréquence 10 Hz.

On observe que la configuration d'une couche de proppant minimise l'effet de la stimulation dynamique (Figure 5.12, récupération négative - zone rouge). Pour une demi-couche, le diamètre hydraulique n'est pas fortement affecté par l'embedment du proppant. Une récupération modérée est ainsi obtenue. Elle augmente

beaucoup dans le cas de deux couches de proppant, où les conduits hydrauliques (fictifs) sont plus nombreux que dans le cas d'une couche.

5.3 Partie 2 : Résultats avec deux couches de proppant

Après cette étude préliminaire, nous avons lancé une étude paramétrique sur des fractures contenant deux couches de proppant. Cette étude paramétrique nous aide à comprendre et à exploiter les principales données qui gouvernent le phénomène de décolmatage suite à un chargement dynamique.

Les essais sont présentés principalement en montrant l'évolution de la perméabilité intrinsèque dans la fracture. Ces essais sont effectués sur deux granulométries différentes de proppant.

Etant donné que l'amplitude et la fréquence du signal dynamique jouent un rôle très important sur la réponse de décolmatage de la fracture [93], des tests sont effectués avec une autre fréquence de 10 Hz et une amplitude de 2.7 MPa. L'influence de ces deux paramètres est mise en évidence sur des fractures avec différents pourcentages de fines.

La forme du signal dynamique peut enfin changer les résultats de décolmatage. De ce fait, une comparaison entre trois signaux différents (carré, triangulaire et sinusoïdal) est discutée à la fin de ce chapitre.

5.3.1. Fractures avec du proppant 40/70 : $A=5.4\text{MPa}/f=1\text{ Hz}$

Afin d'observer et d'analyser la répétabilité des essais de décolmatage des fractures remplies avec 5, 10, 15% de fines, trois séries de tests ont été réalisées avec un chargement dynamique de signal carré ($f=1\text{Hz}$, $A=5.4\text{MPa}$). La Figure 5.13 montre ces différents essais. On voit clairement la réponse de décolmatage après l'application du signal dynamique. L'évolution de la perméabilité est tracée en fonction de nombre des impulsions dynamiques (pulses).

L'évolution de la perméabilité dans tous les tests se comporte quasiment de la même manière. Elle varie en fonction du pourcentage de fines de colmatage. Le taux de récupération de la perméabilité constaté dans ces essais varie entre 12% et 69 %.

Les fractures colmatées avec 5 % de fines présentent un taux de récupération faible en le comparant avec celles colmatées avec 10 et 15 %. Cette variation est liée probablement à la porosité du milieu granulaire. La porosité pourrait retenir une quantité minimale de fines ce qui explique l'augmentation légère dans les fractures moins colmatées (5%). Dès que le pourcentage de colmatage augmente,

on va avoir tendance à libérer plus de fines (cas de 10% et 15%). Le pourcentage de fines perdues à la fin de ces essais varie entre 30% et 65 %.

Concernant la répétabilité des essais, la réponse de décolmatage est assez hétérogène. On voit bien que l'évolution de la perméabilité avec les essais de 5% de fines sont répétables mais sur les autres essais la réponse se diffère même si la perméabilité initiale de la fracture colmatée est la même. Ceci est probablement dû à la variation de la granulométrie des particules constituant le milieu, ce qui induit une création des chemins hydrauliques qui dépendent énormément des particules de proppant.

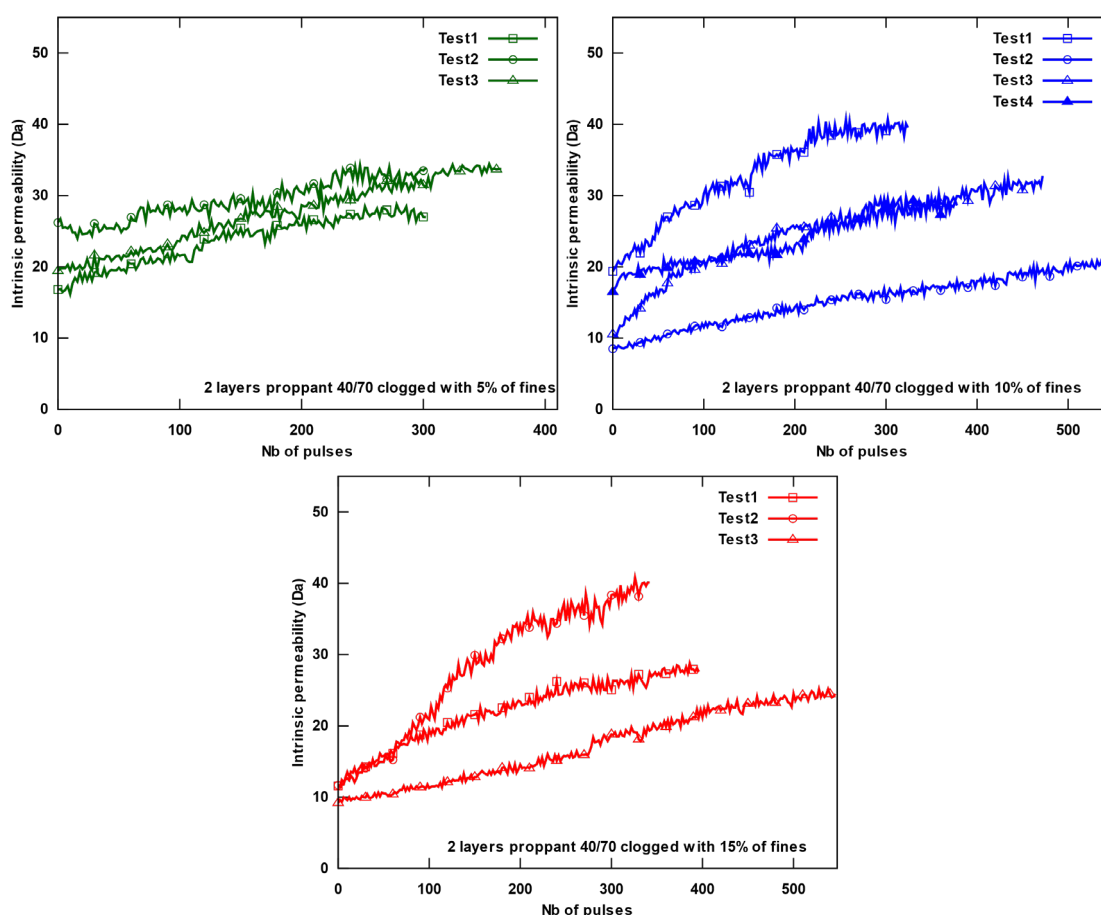


Figure 5.13 Evolution de la perméabilité intrinsèque avec trois séries de tests avec 5, 10, 15 % de fines dans une fracture remplie avec 2 couches de proppant 40/70 suite à un chargement dynamique de signal carré ($f=1\text{Hz}$, $A=5.4\text{ MPa}$)

Un quatrième pourcentage de fines (20%) a été testée avec cette granulométrie de proppant. Au vu de l'importance du colmatage obtenu, le phénomène de décolmatage n'a pas eu lieu. La perméabilité a baissé au lieu d'augmenter. Cet essai

est montré dans la Figure 5.20 où la perméabilité est restée quasiment constante suite au chargement dynamique.

La Figure 5.14 montre le bilan des essais mentionnés avant et présente la variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamique en fonction du pourcentage de colmatage. On voit bien qu'avec les fractures les moins colmatées (c.à.d., 5%) on arrive rapidement à la stabilisation de la perméabilité ce qui induit un taux de récupération assez modéré de 29%. Le nombre d'impulsions nécessaire est très bas (150 à 370 impulsions) en le comparant avec les deux autres essais effectués avec 10 et 15 %. Le taux de récupération a augmenté légèrement (33%) dans les fractures colmatées avec 10% de fines, suivi par une augmentation importante (44%) pour celles colmatées avec 15% de fines. Ceci montre que plus la fracture est colmatée, plus le taux de récupération est important, jusqu'à arriver à un niveau de colmatage qui prévient le décolmatage pour le signal dynamique considéré. Dans notre cas la quantité optimale de colmatage est 15%. Dès qu'on passe à 20%, le taux de récupération était autour de 4%.

Comme mentionné ci-dessus, la libération des fines dépend principalement de la porosité du milieu ; la porosité retient une quantité minimale de fines ce qui montre l'efficacité du décolmatage sur les fractures les plus colmatées.

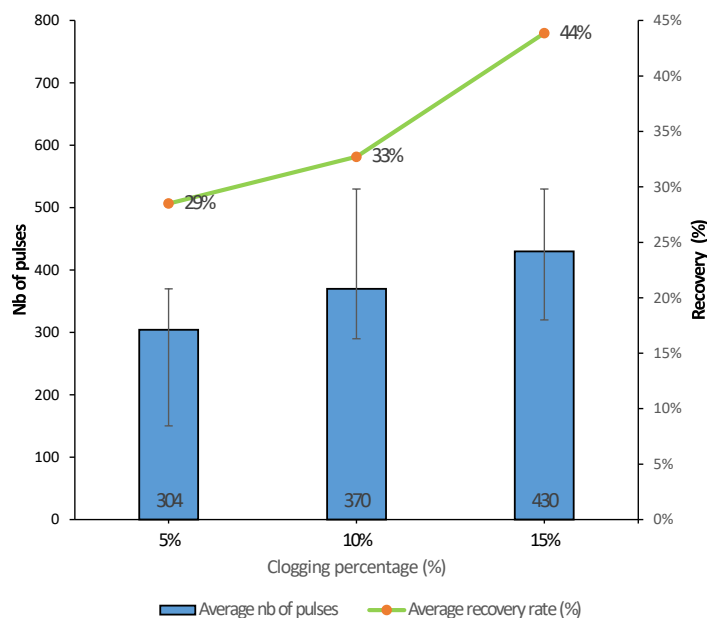


Figure 5.14 Variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines (deux couches de 40/70 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 5.4 MPa)

5.3.2. Fractures avec du proppant 30/50 : $A=5.4\text{MPa}/F=1\text{ Hz}$

Trois séries d'essais ont été réalisés avec des fractures remplies avec deux couches de proppant 30/50. Un signal carré est utilisé pour le chargement dynamique avec une fréquence de 1Hz et une amplitude de 5.4 MPa.

Etant donné que la granulométrie du proppant 30/50 est plus grossière que le proppant 40/70, en termes de diamètre des particules, on a pu colmater la fracture avec des pourcentages plus importants que les essais précédents (25%, 35% et 45%).

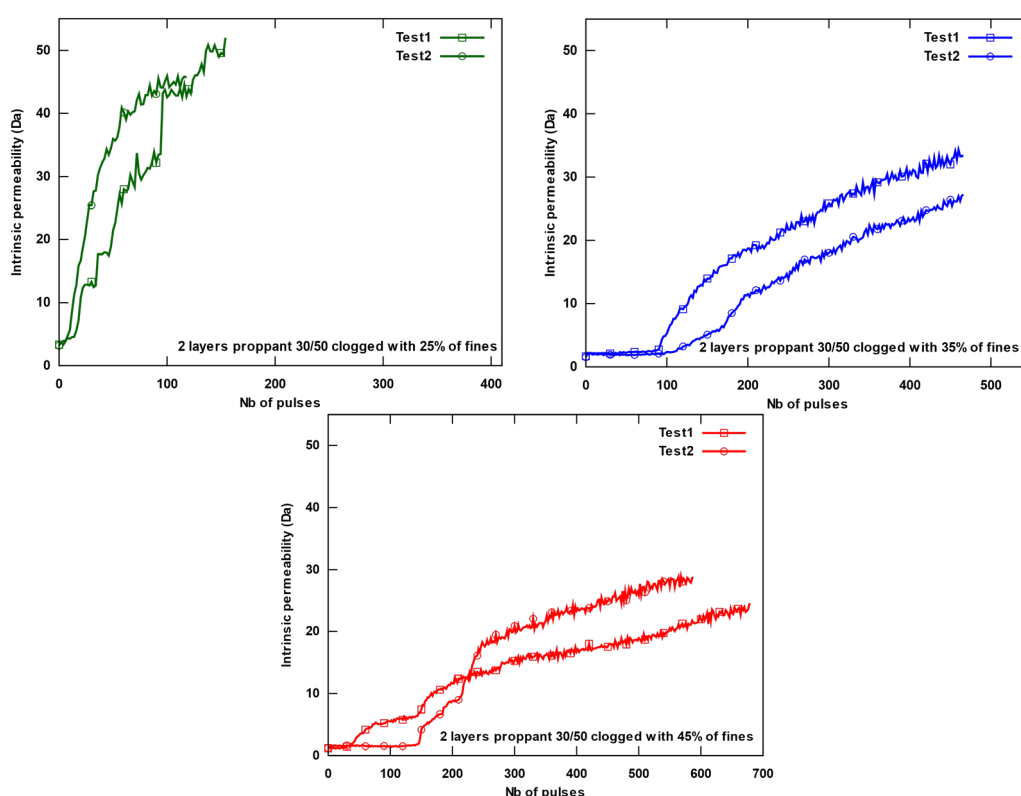


Figure 5.15 Evolution de la perméabilité intrinsèque avec trois séries de tests avec 25%, 35%, 45 % de fines dans une fracture remplie avec 2 couches de proppant 30/50 suite à un chargement dynamique de signal carré ($f=1\text{Hz}$, $A=5.4\text{ MPa}$)

Vu la porosité importante du proppant 30/50, les résultats sont assez prometteurs pour la réponse de décolmatisation. Les résultats de ces essais sont présents dans la Figure 5.15 où l'on voit très bien la réponse brusque de l'augmentation de la perméabilité intrinsèque suite à l'application du chargement dynamique (c.à.d., 25%). Avec les fractures colmatées avec 35% et 45% de fines, la réponse de

décolmatage se déclenche plus tardivement à partir de la 100^{ème} impulsion dynamique, environ. Le taux de récupération de ces essais varie entre 38% et 100% avec une perte remarquable des fines évaluée entre 71% et 81% à la fin des essais.

La Figure 5.16 montre le bilan des résultats des essais mentionnés dans la Figure 5.15. Tout d'abord, on peut observer que les tendances au niveau du nombre d'impulsions dynamiques sont similaires aux essais effectués avec le proppant 40/70 (Figure 5.13). Le nombre d'impulsions dynamiques requises augmente avec l'augmentation de la quantité de fines de colmatage. Un plateau de récupération constante est formé entre 35% et 45% de fines. Il peut être dû au fait que les fines dont le diamètre est supérieur à celui du diamètre hydraulique peuvent simplement ne pas être évacuées pendant la phase de stimulation. En outre, l'agglomération des fines pour former des agrégats joue un rôle très important dans la résistance à se débloquer après le chargement dynamique. Cette quantité de fines est contrôlée par la distribution du proppant, elle n'est pas liée au pourcentage de colmatage mais au diamètre des particules fines qui est constant dans cette étude.

En revanche, le taux de récupération diminue avec l'augmentation de la quantité de fines, ce qui contrarie la tendance présentée dans la Figure 5.14. Cela peut être expliqué par le fait que la porosité du proppant 30/50 est beaucoup plus importante que celle du proppant 40/70, ce qui induit une augmentation du diamètre hydraulique de la fracture.

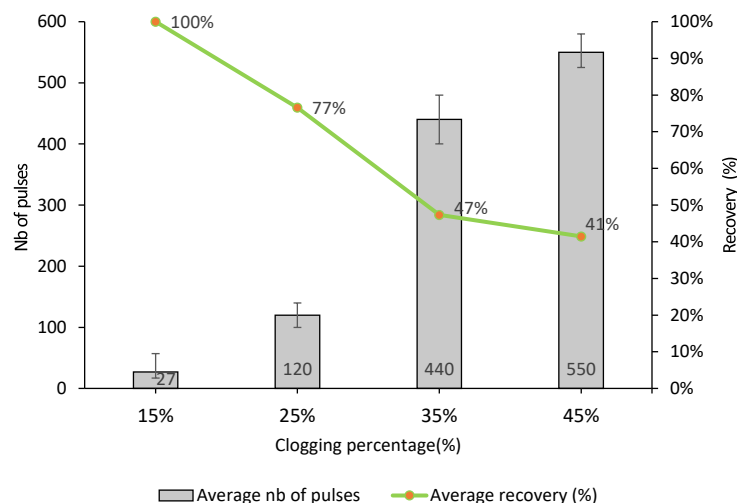


Figure 5.16 Variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines (deux couches de 30/50 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 5.4 MPa)

5.3.3. Influence de la granulométrie du proppant

L'influence de la granulométrie du proppant a été mise en évidence dans les deux sections précédentes (5.3.1, 5.3.2). L'effet de la taille du proppant est illustré en considérant le cas de deux couches de proppant et d'un signal dynamique carré de fréquence 1 Hz et d'amplitude 9 kN (5,4 MPa). Deux séries d'essais ont été effectuées pour chaque granulométrie : fractures remplies avec du proppant 30/50 colmatée avec 25 % de fines et fractures avec une maille de 40/70 bouchée avec 15 % de fines. L'évolution de la perméabilité intrinsèque de chaque fracture en fonction du nombre d'impulsions dynamiques appliquées est présentée dans la Figure 5.17.

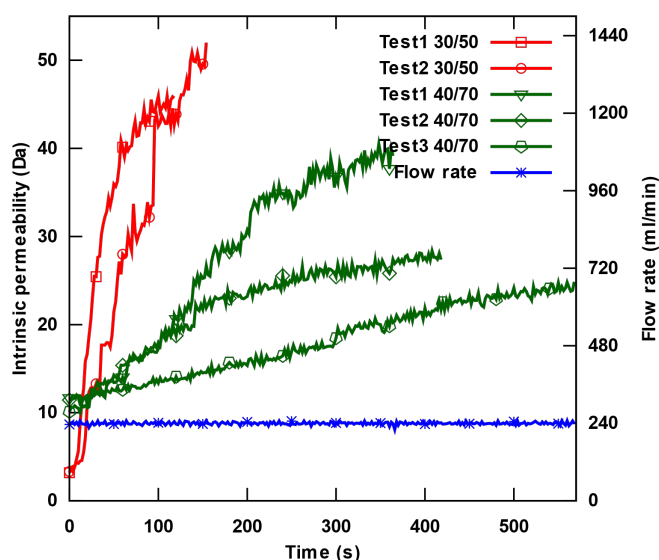


Figure 5.17 Evolution de la perméabilité intrinsèque dans des fractures colmatées (15% et 25% des fines) remplies de 2 couches de proppant (Granulométries différentes) lors de l'application d'un chargement dynamique ($f=1$ Hz, $A=5,4$ MPa)

La perméabilité intrinsèque moyenne d'une fracture propre remplie de deux couches de proppant 30/50 est de 62,5 Da. Les plages de perméabilité intrinsèque pour les fractures colmatées à 15 % et 25 % sont respectivement de 9 à 11 Da et de 2,5 à 3,5 Da. Pendant l'application de la charge dynamique, la perméabilité des fractures colmatées augmente avec le nombre d'impulsions. Deux cinétiques différentes de récupération de la perméabilité sont identifiées ; la première est dans les fractures remplies avec du proppant 30/50 où la perméabilité augmente brusquement et atteint 45-52 Da avec 118-150 impulsions, tandis que la seconde est dans les fractures remplies avec du proppant 40/70 où la perméabilité augmente

graduellement et atteint 24-27 Da avec plus de 400 impulsions. Les taux de récupération atteints dans cette série sont de 82% (30/50) et 36% (40/70). La comparaison entre ces deux proppants de tailles différentes montre que plus le diamètre du proppant est grand, plus le processus de décolmatage est rapide.

Ainsi, nous rappelons les diamètres médians des proppants utilisés : $D_{m40/70}=0.34\text{mm}$ / $D_{m30/50}=0.444\text{mm}$ (Tableau 4.1). On prend le cas d'une couche de proppant (cas le plus défavorable) pour calculer le diamètre hydraulique (Figure 5.9). Le diamètre hydraulique pour le cas du proppant 40/70 est estimé à $56\mu\text{m} < D_{m40/70} < 85\mu\text{m}$. Pour le proppant 30/50, le diamètre hydraulique est estimé à $74\mu\text{m} < D_{m30/50} < 111\mu\text{m}$. Le diamètre des fines varie entre $25\mu\text{m}$ et $75\mu\text{m}$. Une simple comparaison entre les diamètres mentionnés ci-dessus montre que dans le cas du proppant 40/70 les fines possédant d'un diamètre supérieur à $56\mu\text{m}$ vont être bloquées dans la matrice poreuse (cas des fractures moins colmatées). Avec le proppant 30/50, même si la quantité de fines est modérée, elles peuvent toutes être libérées. Ce qui explique la tendance du taux de récupération à augmenter dans le cas du proppant 40/70 et à diminuer dans le cas du proppant 30/50 en fonction de la quantité croissante des fines de colmatage.

Cet effet peut être directement lié au fait que plus la taille des particules du proppant est grande, plus le diamètre hydraulique et les pores sont importants. Par conséquent, les fines qui s'accumulent au niveau des pores peuvent être éliminées plus facilement en raison du chargement dynamique.

5.3.4. Influence de la fréquence du signal dynamique : comparaison entre deux fréquences différentes (1Hz et 10 Hz)

5.3.4.1. Fractures remplies avec du proppant 30/50

Les quatre séries d'essais présentées ci-dessous (Figure 5.18) mettent en évidence un aspect assez particulier de l'effet de la fréquence sur la réponse de décolmatage.

Des fractures remplies avec deux couches de proppant 30/50 et colmatées avec 15, 25, 35 et 45%, ont fait l'objet d'une stimulation dynamique avec un signal carré de fréquences 1 Hz et 10 Hz avec une amplitude constante de 2.7MPa.

Si on se focalise sur l'emplacement des courbes de perméabilité effectuées avec 1Hz et 10Hz, on trouve qu'avec les fractures moins colmatées (15%) la réponse de décolmatage avec 1Hz est en avance de phase sur celles réalisées avec 10 Hz. On trouve la même tendance d'augmentation de la perméabilité intrinsèque des

courbes. Ces courbes (1Hz) commencent à s'approcher de celles de 10 Hz dans les fractures colmatées avec 25%. Au-delà de 25% (c.a.d., 35% et 45%) on peut remarquer l'efficacité de la fréquence la plus haute (10Hz) qui est plus importante que la fréquence la plus basse (1Hz).

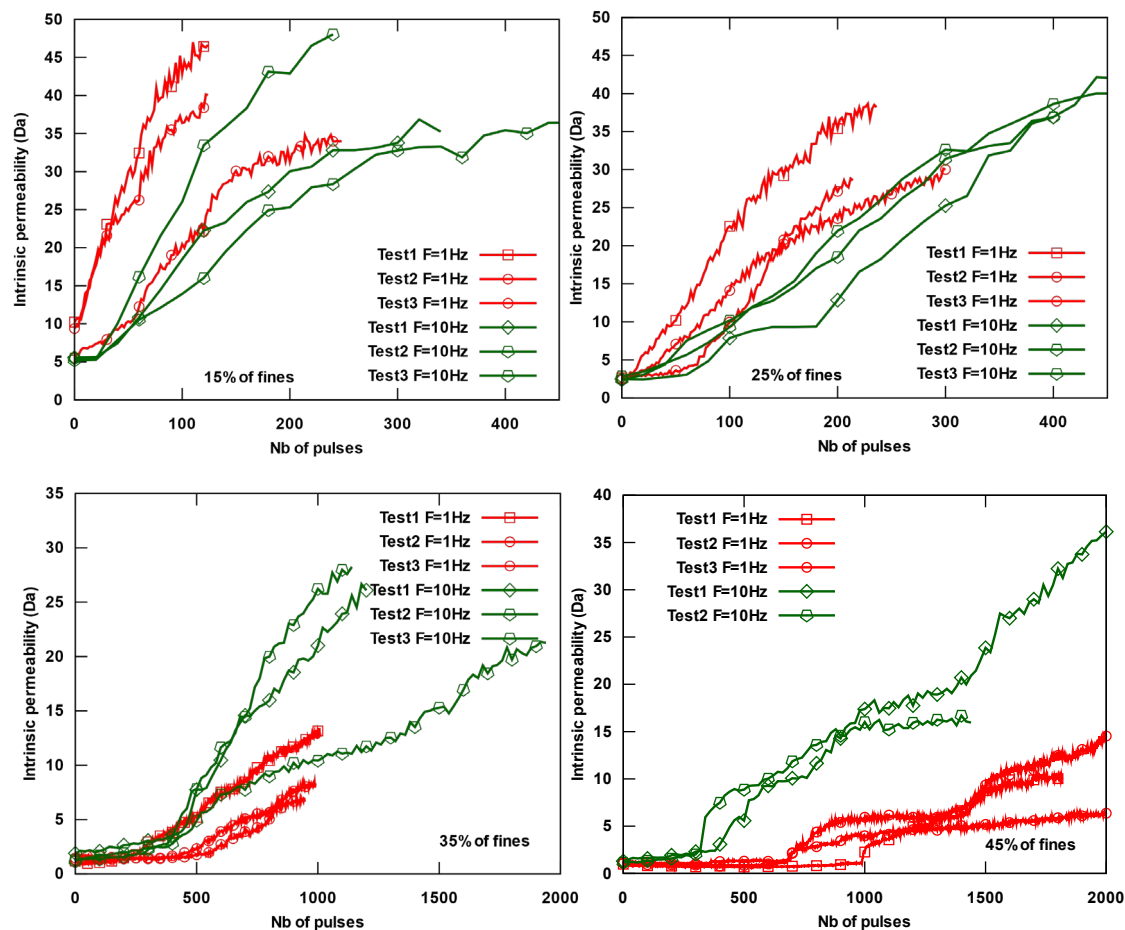


Figure 5.18 Influence de la fréquence sur la réponse de décolmatage : 4 séries d'essais des fractures remplies avec 2 couches de proppant 30/50 colmatées avec 15%, 25%, 35%, 45%, respectivement (de gauche à droite), avec un chargement dynamique de signal carré ($F=1\text{Hz}$ vs $F=10\text{Hz}$) d'amplitude constante (2.7 MPa).

Comme montré précédemment dans la section 5.3.2, on trouve que la réponse de décolmatage est déclenchée brusquement avec les fractures moyennement colmatées (15% et 25% de fines). Les fractures fortement colmatées (35% et 45%) présentent un retard de la réponse de décolmatage, où les essais effectués avec une fréquence de 10Hz sont plus rapides que ceux réalisés avec une fréquence de 1Hz. Le taux de récupération des essais effectués avec une fréquence de 1Hz varie entre

7% et 69%, tandis que pour ceux effectués avec la fréquence de 10 Hz varie entre 9% et 75%.

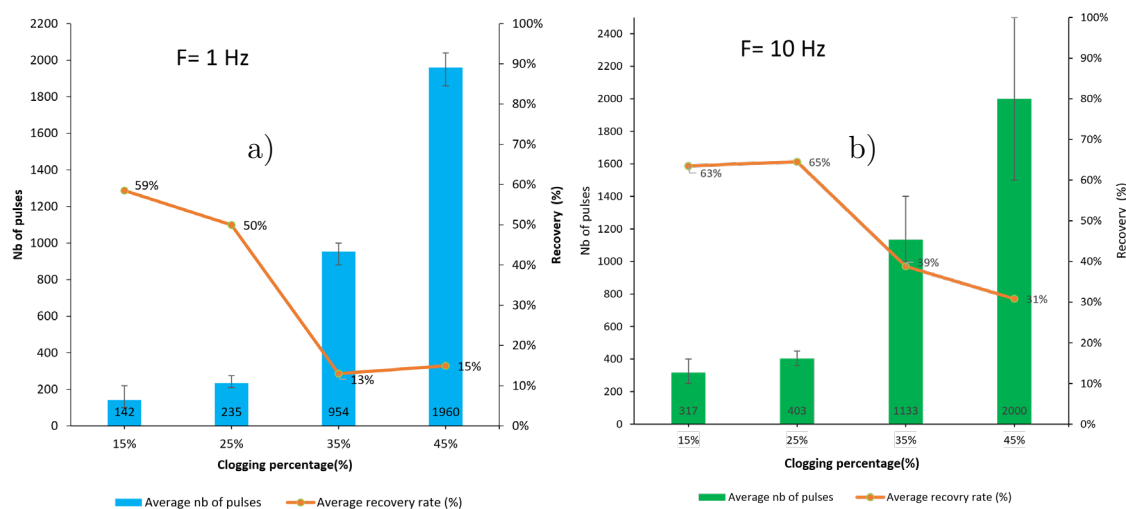


Figure 5.19 Bilan : variation du taux de récupération et du nombre d'impulsions dynamiques nécessaires pour l'obtenir en fonction du pourcentage de fines (deux couches de 30/50 proppant, signal dynamique carré de fréquence 1Hz et d'amplitude 2.7 MPa) ;(a) F=1Hz, (b) F=10 Hz.

La Figure 5.19 montre le bilan des essais effectués et mentionnés dans la Figure 5.18. On peut constater qu'avec pourcentage de fines constant, le fait d'augmenter la fréquence du chargement dynamique montre des taux de récupération importants. Pour les fractures les moins colmatées (c.à.d., 15% et 25%) l'écart du taux de récupération varie entre 6% et 30% en comparant les deux fréquences. Cet écart est peut-être lié à l'augmentation du nombre des impulsions dynamique imposées dans les essais de 10 Hz de fréquence. Pour les fractures bien colmatées (c.à.d., 35% et 45%) les résultats montrent qu'avec le même nombre d'impulsion imposées, le taux de récupération a doublé pour la fréquence de 10Hz.

Il est important de souligner la relation qui existe entre le taux de récupération et le pourcentage de fines dans la Figure 5.19 . Deux tendances peuvent être observées :

- La première est que le taux de récupération diminue à mesure que la quantité de fines augmente. On peut considérer qu'un plateau est atteint pour un pourcentage de fines supérieur à 35%, avec une récupération très modérée pour les

essais avec 1 Hz (13%-15%) et importante pour les essais avec 10 Hz (31%-39%)

- La deuxième est que le nombre d'impulsions nécessaires pour atteindre la récupération maximale augmente de façon drastique avec le pourcentage de fines.

Pour conclure, on peut dire que l'augmentation de la fréquence induit des taux de récupération importants avec moins de temps d'application du chargement dynamique. En outre, la fréquence la plus importante (10Hz) présente une forte influence sur les fractures bien colmatées, en particulier 35% et 45%. Pour les fractures moins colmatées, les fréquences ne se distinguent pas et ils ont des effets similaires sur la réponse de décolmataje.

Ces essais nous aident à pouvoir optimiser la fréquence du signal dynamique appliqué en fonction du degré d'endommagement (migration des fines) de la formation géologique, en particulier, dans les fractures proppées générées par voie hydraulique.

5.3.4.2. Changement de fréquence en cours d'essai (Fracture avec du proppant 40/70, 20% de fines)

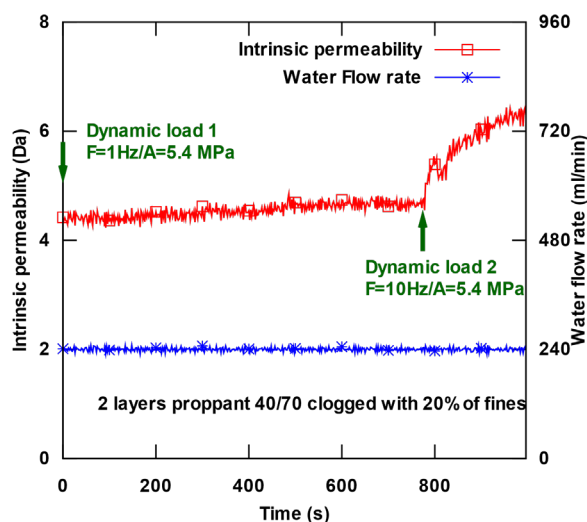


Figure 5.20 Mise en évidence de la fréquence : Evolution de la perméabilité intrinsèque suite à un changement de la fréquence du signal dynamique (Fracture remplie avec 2 couches de proppant 40/70 et colmatée avec 20% de fines)

Cet essai vient d'appuyer les résultats présentés dans la partie précédente (section 5.3.4.1). Une fracture colmatée (20% des fines) remplie de deux couches de proppant (40/70) a été soumise à un signal carré dynamique avec deux fréquences

différentes : 1 Hz au début, puis 10 Hz. L'amplitude du signal est constante $A=5,4$ MPa. L'évolution de la perméabilité intrinsèque pendant la stimulation dynamique est représentée sur la Figure 5.20. Deux régimes différents peuvent être observés ; lorsque la fréquence du chargement dynamique appliqué est de 1 Hz, la perméabilité de la fracture augmente légèrement jusqu'à atteindre 4,7 Da. Une fois que la fréquence du chargement dynamique est passé à 10 Hz, la perméabilité augmente fortement jusqu'à 6,4 Da.

La première phase du test est conforme aux observations précédentes : le taux de récupération est faible pour cette configuration (4%) (mentionné dans la section 5.3.1). Une fracture remplie de 2 couches de proppant, surtout avec du proppant 40/70, et avec une telle quantité de fines ne peut pas être décolmatée. Cependant, en augmentant la fréquence, on observe une réponse de décolmatage important, ce qui signifie que les hautes fréquences peuvent mieux favoriser le décolmatage.

5.3.5. Influence de l'amplitude du signal dynamique : comparaison entre deux amplitudes différentes (2.7 et 5.4 MPa)

5.3.5.1. Fractures avec du proppant 30/50

Nous pouvons maintenant nous tourner vers l'influence de l'amplitude du signal dans les fractures contenant deux couches de proppant 30/50, avec un signal carré de fréquence constante (1Hz) et deux amplitudes différentes (2.7 MPa et 5.4 MPa). Ces essais sont présentés dans la Figure 5.21 qui montre les résultats de l'évolution de la perméabilité intrinsèque des fractures colmatées avec 25%, 35% et 45%. On peut constater la réponse de décolmatage qui est plus brusque et efficace pour le chargement avec 5.4 MPa par rapport à celui de 2.7 MPa. Pour les fractures contenant 25% de fines, le décolmatage est déclenché immédiatement après l'application du chargement dynamique. Mais la différence entre les deux amplitudes est clairement détectée pour les fractures fortement colmatées (35% et 45%). La réponse de décolmatage avec 2.7MPa est en retard de 150 impulsions (35% fines) et 650 impulsions (45%) sur celle de 5.4 MPa. Ces essais présentent un taux de récupération qui varie entre 38% et 100% pour 'A=5.4MPa', entre 7% et 69% pour 'A=2.7 MPa'.

En faisant le lien entre la Figure 5.21 et les deux figures ensemble (Figure 5.19a et Figure 5.16) qui présentent le bilan des essais effectués, on peut observer que les tendances sont similaires sur les deux figures. La récupération diminue avec

une quantité croissante de fines pour atteindre un plateau. Pourtant, il y a deux différences : premièrement, le nombre d'impulsions est augmenté de 50% au moins lorsque l'amplitude diminue (2.7MPa) ; deuxièmement, la récupération est beaucoup plus élevée lorsque l'amplitude du signal dynamique est doublée (5.4 MPa) et que le plateau auquel la récupération devient constante passe de 15% à 40% environ.

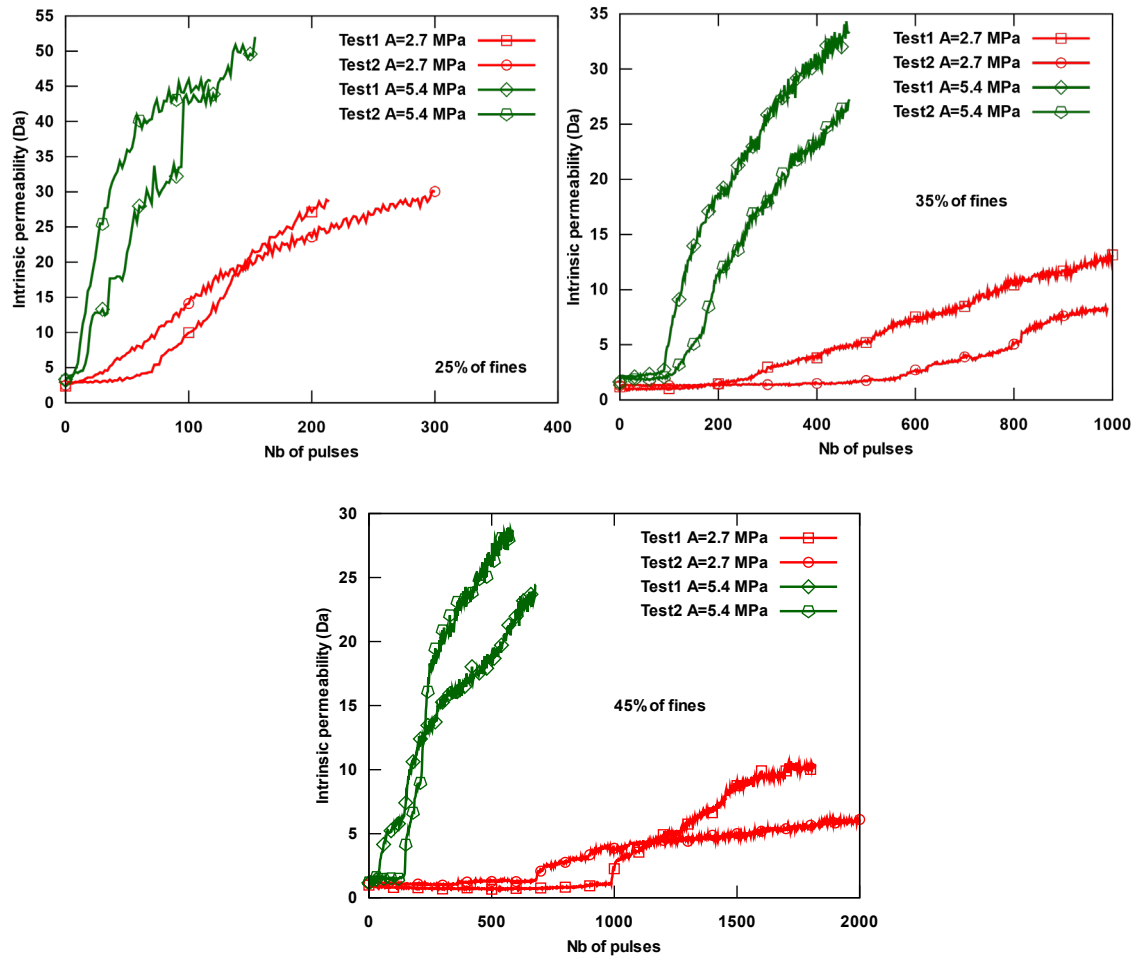


Figure 5.21 Influence de l'amplitude sur la réponse de décolmatage : 3 séries d'essais des fractures remplies avec 2 couches de proppant 30/50 colmatées avec 25%, 35% et 45%, respectivement, avec un chargement dynamique de signal carré (F=1Hz vs F=10Hz) d'amplitude constante (2.7 MPa).

Par conséquent, la conclusion est qu'une amplitude élevée favorise un décolmatage rapide, au moins pour les quantités de proppant et de fines considérées dans cette étude.

5.3.5.2. Fractures avec du proppant 40/70

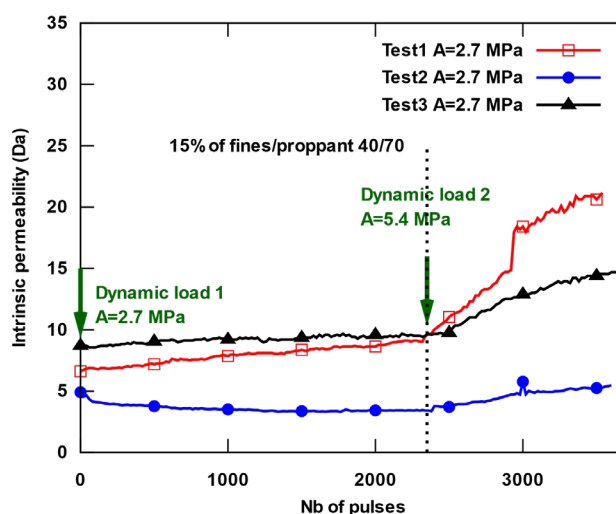


Figure 5.22 Mise en évidence de l'effet de l'amplitude : une série d'essais sur des fractures remplies avec 2 couches de proppant 40/70 colmatée avec 15% de fines (Signal dynamique carré, fréquence 10Hz, changement de l'amplitude pendant l'essai : 5.4 MPa vs 2.7 MPa).

Un changement d'amplitudes du signal dynamique a été effectué sur des essais avec des fractures remplies du proppant 40/70. La Figure 5.22 montre l'évolution de la perméabilité intrinsèque des fractures colmatées avec 15% de fines. Deux régimes différents peuvent être observés ; lorsque l'amplitude du chargement dynamique appliquée est de 2.7 MPa, la perméabilité de la fracture augmente légèrement (1^{er} et 3^{eme} test) et diminue légèrement dans le 2^{eme} test. Une fois que l'amplitude du chargement dynamique est passée à 5.4 MPa, un changement brusque de la perméabilité est constaté sur les trois tests respectivement : 22 Da, 5.5 Da, 15 Da.

La première phase de test nous permet de conclure que le fait de diminuer l'amplitude de 50%, n'aboutit pas à décolmater la fracture remplie avec du proppant 40/70 même si la fréquence est de 10 Hz. Contrairement aux essais effectués avec la même granulométrie de proppant (section 5.3.1) avec une amplitude plus importante (5.4 MPa), on avait des résultats positifs avec des taux de récupération assez élevés.

Cependant, en augmentant l'amplitude du signal, on observe une réponse de décolmatage brusque, ce qui signifie que plus l'amplitude est importante, mieux c'est pour la récupération de la perméabilité initiale.

5.3.6. Influence de la forme du signal dynamique : comparaison entre trois formes de signal

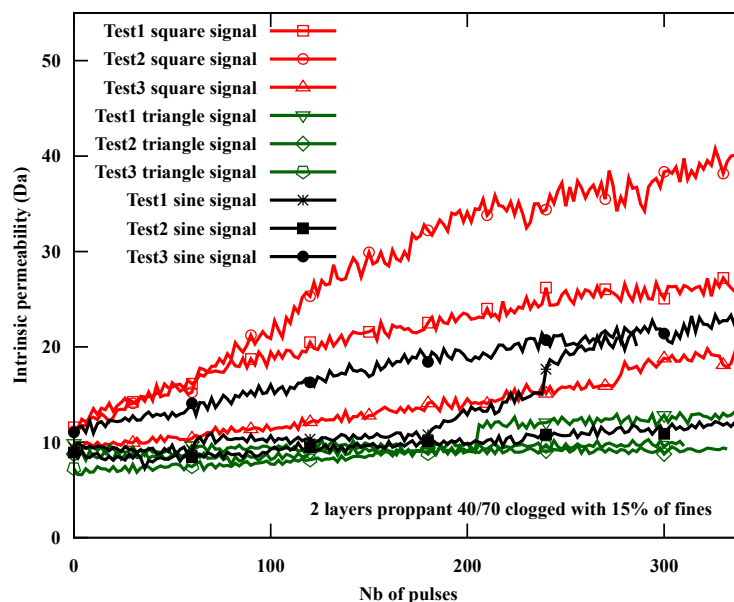


Figure 5.23 Influence de la forme du signal dynamique sur la perméabilité intrinsèque (9 essais sur des fractures remplies avec 2 couches de proppant 40/70 et colmatées avec 15% de fines).

Enfin, on considère l'effet de la forme du signal dynamique. A nouveau, nous allons considérer le cas de deux couches de proppant (Proppant 40/70), avec un pourcentage de 25% de fines. Trois formes de signal dynamique ont été utilisées : triangulaire, sinusoïdale et carrée. La fréquence est la même (1 Hz) et l'amplitude aussi (9 kN - 5,4 MPa).

La Figure 5.23 montre l'évolution de la perméabilité intrinsèque dans les différentes fractures testées. On observe que la meilleure récupération est obtenue pour un signal carré, alors que le signal triangulaire est le moins efficace. Le signal carré contient un contenu fréquentiel plus important que les autres. Compte tenu de l'influence de la fréquence illustrée dans la section 5.3.4, on aurait pu s'attendre à une meilleure efficacité par rapport aux autres signaux. Inversement, le contenu fréquentiel du signal triangulaire présente une petite partie de hautes fréquences, pas assez pour être plus efficace que le signal sinusoïdal qui contient une seule fréquence. Par conséquent, le signal triangulaire est le moins efficace.

5.4 Résumé

Pour résumer ces résultats expérimentaux la densité de distribution du proppant joue un rôle très important sur la réponse de décolmatage. Les résultats des fractures contenant une demi-couche et deux couches de proppant montrent des taux de récupération assez élevés. Contrairement aux fractures contenant une couche de proppant, le processus de décolmatage n'a pas eu lieu, bien qu'une perte de 51% des particules fines ait été observée. Dans ce cas, des agrégats formés (en forme d'arc) de particules fines se sont créés, entraînant ainsi un colmatage ultérieur de la fracture. Une densité d'une couche devrait être un cas particulier où l'embedment du proppant a une forte influence sur le diamètre hydraulique d'écoulement dans la fracture.

En ce qui concerne l'influence du signal dynamique, il apparaît que ce sont la fréquence et l'amplitude du signal qui sont importantes. Plus la fréquence est élevée, ou plus l'amplitude est importante, plus l'effet de décolmatage est remarquable. Le chargement dynamique induit des oscillations de la vitesse d'infiltration à l'intérieur de la fracture, et par conséquent des oscillations des forces de traînée (Drag forces) sur les particules fines. En augmentant l'amplitude de la vitesse d'infiltration, l'amplitude des forces capables de mettre en mouvement les particules fines devrait augmenter, ce qui facilite le processus de nettoyage et réduit le nombre d'impulsions. En même temps, une augmentation de la fréquence devrait mieux déstabiliser les clusters de particules fines et donc contribuer à une meilleure récupération.

Dans ce qui suit, on montre une modélisation numérique du processus simulé dans la partie expérimentale. Un logiciel d'éléments discrets est utilisé pour simuler le milieu granulaire en le couplant avec un code Python pour prendre en compte la présence du fluide.

Chapitre 6

Modélisation numérique

Sommaire

6.1	Objectif.....	122
6.2	Méthode des éléments distincts (DEM).....	123
6.2.1.	Introduction à la DEM	123
6.2.2.	Pourquoi la DEM ?.....	124
6.2.3.	DEM avec PFC : Formulation théorique de la méthode.....	124
6.3	Couplage hydromécanique	139
6.3.1.	Principes	139
6.3.2.	Passage CFD → DEM.....	140
6.3.3.	Modèle fluide et passage DEM/CFD.....	143
6.4	Modèle de fracture proppée	148
6.4.1.	Géométrie et maillage de la fracture.....	148
6.4.2.	Etapas de simulation.....	149
6.5	Résultats.....	151
6.5.1.	Mesures expérimentales vs simulations.....	151
6.5.2.	Simulation du processus de décolmatage.....	153
6.6	Résumé	161

6 Chapitre 6 : Modélisation numérique

6.1 Objectif

La modélisation numérique est réalisée à l'aide d'une méthode des éléments distincts (DEM) avec le code PFC (Particle Flow Code) développé par Itasca Consulting. L'objectif est de simuler le mouvement de fines à l'intérieur d'un lit granulaire représentant le proppant. Le code sert à simuler les mouvements et les interactions de ces éléments discrets en résolvant les équations du mouvement (2^{ème} loi de Newton) par la méthode explicite des différences finies (Cundall, 1979 [102], [103]). Il permet un détachement complet des particules et reconnaît automatiquement les nouveaux contacts lors du calcul après avoir attribué le bon modèle de contact déjà implémenté dans le logiciel. (Linéaire, hertz, résistance de roulement linéaire...)

Nous avons commencé par générer les particules de proppant avec la bonne granulométrie comme mentionné par le fabricant (Proppant 40/70, 30/50 utilisé dans les expériences) avec la variation de la densité de distribution : une demi-couche, une couche et deux couches de proppant. En suivant la même procédure expérimentale, la fracture a été bouchée par des particules plus petite de même diamètre, entre 25 et 75 μm , pour simuler des fines de sable. Les différents types de particules sont déposées sous gravité dans la fracture. La fracture est chargée avec une contrainte de 20MPa afin d'être le plus proche possible des conditions expérimentales.

En ce qui concerne la modélisation de l'écoulement de l'eau dans la fracture, nous utilisons le script python couplé avec un module CFD. Le script Python utilise la librairie FIPY [104] qui est basée sur la méthode de volumes finis pour résoudre l'équation de diffusion de l'écoulement. Un maillage du fluide est ainsi généré. Il est utilisé pour déterminer la porosité en calculant le chevauchement volumique entre les particules de PFC3D et les éléments fluides. La perméabilité est ensuite estimée. Le couplage est réalisé en mettant à jour les données de porosité et de perméabilité dans le modèle d'écoulement et en actualisant la vitesse du fluide pour calculer son effet sur les particules. Le module CFD applique automatiquement la force d'interaction fluide-particule (forces de traînée, 'drag force') aux particules PFC.

La formule de la perméabilité implémentée dans le code Python utilise la relation de Kozeny-Carman (1927-1937, mentionnée dans la section 3.4.3). Les résultats montrent que cette relation est bien adaptée pour prédire la perméabilité de

la fracture contenant du proppant (fractures propres et bouchées). Nous montrons que cette relation nous permet d'obtenir une bonne approximation de la perméabilité.

En revanche, cette relation qui est en fonction de la porosité du milieu, ne prend pas en compte le mouvement des particules qui seraient entraînées par le fluide. Dans ce cas, elles ne font plus obstacles à l'écoulement et donc la perméabilité apparente change. Une nouvelle relation de la perméabilité a été développée pour cela. Cette relation est déduite des lois de Darcy (échelle macroscopique) et Poiseuille (échelle microscopique) en tenant compte de la présence des forces d'interaction fluide-particules (forces de trainées, 'Drag forces'). Les détails du modèle de perméabilité seront présentés dans la section 6.3.3.2.

En ce qui concerne le chargement dynamique, ce dernier est simulé en faisant une variation dynamique de l'ouverture de la fracture qui va mobiliser le milieu granulaire qui s'y trouve.

Dans ce qui suit, on présente la méthodologie d'une première modélisation numérique avec le couplage hydromécanique qui prend en compte la présence du fluide et des fines en mouvement dans une fracture proppée.

6.2 Méthode des éléments distincts (DEM)

6.2.1. Introduction à la DEM

La méthode des éléments discrets (DEM), appelée aussi éléments distincts, a été introduite par Cundall (1971) pour analyser et explorer les problèmes de la mécanique de roche. Elle a été aussi appliquée aux sols (Cundall 1979). Cundall et Hart (1992) ont montré que cette méthode convient bien aux milieux discontinus (milieux granulaires, ...).

Le milieu modélisé est traité comme un assemblage de particules rigides ou déformables dont le mouvement est régi par la loi de Newton. Les particules sont suivies individuellement. Elles interagissent avec les autres sous l'effet des forces appelées : 'forces de contact'.

Avec un algorithme d'intégration en temps explicite, les cycles de calcul en DEM s'alternent entre deux lois différentes :

- L'application de la deuxième loi de Newton pour déterminer le mouvement d'une particule résultant du contact et des forces extérieures qui agissent sur elle.

- L'application d'une loi de contact force-déplacement qui est utilisée pour mettre à jour les forces résultantes d'un mouvement relatif à chaque contact.

Nous entrons plus en détails et nous montrons la base théorique de la méthode dans la section 6.2.3.

6.2.2. Pourquoi la DEM ?

La première question qui pourrait se poser est la suivante : pourquoi appliquer la méthode DEM dans notre cas d'étude ? Pourquoi pas d'autres méthodes ?

La méthode des éléments finis (FEM) est utilisée principalement dans les modélisations statiques et dynamiques des structures en génie civil, pour la géothermie, ou pour résoudre des problèmes thermiques (...). L'une de ces limitations est qu'elle n'est pas directement applicable aux milieux discontinus, contrairement à la DEM qui décrit des milieux composés des éléments discrets (particules, blocs, polygones) qui peuvent réagir d'une manière différente entre eux.

Le but de notre étude est d'utiliser la DEM pour simuler le mouvement des particules (fines ou proppant) qui se débloquent suite au chargement dynamique, c.à.d., prévoir un grand déplacement de ces particules. Ce qui nous permet de simuler des déplacements et des rotations finis des particules discrètes. Etant donné qu'on est sur un milieu discontinu, la FEM est donc difficilement applicable.

6.2.3. DEM avec PFC : Formulation théorique de la méthode

6.2.3.1. Séquence de calcul

Les principales composantes du modèle dans PFC sont : la particule (corps rigide) qui représente un seul volume élémentaire et la paroi PFC qui peut être composée de plusieurs facettes. Les contacts entre les composantes représentent les interactions qui sont créés et détruites au cours de la simulation. Les contacts stockent les forces et les moments qui seront calculées à l'aide d'un modèle de contact. Etant donné que le pas de temps est déterminé par une méthode explicite, la simulation avance dans le temps par une série de cycles de calcul.

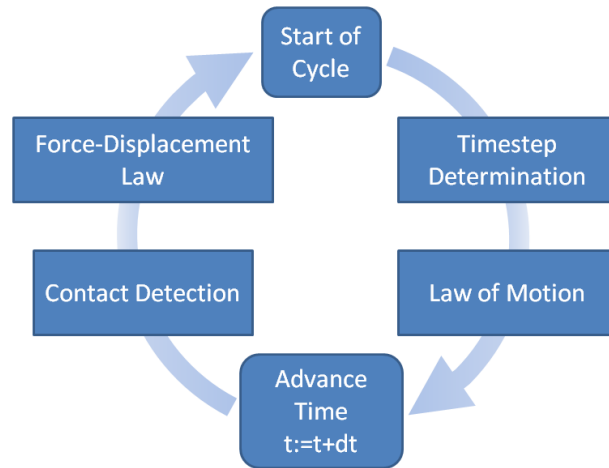


Figure 6.1 Séquence de calcul dans PFC pour un seul cycle. [106]

Pour un cycle PFC de calcul, une séquence est effectuée (Figure 6.1). Elle est composée principalement d'une multitude d'opérations : la détermination du pas de temps, la résolution de la loi de mouvement et le calcul des 'forces, moments,' suivant le modèle de contact assimilé.

6.2.3.2. Loi de mouvement

Le mouvement des particules supposées rigides est régi par la 2eme loi de Newton. On distingue ainsi deux équations de mouvement qui sont comme suivantes :

$$\textit{Translation} \quad F_c + F_a + m \cdot g = m \cdot \ddot{x} \quad 6.1$$

Avec : F_c résultante des forces de contact, F_a résultante des forces appliquées (hors contact), m la masse de la particule, g la gravité, \ddot{x} l'accélération au centre de gravité de la particule à l'instant t .

$$\textit{Rotation} \quad M_c + M_a = I \cdot \dot{w} + w \cdot L \quad 6.2$$

Avec : M_c résultante des moments de contact, M_a résultante des moments appliqués, I moment d'inertie, \dot{w} accélération angulaire, w vitesse angulaire et L le moment cinétique (angulaire). L'ensemble des moments est calculé au cendtre de gravité de la particule.

Les équations du mouvement sont résolues en utilisant l'algorithme de Verlet (1967) de second ordre. En supposant que dans le cycle précédent, on a résolu l'équation 6.1 à un temps t , Δt représente le pas de temps en ce moment. Pour un demi-pas de temps ($\frac{\Delta t}{2}$), la vitesse $\dot{x}^{(t+\frac{\Delta t}{2})}$ de la particule est calculée comme suit :

$$\dot{\mathbf{x}}^{(t+\frac{\Delta t}{2})} = \dot{\mathbf{x}}^{(t)} + \left(\frac{\mathbf{F}^{(t)}}{m} + \mathbf{g} \right) \frac{\Delta t}{2} \quad 6.3$$

La position de la particule est ainsi mise à jour pour Δt en l'écrivant comme suit :

$$\mathbf{x}^{(t+\Delta t)} = \mathbf{x}^{(t)} + \dot{\mathbf{x}}^{(t+\frac{\Delta t}{2})} \Delta t \quad 6.4$$

Une autre mise à jour de la vitesse sera effectuée à la fin du cycle ou bien au début du cycle suivant (l'étape de la détermination du pas de temps). Cette vitesse $\dot{\mathbf{x}}^{(t+\Delta t)}$ s'écrit comme suivant :

$$\dot{\mathbf{x}}^{(t+\Delta t)} = \dot{\mathbf{x}}^{(t+\frac{\Delta t}{2})} + \left(\frac{\mathbf{F}^{(t+\Delta t)}}{m} + \mathbf{g} \right) \frac{\Delta t}{2} \quad 6.5$$

En conséquence, les vitesses renvoyées au cours du cycle correspondent à celles calculées pour un demi-pas de temps (équation 6.3). La procédure de calcul pour les mouvements de translation s'applique avec les mêmes étapes pour les mouvements de rotation ($F \rightarrow M$, $m \rightarrow I$).

6.2.3.3. Détermination du pas de temps

Dans le contexte de grands problèmes de simulation, les schémas implicites sont peu adaptés en raison des besoins massifs en mémoire. PFC utilise des schémas d'intégration explicites. Le schéma utilisé ici offre une précision de second ordre et il est souvent utilisé dans les simulations de dynamique moléculaire où l'énergie oscille autour d'une valeur constante correspondante à l'énergie exacte du système. La procédure d'intégration temporelle est conditionnellement stable, selon :

- Une condition cinématique : PFC impose une condition cinématique sur le calcul du pas de temps pour garantir la création des contacts avant qu'une interaction physique se développe. En utilisant la seconde loi de Newton, l'accélération d'une particule en translation est comme suivante :

$$\mathbf{a} = \frac{\mathbf{F}_c + \mathbf{g} \cdot m_g + \mathbf{F}_a}{m} \quad 6.6$$

Avec F_c qui représente les forces de contact internes, g la gravité, m_g la masse gravitationnelle, F_a qui représente les forces extérieures appliquées et m la masse inertielle de l'élément.

$$\mathbf{x} = \frac{1}{2} \mathbf{a} \cdot t^2 + \mathbf{v}_0 \cdot t + \mathbf{x}_0 \quad 6.7$$

L'équation 6.7 représente l'équation du mouvement de pour chaque particule avec x le déplacement, a l'accélération, v_0 la vitesse initiale, x_0 le déplacement initial et t le temps du mouvement.

Le cas le plus défavorable pour le calcul de t_{kin} est de prendre la vitesse maximale (absolue) de l'élément discret. Ainsi, on peut calculer le pas de temps cinématique qui correspond à la durée de l'élément à se déplacer ε . Il se présente comme suivant :

$$t_{kin} = \frac{(-v_{max} + \sqrt{v_{max}^2 + 2 \cdot a_{max} \cdot \varepsilon})}{a_{max}} \quad 6.8$$

- Une condition sur la rigidité des éléments : la stabilité est régie par la période propre minimale du système. Le pas de temps ne devrait pas dépasser une durée critique t_{crit} qui est comme suivante (Bathe 1976) :

$$\text{Mouvement en translation} \quad t_{crit(trans)} = \sqrt{\frac{m}{k_{trans}}} \quad 6.9$$

$$\text{Mouvement en rotation} \quad t_{crit(rot)} = \sqrt{\frac{I}{k_{rot}}} \quad 6.10$$

Avec k_{trans} et k_{rot} la rigidité en translation et en rotation, respectivement. I représente le moment d'inertie des éléments en rotation. La durée critique est calculée pour chaque élément discret. Le pas de temps critique final est considéré comme étant le minimum de toutes les temps critiques calculées pour tous les degrés de liberté de tous les éléments discrets. Le pas de temps est ainsi calculé pour chaque cycle et sur tous les éléments discrets (ou pour tous les contacts qui vont avoir lieu). Ces deux conditions sont prises en compte pour trouver le pas de temps minimal qui devrait assurer la stabilité du système.

6.2.3.4. Modèles de contact : Loi force-déplacement

Afin d'avoir une réaction physique entre les différents éléments constituant le système, il faut choisir un modèle de contact qui fournit la loi d'interaction entre les particules (ou particules-parois). Ces modèles utilisent une approche de contact souple (Smooth), pour laquelle toute déformation ne se produit qu'au niveau des contacts entre les corps rigides. La Figure 6.2 montre un exemple de contact entre deux corps ; chaque contact possède deux extrémités 'end1, end2'. Etant donné que les corps sont rigides, le mouvement des deux corps est décrit par sa vitesse angulaire (ω), sa vitesse de translation ' $\dot{\mathbf{x}}$ ' et sa position au centre ' \mathbf{x} '. Il est à noter qu'il existe une zone d'activité du contact appelée 'g_c' (contact gap). Elle dépend du modèle de contact implémenté. Dans la plupart des cas, on étudie les contacts physiques-réels (surface-surface), la distance d'activité est égale à zéro, ce qui signifie que les contacts deviennent actifs lorsque les extrémités en contact se touchent réellement.

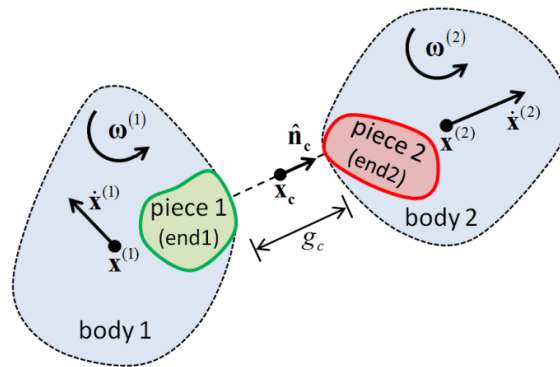


Figure 6.2 Contact entre deux corps rigides. [106]

Dès qu'un contact se développe entre deux corps rigides, deux types de force de contact se distinguent : la force normale F_n et la force tangentielle F_s (force de cisaillement 'shear force') (Figure 6.3). Ces deux forces se caractérisent aussi par la rigidité normale ' k_n ' et la rigidité tangentielle ' k_s ', le coefficient de frottement de coulomb ' μ ', le coefficient d'amortissement du contact ' β '. Les détails seront présentés dans ce qui suit.

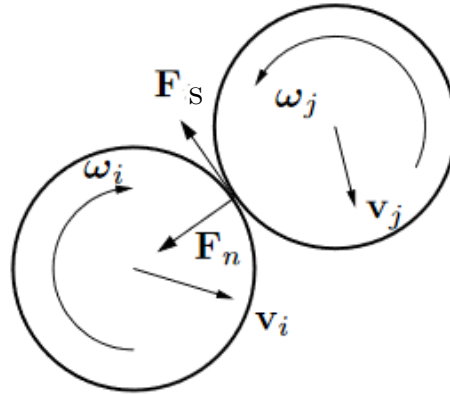


Figure 6.3 La force de contact se décompose en deux composants : F_n ‘normale’ et F_s ‘cisaillement’. [107]

Il existe plusieurs modèles de contact entre les particules, déjà implémentés dans PFC. On s’intéresse aux modèles élastiques qui peuvent être séparés entre linéaires et non linéaires. Tous ces modèles possèdent des forces normales F_n et des forces tangentielles (ou de cisaillement) F_s au niveau des contacts. Les deux modèles utilisés dans les calculs sont :

- Modèle élastique linéaire en appliquant un mécanisme de résistance à l’enroulement : Ce modèle est appliqué principalement sur les particules fines pendant l’écoulement. Etant donné que les fines sont simulées sous forme des particules parfaitement sphérique, il est important de prendre en compte la forme irrégulière de ces particules (aspect anguleux du sable naturel broyé), la rugosité, la non sphéricité des particules. D’où le choix de ce modèle à l’appliquer spécialement sur les particules fines.
- Modèle élastique non linéaire de hertz : c’est le modèle le plus classique utilisé pour la collision des particules [108] . Ce modèle décrit bien la relation non linéaire induite par l’embedment et les forces appliquées sur les particules de proppant.

Dans la suite, nous allons présenter en premier temps le modèle élastique linéaire suivi par l’ajout du composant de la résistance à l’enroulement qui est le premier modèle utilisé. Ensuite, on présente le modèle de Hertz avec les formulations utilisées.

Modèle visco-élastique linéaire :

Le modèle linéaire élastique présente deux composantes : composante linéaire ' F^l ' et composante d'amortissement ' F^d ' qui agissent en parallèle. La linéarité apporte le comportement de frottement de coulomb tandis que l'amortissement apporte le comportement visqueux.

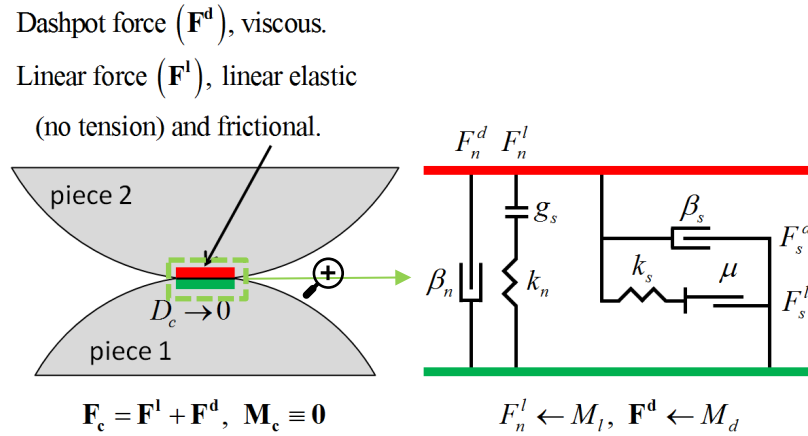


Figure 6.4 Comportement rhéologique du modèle linéaire (pas de cohésion) d'après Cundall (1979). [106][102]

La loi force déplacement est basé sur la force de contact \vec{F}_c et le moment au moment du contact \vec{M}_c :

$$\vec{F}_c = \vec{F}^l + \vec{F}^d, \vec{M}_c \equiv \mathbf{0} \quad 6.11$$

Avec \vec{F}^l la force linéaire et \vec{F}^d la force d'amortissement. Dans ce modèle le moment au contact vaut 0, mais ce moment sera non nul par la suite pour tenir en compte la résistance à l'enroulement. Cette résistance est apportée par le moment \vec{M}_c qui sera défini dans la suite.

Les deux forces (\vec{F}^l et \vec{F}^d) sont ainsi exprimées en forces normales et tangentielles :

$$\vec{F}^l = -F_n^l \cdot \vec{n}_c + F_s^l \quad \text{et} \quad \vec{F}^d = -F_n^d \cdot \vec{n}_c + F_s^d \quad 6.12$$

Avec F_n^l et F_n^d les forces normales linéaires et d'amortissement ; F_s^l et F_s^d représentent les forces tangentielles linéaires et d'amortissement ; \vec{n}_c représente le vecteur normal du plan de contact entre les deux corps.

L'incrément de déplacement relatif au niveau du contact pendant un pas de temps Δt est donné par $\overline{\Delta\delta}_n$ (normale) et $\overline{\Delta\delta}_s$ (en cisaillement). La loi force déplacement pour le modèle linéaire consiste à la :

- Mise à jour de la force normale : cette force est proportionnelle à la rigidité normale k_n , elle s'écrit comme suivant :

$$\overline{F}_n^l = k_n \cdot \overline{\Delta\delta}_n \quad 6.13$$

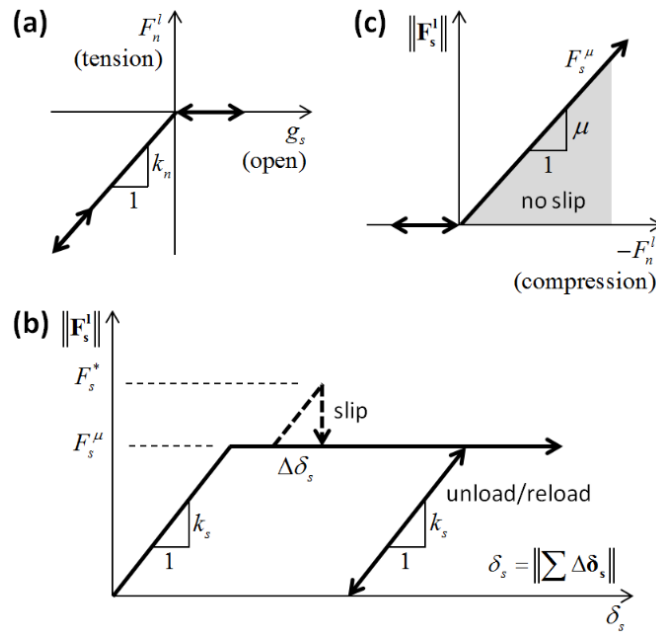


Figure 6.5 Lois de force déplacement pour les composantes linéaires du modèle no cohésif (Unbonded linear-based model) : a) Force linéaire en fonction de la distance d'écart entre les éléments ; b) Force tangentielle en fonction du déplacement relatif de cisaillement ; c) L'enveloppe de glissement. [106]

- Mise à jour de la force de cisaillement : calcul d'une force de cisaillement préliminaire :

$$\overline{F}_s^* = (\overline{F}_s^l)_0 - k_s \cdot \overline{\Delta\delta}_s \quad 6.14$$

Avec $(\overline{F}_s^l)_0$ la force linéaire de cisaillement au début du pas de temps, $\overline{\Delta\delta}_s$ l'incrément de déplacement relatif en cisaillement et k_s la rigidité de cisaillement. La force de cisaillement liée au frottement de coulomb est comme suivant :

$$\vec{F}_s^\mu = -\mu \cdot \vec{F}_n^l \quad 6.15$$

Ainsi la force linéaire \vec{F}_s^l s'exprime comme suivant :

$$\vec{F}_s^l = \vec{F}_s^*, \text{ Si } \|\vec{F}_s^*\| \leq \|\vec{F}_s^\mu\| \quad 6.16$$

$$\text{Sinon } \vec{F}_s^l = \vec{F}_s^\mu \cdot \left(\frac{\vec{F}_s^*}{\|\vec{F}_s^*\|} \right)$$

Si l'hypothèse de glissement est vraie (slip state), le contact se fait avec glissement. L'hypothèse de glissement 's' se présente comme suivant :

$$s = \text{Vrai} \rightarrow \|\vec{F}_s^l\| = \|\vec{F}_s^\mu\| \quad 6.17$$

Sinon, pas de glissement

La Figure 6.6 montre un schéma avec les différentes composantes de la force linéaire de cisaillement.

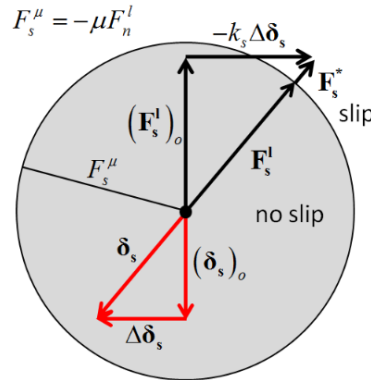


Figure 6.6 Mise à jour de la force de cisaillement linéaire \vec{F}_s^l et du déplacement relatif du cisaillement $\vec{\delta}_s$ quand l'hypothèse du glissement est vraie. [106]

- Mise à jour de la force normale d'amortissement 'Dashpot force / viscous force' : La force normal d'amortissement s'exprime comme suivant :

$$\vec{F}_n^d = (2 \cdot \beta_n \sqrt{m_c \cdot k_n}) \vec{\delta}_n \quad 6.18$$

La masse m_c dépend des corps qui sont en contact (Figure 6.7) :

-Particule-particule
$$m_c = \frac{m^{(1)} \cdot m^{(2)}}{m^{(1)} + m^{(2)}} \quad 6.19$$

-Particule-paroi
$$m_c = m^{(1)} \quad 6.20$$

Avec $m^{(b)}$ la masse du corps d'indice (b), $\vec{\delta}_n$ la vitesse normale-relative de translation et k_n la rigidité normale au niveau du contact. L'aspect visqueux de la force \vec{F}_n^d vient principalement du coefficient d'amortissement normale β_n .

➤ Mise à jour de la force tangentielle d'amortissement : elle s'exprime comme suivant :

$$\vec{F}_s^d = (2 \cdot \beta_s \sqrt{m_c \cdot k_s}) \vec{\delta}_s \quad 6.21$$

La définition de m_c est comme celle présentée dans les équations 6.19 et 6.20. $\vec{\delta}_s$ la vitesse tangentielle-relative de translation et k_s la rigidité de cisaillement au niveau du contact.

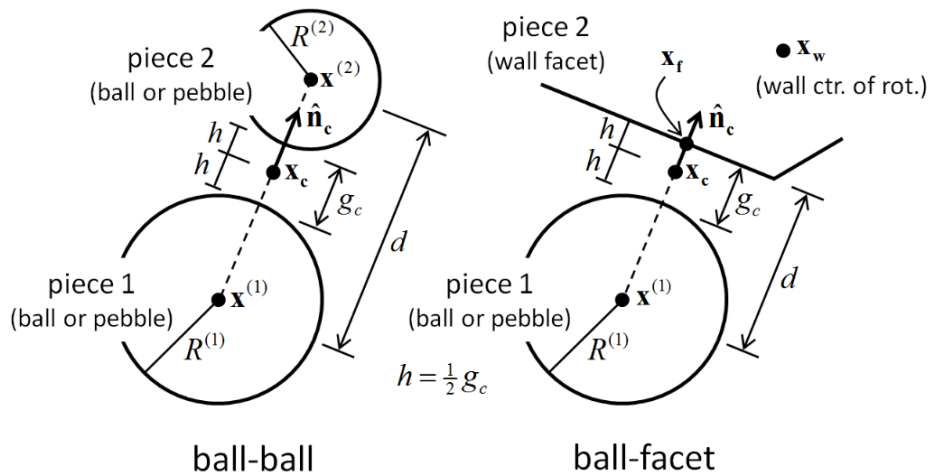


Figure 6.7 Schématisation des types de contact fondamental (particule-particule, particule-paroi) en montrant le plan de contact et le vecteur normal \vec{n}_c . [106]

Modèle élastique linéaire avec une résistance à l'enroulement :

Ce modèle est basé sur le modèle linéaire, discuté précédemment, sur lequel on vient d'ajouter un groupe de mécanisme de résistance d'enroulement [109], [110]. Il pourrait être appliqué sur les deux types de contact fondamentale : particule-particule et particule-paroi (Figure 6.7). Ce modèle est principalement implémenté pour prendre en compte les irrégularités dans le milieu granulaire, la rugosité de la paroi de la fracture, la non sphéricité des particules (e.g., grains de sable). Ces différents paramètres conduisent au ralentissement de l'écoulement ou du mouvement des particules discrets ce qui est pris en compte pour contrer le mouvement d'enroulement. Ce modèle implémenté dans PFC, est similaire à celle décrite avec Wensrich et al. (2012) [110].

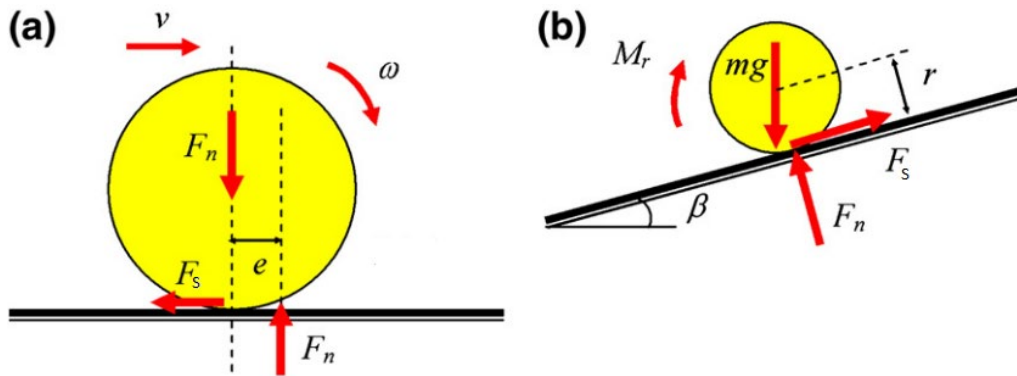


Figure 6.8 Principe du modèle de la résistance à l'enroulement : a) mécanisme de la résistance à l'enroulement ; b) l'angle de la résistance au roulement. (Selon Ai et al. 2011 [109])

Les paramètres clés de ce modèle sont les suivants :

- Le coefficient de la résistance à l'enroulement (Figure 6.8b) :

$$\mu_r = \tan(\beta) \quad 6.22$$

Avec β l'angle maximale d'une pente sur laquelle le moment de la force de la résistance d'enroulement contrebalance le moment de force produit par la gravité agissante sur le corps. Les principes du modèle apparaissent sur la Figure 6.8.

- La rigidité de la résistance à l'enroulement k_r /Rayon effectif de contact \bar{R} : Selon Iwashita et al.(1998) [111], k_r est en fonction de la rigidité de cisaillement k_s et le rayon \bar{R} effectif du contact. Elle s'écrit comme suit :

$$k_r = k_s \cdot \bar{R}^2 \quad 6.23$$

Le rayon effectif \bar{R} défini comme suivant :

$$\frac{1}{\bar{R}} = \frac{1}{R^{(1)}} + \frac{1}{R^{(2)}} \quad 6.24$$

$R^{(1)}$ et $R^{(2)}$ sont les rayons des éléments ‘piece 1’ et ‘piece 2’ (Figure 6.7, contact ball-ball) du contact, respectivement. Pour les contacts ‘particule-paroi’ (Figure 6.7, contact ball-facet) le rayon $R^{(2)}$ (lié à la paroi) est égale à ∞ .

➤ L’incrément de rotation relative $\overrightarrow{\Delta\theta_b}$ entre deux particules :

$$\overrightarrow{\Delta\theta_b} = \overrightarrow{\theta_b} \cdot \Delta t \quad 6.25$$

$\overrightarrow{\Delta\theta_b}$ est en fonction de la vitesse angulaire $\overrightarrow{\theta_b}$ et du pas de temps Δt .

Dans ce modèle, le moment de contact $\overrightarrow{M_c}$ n’est plus négligeable. La mise à jour pendant le calcul se fait pour les forces de contact et le moment de contact :

$$\overrightarrow{F_c} = \overrightarrow{F^l} + \overrightarrow{F^d}, \overrightarrow{M_c} = \overrightarrow{M_r} \quad 6.26$$

Ainsi, le moment $\overrightarrow{M_r}$ est incrémenté comme suivant :

$$\overrightarrow{M_r} := \overrightarrow{M_r} - k_r \cdot \overrightarrow{\Delta\theta_b} \quad 6.27$$

La valeur de du moment $\overrightarrow{M_r}$ est limitée par celle du moment $\overrightarrow{M^*}$ de la force normale de contact $\overrightarrow{F_n^l}$ linéaire. Sa formule est présentée comme suivante :

$$\overrightarrow{M^*} = \mu_r \cdot \bar{R} \cdot \overrightarrow{F_n^l} \quad 6.28$$

Enfin, l’actualisation du moment $\overrightarrow{M_r}$ se fera sur la base d’un seuil limite basé sur $\overrightarrow{M^*}$:

$$\overrightarrow{M_r}, \|\overrightarrow{M_r}\| \leq \|\overrightarrow{M^*}\| \quad 6.29$$

$$\text{Sinon } \overrightarrow{M_r} = \overrightarrow{M^*} \cdot \left(\frac{\overrightarrow{M_r}}{\|\overrightarrow{M_r}\|} \right)$$

Modèle non linéaire de Hertz :

La configuration du modèle de Hertz implémenté dans PFC possède la même architecture que celle présentée dans le modèle linéaire. Il consiste en une formulation non linéaire basée sur une approximation de la théorie de Mindlin et al. (1953) [112]. Ce modèle peut être appliqué à la fois aux deux types de contacts particule-particule et particule-paroi. Cette formulation suppose une surface de contact de taille finie et petite par rapport aux rayons de courbure des particules qui sont en contact. La force de contact est résolue selon les composantes hertzienne et d'amortissement. L'indice 'h' sur les forces de contact représentent la non-linéarité de Hertz (Figure 6.9). Le modèle ne prend pas en compte une rotation au niveau du contact \rightarrow moment de contact $\vec{M}_c=0$.

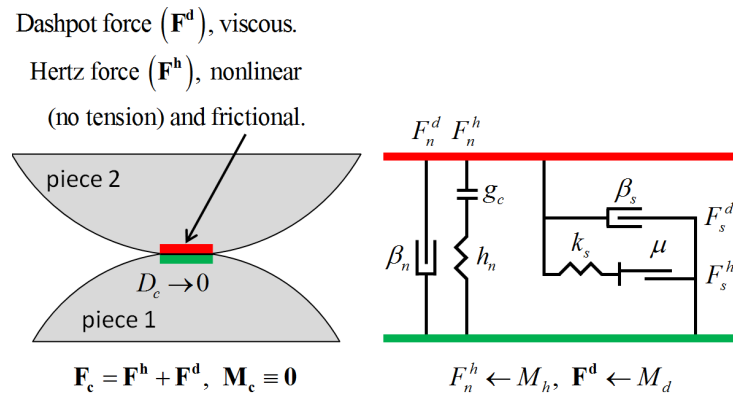


Figure 6.9 Comportement rhéologique du modèle non linéaire de Hertz (pas de cohésion) d'après Cundall (1979). [106]

Dans le modèle de Hertz, la rigidité normale est remplacée par un coefficient 'h_n', qui est défini comme suivant :

$$h_n = \frac{2 \cdot G \cdot \sqrt{2 \cdot \bar{R}}}{3 \cdot (1 - \nu)} \quad 6.30$$

Avec G, ν, et \bar{R} qui représentent respectivement le module effectif de cisaillement, le coefficient de poisson effectif et le rayon effectif de contact. Le calcul de G se fait sur la base des caractéristiques des deux éléments qui sont en contact. En faisant la moyenne entre les caractéristiques des matériaux constituant les corps en contact, la formule de G et de ν devient comme suivant :

$$\nu = \frac{4 \cdot G^* - E^*}{2 \cdot G^* - E^*} \quad 6.31$$

$$G = 2 \cdot G^* \cdot (2 - \nu)$$

Avec :

$$E^* = \left(\frac{1 - \nu^{(1)}}{2 \cdot G^{(1)}} + \frac{1 - \nu^{(2)}}{2 \cdot G^{(2)}} \right)^{-1}$$

$$G^* = \left(\frac{2 - \nu^{(1)}}{G^{(1)}} + \frac{2 - \nu^{(2)}}{G^{(2)}} \right)^{-1} \quad 6.32$$

Les données d'entrée du modèle ($G^{(i)}, \nu^{(i)}$) sont celles utilisées dans les équations 6.32. Les indices représentent les particules en contact. Ils nous servent pour calculer les modules intermédiaires moyennés E^* , G^* pour calculer la valeur finale des modules effectifs de contact (G, ν). Le module de cisaillement $G^{(i)}$ d'un matériau pourrait être représenté en fonction du module d'Young $E^{(i)}$ et $\nu^{(i)}$, sous la formule suivante :

$$G^{(i)} = \frac{E^{(i)}}{2 \cdot (1 + \nu^{(i)})} \quad 6.33$$

Il reste à définir le rayon effectif \bar{R} de contact pour calculer h_n dans l'équation 6.30 :

$$\frac{1}{\bar{R}} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{R^{(1)}} + \frac{1}{R^{(2)}} \right) \quad 6.34$$

Le rayon effectif de contact est calculé en fonction des rayons des particules en contact (particule⁽¹⁾-particule⁽²⁾). Quand le contact se passe entre une particule⁽¹⁾ et une paroi⁽²⁾, le rayon du dernier tend vers l'infini (∞). La force normale non-linéaire F_n^h est ainsi calculée comme suit :

$$F_n^h = -h_n |g_c|^{\alpha_h}, \text{ si } g_c < 0 \quad 6.35$$

$$\text{Sinon, } F_n^h = 0$$

La valeur par défaut de l'exposant α_h de Hertz est de 2/3. Ce coefficient pourrait être changée selon Hunt et al.(1975) [113].

Afin de mettre à jour la force non-linéaire de cisaillement F_s^h , il faut calculer la force normale F_n^h (Equation 6.35). Comme F_s^h est en fonction de la rigidité de cisaillement k_s , on la présente comme suit :

$$k_s = \frac{2 \cdot (1 - \nu)}{2 - \nu} \cdot \alpha_h \cdot h_n \cdot F_n^{h(\alpha_h - 1) / \alpha_h} \quad 6.36$$

Pour trouver F_s^h il faut calculer une force de cisaillement nommée préliminaire F_s^* :

$$\vec{F}_s^* = (\vec{F}_s^h)_0 - k_s \cdot \Delta \delta_s \quad 6.37$$

Avec $(\vec{F}_s^h)_0$ la force non-linéaire de cisaillement au début du pas de temps et $\Delta \delta_s$ l'incrément de déplacement relatif en cisaillement. La force de cisaillement liée au frottement de coulomb est comme suivant :

$$F_s^\mu = \mu \cdot F_n^h \quad 6.38$$

Ainsi \vec{F}_s^h s'exprime comme suit :

$$\begin{aligned} \vec{F}_s^h &= \vec{F}_s^*, \text{ Si } \|\vec{F}_s^*\| \leq F_s^\mu \\ \text{Sinon } \vec{F}_s^h &= F_s^\mu \cdot \left(\frac{\vec{F}_s^*}{\|\vec{F}_s^*\|} \right) \end{aligned} \quad 6.39$$

Si l'hypothèse de glissement (mentionnée précédemment) est vraie (slip state), le contact se fait par glissement.

Enfin, on calcule les forces liées à l'amortissement 'Dashpot force / viscous force' : Les forces normales et tangentielles d'amortissement s'expriment comme suivant :

$$\begin{aligned} \vec{F}_n^d &= (2 \cdot \beta_n \sqrt{m_c \cdot k_n}) \cdot \vec{\delta}_n \cdot |g_c|^{\alpha_d} \\ \vec{F}_s^d &= (2 \cdot \beta_s \sqrt{m_c \cdot k_s}) \cdot \vec{\delta}_s \cdot |g_c|^{\alpha_d} \end{aligned} \quad 6.40$$

La définition de m_c est comme celle présentée dans les équations 6.19 et 6.20. δ_s la vitesse tangentielle-relative de translation et k_s la rigidité de cisaillement au niveau du contact. Selon Ramirez et al.(1999) [114], $\alpha_d = \frac{\alpha_h - 1}{2}$ devrait être choisi pour obtenir un coefficient de restitution constant aux faibles vitesses d'impact.

6.3 Couplage hydromécanique

6.3.1. Principes

Pour prendre en compte la présence du fluide dans les fractures, il est important de coupler le modèle PFC avec un modèle d'écoulement fluide : dans PFC, il s'agit d'un script Python (développé par Itasca [106]) qui modélise un écoulement visqueux dans le milieu poreux étudié.

Le script utilise la librairie 'FIPY' de Python [104] qui est un solveur d'équations différentielles partielles (EDP) basé sur une approche standard de la méthode des volumes finis (FVM).

Cette librairie est conçue pour résoudre une série d'équations différentielle partielle de la forme suivante :

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}}_{\text{Transient}} - \underbrace{[\nabla \cdot (T_i \nabla)]^n \phi}_{\text{Diffusion}} - \underbrace{\nabla \cdot (u\phi)}_{\text{Convection}} - \underbrace{S_\phi}_{\text{Autre source}} = 0 \quad 6.41$$

Avec ϕ la variable de l'équation, ρ une constante, T_i la diffusivité, u le champ de vitesses et S_ϕ représente n'importe quelle autre source qui provoque un changement de la variable ϕ dans l'espace.

La méthode des volumes finis consiste à diviser le domaine de solution en volumes discrets sur lesquels les variables d'état sont approximées par des interpolations linéaires ou d'ordre supérieur. Les dérivées de chaque terme de l'équation sont déduites de ces interpolations. Ainsi pour résoudre l'équation 6.41, des intégrales sont effectuées sur un volume fini V avec une surface S comme limite de l'élément. La résolution se fait selon l'équation suivante :

$$\int_V \tau \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dV - \int_S \tau T_n (n \cdot \nabla \dots) dS - \int_S \tau (n \cdot u) \phi dS - \int_V \tau S_\phi dV = 0 \quad 6.42$$

Avec τ une fonction de 'test' qui dépend des caractéristiques géométriques de l'élément de volume V et du schéma de discrétisation utilisé.

Dans la suite, on s'intéresse à l'équation de diffusion (section 6.3.3.1) issue de la loi de Darcy afin de la résoudre et de trouver le champ de vitesses de fluide dans la fracture. Ce processus est couplé avec le module CFD de PFC en superposant le maillage CFD et la discrétisation en particules. Le but est de prendre

en compte la présence du fluide (c.à.d., la vitesse du fluide dans les cellules) qui va nous servir pour appliquer les forces de trainées sur les particules dans la fracture. Il s'agit d'un couplage bidirectionnel où le module PFC met à jour la porosité et la perméabilité dans chaque cellule afin de recalculer la vitesse et actualiser la force de trainée au niveau des cellules fluides. La Figure 6.10 montre un exemple d'une fracture remplie avec une couche de proppant et maillée en utilisant Fipy avec le couplage PFC-CFD ; elle montre le champ de vitesse du fluide. La formulation théorique utilisée dans le module CFD (l'interaction fluide particules) et dans les modèles de couplage est présentée dans les sections 6.3.2 et 6.3.3.

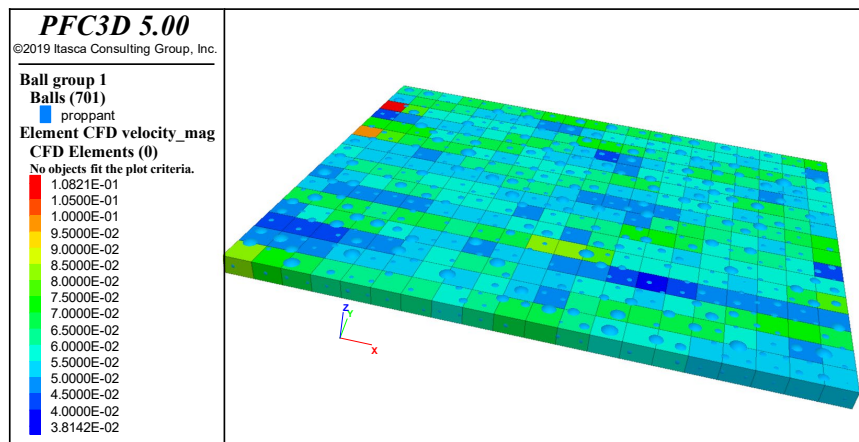


Figure 6.10 Exemple du maillage généré par le script d'une fracture remplie avec une couche de proppant pour trouver la vitesse du fluide dans les cellules CFD.

6.3.2. Passage CFD → DEM

PFC3D ne contient pas un solveur CFD, c'est pour cela on a fait appel à une routine Python comme expliqué auparavant pour résoudre l'équation de perméation du fluide. La résolution de cette équation est faite sur un ensemble d'éléments qui ont une taille plus grande que celle des particules. La force agissant sur les particules en raison de la présence du fluide est ensuite attribuée localement à chaque particule qui fait partie de cet élément 'fluide'.

La force appliquée par le fluide sur les particules intervient dans l'équation du mouvement mentionnée dans la section 6.2.3.2 (Equation 6.1). Ainsi on distingue deux forces globales pour chaque particule contenue dans une cellule CFD : \vec{f}_{mech} la résultante des forces sur la particule (forces de contact ' \vec{F}_c ' et forces extérieures appliquées hors fluide ' \vec{F}_{ext} ') et \vec{f}_{fluid} la force totale appliquée par le fluide.

$$\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} = \frac{\vec{f}_{mech} + \vec{f}_{fluid}}{m} + \vec{g}$$

6.43

$$\frac{\partial \vec{w}}{\partial t} = \frac{\vec{M}}{I}$$

Avec \vec{u} le vecteur vitesse de la particule, m la masse de la particule, \vec{g} vecteur d'accélération engendré par la gravité, \vec{w} vitesse angulaire de la particule, \vec{M} le moment appliqué sur la particule et I l'inertie de la particule.

La force du fluide appliquée sur une particule dépend énormément de la porosité de la cellule qu'elle occupe. Ainsi \vec{f}_{fluid} se décompose en trois types de force : la force de trainée (\vec{f}_{drag} , Drag force), la force induit par le gradient de pression ($\vec{f}_{\nabla p}$) et la force hydrostatique (\vec{f}_b) :

$$\vec{f}_{fluid} = \vec{f}_{drag} + \vec{f}_{\nabla p} + \vec{f}_b$$

6.44

-La force de trainée \vec{f}_{drag} s'écrit :

$$\vec{f}_{drag} = \vec{f}_0 \epsilon^{-X}$$

6.45

$$\text{avec : } \vec{f}_0 = \frac{1}{2} Cd \rho_f \pi r^2 |\vec{u} - \vec{v}|(\vec{u} - \vec{v})$$

6.46

\vec{f}_0 est la force de traînée d'une seule particule, ϵ est la porosité de l'élément fluide dans lequel la particule réside, Cd coefficient de trainée, ρ_f la masse volumique du fluide, r le rayon de la particule et \vec{v} le vecteur vitesse du fluide. La force de trainée \vec{f}_{drag} est représentée par la somme des forces (résultante) de réaction des particules sur le fluide. Elle est en fonction de la vitesse relative (fluide-particule) et de la porosité ϵ de la cellule CFD. Le terme ϵ^{-X} est un facteur empirique qui tient compte de la porosité locale, donc de la présence des autres particules qui partagent la même cellule CFD. Il rend la méthode applicable aux systèmes à haute et basse porosité et pour une large gamme de nombres de Reynolds [115], [116] .

Le nombre de Reynolds des 'particules' est calculé :

$$Re_p = \frac{2 \cdot \rho_f \cdot r \cdot |u - v|}{\mu} \quad 6.47$$

Avec μ la viscosité dynamique du fluide. On peut alors calculer le coefficient de traînée et le coefficient X :

$$C_d = 0.63 + \frac{4.8}{\sqrt{Re_p}} \quad 6.48$$

$$X = 3.7 - 0.65 e^{(-\frac{(1.5 - \log_{10} Re_p)}{2})} \quad 6.49$$

-La force induite par le gradient de pression pourrait s'écrire sous la forme suivante :

$$\vec{f}_{\nabla p} = v_i \cdot \nabla p \quad 6.50$$

Avec v_i le volume immergé de la particule et ∇p le gradient de pression. Etant donné qu'on est sur un milieu saturé, le volume immergé v_i est égale à $\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot r^3$.

-La force hydrostatique \vec{f}_b (terme de la flottabilité, 'Buoyancy') des particules pourrait être ajoutée à la résultante des forces du fluide \vec{f}_{fluid} . \vec{f}_b s'écrit comme suivant :

$$\vec{f}_b = -\rho_f \cdot v_i \cdot \vec{g} \quad 6.51$$

Avec v_i le volume immergé de la particule dans le fluide.

En résumé, \vec{f}_{fluid} s'écrit comme suit :

$$\vec{f}_{fluid} = \vec{f}_{drag} + \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot r^3 \cdot (\nabla p - \rho_f \cdot \vec{g}) \quad 6.52$$

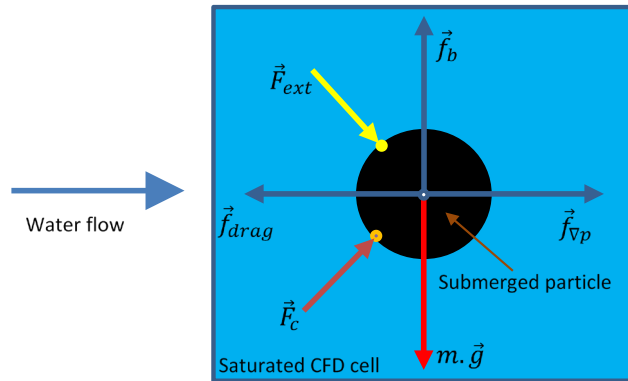


Figure 6.11 Schématisation d'une particule isolée avec le bilan des actions.

N.B. :

Afin de ne pas avoir une confusion sur les indices des forces, nous revenons à l'équation du mouvement (Equation 6.1) où \vec{F}_a représente toutes les forces appliquées sur la particule (hors les forces de contact \vec{F}_c et la force $m \cdot \vec{g}$) :

$$\vec{F}_a = \vec{f}_{fluid} + \vec{F}_{ext} = \vec{f}_b + \vec{f}_{drag} + \vec{f}_{vp} + \vec{F}_{ext} \quad 6.53$$

6.3.3. Modèle fluide et passage DEM/CFD

Commençons par présenter le modèle développé par Itasca [106]. Le modèle utilise l'approche de Kozeny-Carman pour estimer la perméabilité. Dans la deuxième partie, on montrera le modèle de perméabilité conçu pour estimer la perméabilité 'effective' qui est liée principalement à la vitesse relative entre le fluide et les particules.

6.3.3.1. Couplage à l'aide du modèle de Kozeny-Carman

Nous commençons par établir l'équation de conservation de l'écoulement. Comme le fluide utilisé est de l'eau, on néglige sa compressibilité, ce qui pourrait nous conduire à l'équation de conservation :

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{v} = 0 \quad 6.54$$

Avec $(\vec{\nabla} \cdot)$ qui représente l'opérateur de divergence pour un champs scalaire des vitesses du fluide dans les cellules CFD.

L'écoulement à l'échelle macroscopique dans un milieu poreux(saturé) est décrit par la loi de Darcy (1856) (expliqué dans la section 3.3.2) : (Loi de comportement)

$$\vec{v} = -\frac{K}{\mu} \vec{\nabla} p \quad 6.55$$

Avec \vec{v} qui représente le champ de vitesse du fluide (Figure 6.10), K la matrice de permeabilité de la fracture maillée, μ la viscosité dynamique du fluide injecté et $\vec{\nabla} p$ le gradient de pression. En faisant la divergence des deux termes de l'équation 6.55, l'équation d'un écoulement incompressible dans un milieu poreux suivant un régime permanent se présente comme suit :

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{v} = \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{K}{\mu} \vec{\nabla} p \right) \quad 6.56$$

En combinant les équations 6.56 et 6.54, on peut retrouver l'équation suivante :

$$\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{K}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = 0 \quad 6.57$$

Cette équation est appelée aussi 'l'équation de Poisson'. Pour résoudre cette équation, on a besoin de deux conditions aux limites :

- La première est celle de Neumann où on vient imposer une condition de gradient de pression $(\vec{\nabla} p)_{in}$ à l'entrée de la fracture (pour $x=0$, Entrée) dans la direction \vec{n} qui représente le vecteur normal des faces dans les cellules :

$$(\vec{\nabla} p)_{in} = -\vec{v}_{in} \cdot \frac{K}{\mu} \quad 6.58$$

Avec \vec{v}_{in} la vitesse du fluide à l'entrée qui peut être calculée en connaissant le débit d'injection 'Q' et la surface de la section d'entrée 'S'. L'indice 'in' représente l'entrée de la fracture (c.à.d., inlet).

- La deuxième condition est celle de Dirichlet où on vient imposer une valeur scalaire de la pression sur la surface de la section à la sortie de la fracture :

$$P_{out} = 0 \quad 6.59$$

P_{out} représente la pression relative à la sortie de la fracture ($P_{out(absolute)}=1atm$).

L'équation 6.57 peut être résolue très rapidement avec une méthode implicite pour obtenir le champ de pression du fluide. Afin de trouver la vitesse du fluide, il nous reste à trouver la porosité ϵ et la perméabilité locale dans chaque cellule CFD. La grille CFD est utilisée pour déterminer une porosité en calculant le volume des particules PFC dans chaque cellule et en le comparant au volume de celle-ci. La perméabilité est calculée en utilisant la relation de Kozeny-Carman qui relie la perméabilité locale à la porosité ϵ de la cellule CFD et le diamètre ' d_p ' des particules (expliquée dans la section 3.4.3) :

$$K(\epsilon) = \frac{1}{180} \cdot \frac{\epsilon^3}{(1 - \epsilon)^2} \cdot d_p^2 \quad 6.60$$

Une fois la pression et la perméabilité dans chaque cellule sont déterminés, la vitesse du fluide pourrait être dérivée de l'équation 6.55. Le module CFD détermine alors la force d'interaction fluide-particule sur chaque particule. La porosité et la drag force sont actualisés chaque 20 cycles de calcul, dans le but d'avoir des résultats précis.

Le modèle de Kozeny-Carman est une approche admissible pour déterminer la perméabilité intrinsèque d'une fracture en état statique. Etant donné que c'est en fonction de la porosité, même si les particules bougent en restant dans le domaine de la fracture, la porosité globale ne change pas, ce qui induit une perméabilité constante de la fracture. Or, si les particules bougent à l'intérieur d'une cellule, on peut considérer que la perméabilité moyenne de la cellule augmente. Pendant la sollicitation dynamique, les particules se mettent à se déplacer, et nous serons dans ce cas de figure. Et avec le modèle de Kozeny-Carman la perméabilité locale sera systématiquement sous-estimée. D'où l'importance de concevoir un nouveau modèle de perméabilité qui sera capable de détecter une hausse de perméabilité dès que les particules commencent à bouger à l'intérieur d'une cellule CFD.

Dans ce qui suit, nous présentons le nouveau modèle de perméabilité basé sur les lois de Darcy et de Poiseuille.

6.3.3.2. Modèle de perméabilité conçu 'Darcy-Poiseuille'

Ce modèle est basé sur les principes suivants :

- La perméabilité dans une cellule dépend de la vitesse relative ($\vec{u} - \vec{v}$) des particules et donc de la force d'interaction fluide-particule (équation 6.46) (avec \vec{u} la vitesse de la particule et \vec{v} la vitesse du fluide dans la cellule CFD).
- Si la vitesse des particules diminue, cela veut dire que la perméabilité diminue. ($\vec{u} \rightarrow 0$, $K \downarrow$)
- Si les particules se déplacent, ça veut dire que la perméabilité augmente avec l'augmentation de la vitesse des particules. ($\vec{u} \rightarrow \vec{v}$, $K \uparrow$)

On isole une cellule CFD contenant des particules (Figure 6.12) dans laquelle on vient imposer un écoulement d'un fluide possédant une viscosité μ , avec un gradient de pression ΔP ($P_1 - P_2$). La surface de la section d'écoulement est représentée par S ($dy \cdot dz$). Le sens d'écoulement est suivant l'axe des x sur un incrément de longueur dx .

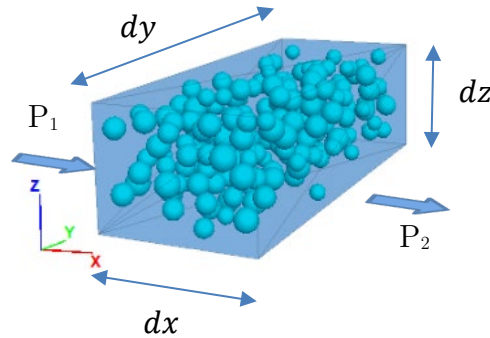


Figure 6.12 Schématisation d'une cellule CFD (fluide) contenant des particules. Avec dx , dy et dz les dimensions géométrique, P_1 la pression d'entrée et P_2 la pression de sortie.

L'équilibre donne :

$$\underbrace{(P_1 - P_2) \times S}_{1^{er} \text{ terme}} = \underbrace{(\Delta P \text{ Poiseuille}) \times V}_{2^{eme} \text{ terme}} + \underbrace{\sum F_{particules/fluide}}_{3^{eme} \text{ terme}} \quad 6.61$$

Le 1^{er} terme représente la force globale apportée par le gradient de pression macroscopique sur le système complet (Fracture+proppant). Le 2^{ème} terme représente la force apportée sur le système par l'écoulement de Poiseuille en absence des particules ($V=S \cdot dx$, représente le volume de la cellule). Le 3^{ème} terme représente les forces apportées par les particules pour contrer l'écoulement de Poiseuille.

On rappelle l'équation de Poiseuille qui relie la vitesse v en fonction du gradient de pression ΔP (Expliqué dans la section 3.3.1) :

$$\vec{v} = \frac{h^2}{12\mu} \overrightarrow{\text{grad}} P_{\text{Poiseuille}} \quad 6.62$$

Avec 'h' qui représente l'ouverture de la fracture. (Ici, $h=dz$)

Par analogie entre la loi de Darcy et la loi de Poiseuille, on peut déduire de l'équation 6.62 la formule de la perméabilité intrinsèque de Poiseuille qui est sous la forme suivante :

$$k_p = \frac{h^2}{12} \quad 6.63$$

On rappelle l'équation de Darcy qui est sous la forme différentielle suivante :

$$\vec{v} = -\frac{K}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}} P_{\text{darcy}} \quad 6.64$$

L'équation 6.61 peut donc s'écrire :

$$\overrightarrow{\text{grad}} P_{\text{darcy}} \cdot dx \cdot S = \sum \vec{F}_{\text{Drag}} + \overrightarrow{\text{grad}} P_{\text{Poiseuille}} \cdot dx \cdot S \quad 6.65$$

$\sum \vec{F}_{\text{Drag}}$ est la résultante de toutes les forces de trainée appliquées sur toutes les particules. Comme expliqué dans la section 6.3.2, cette résultante dépend de la porosité de la cellule CFD et de la vitesse relative des particules.

A partir des équations 6.62, 6.63 et 6.64, on peut remplacer les formules des gradients de pression (Darcy et Poiseuille) dans l'équation 6.65 du flux :

$$\frac{\vec{v} \cdot \mu}{K} \cdot dx \cdot S = \sum \vec{F}_{\text{Drag}} + \frac{\vec{v} \cdot \mu}{k_p} \cdot dx \cdot S \quad 6.66$$

La forme finale de l'équation de la perméabilité effective k_{eff} sera :

$$\frac{1}{K_{\text{eff}}} = \frac{\|\sum \vec{F}_{\text{Drag}}\|}{\|\vec{v}\| \cdot \mu \cdot V} + \frac{1}{k_p} \quad 6.67$$

Ainsi la perméabilité effective K_{eff} dépend principalement de la résultante des forces de trainée (Présence des particules) et de la vitesse du fluide et de la perméabilité de Poiseuille (Absence des particules). Contrairement au modèle de Kozeny-Carman, qui n'est dicté que par la porosité et le diamètre hydraulique du milieu, ce modèle prend en compte le déplacement possibles des particules dû aux forces de trainée.

Pour vérifier les principes du modèle cités au début, on peut tirer de l'équation 6.67 les cas particuliers suivants :

-Si la vitesse moyenne des particules dans une maille est proche de la vitesse du fluide : ($\vec{u} \approx \vec{v}$)

$$K_{eff} = k_p \quad 6.68$$

-Si la vitesse moyenne des particules dans une maille est égale à 0 ($\vec{u} = 0$) : $\|\sum \vec{F}_{Drag}\| \uparrow, K_{eff} \downarrow$.

6.4 Modèle de fracture proppée

6.4.1. Géométrie et maillage de la fracture

La fracture générée dans PFC a une forme rectangulaire de dimensions largeur=8mm et Longueur=10mm (Figure 6.10). L'ouverture de la fracture dépend de la densité de distribution du proppant (Une demi-couche, une couche et deux couches). Le tableau ci-dessous montre les ouvertures moyennes des fractures simulées en les comparant avec celles mesurée pendant les essais expérimentaux.

Densité du proppant	Ouverture moyenne de la fracture e_1 (mm)	
	Expérimentale	Simulation
0.5 couche 40/70	0.28	0.29
2 couches 4070	0.58	0.56
2 couches 30/50	0.90	0.83

Tableau 6.1 Comparaison des ouvertures moyennes (Simulation vs expérimentale) de la fracture après l'atteinte de la contrainte statique de référence (20MPa)

Le maillage généré par python dans la fracture, par exemple pour deux couches de proppant, comporte une grille de 32 cellules sur la longueur et 16 cellules sur la largeur. Les dimensions des cellules sont les suivantes : $dx=0.31\text{mm}$, $dy=0.5\text{mm}$ et $dz= e_1$ (Ouverture de la fracture).

6.4.2. Etapes de simulation

La méthodologie de simulation des fractures suit la même procédure expérimentale que celle appliquée pendant les déroulements des essais de colmatage-décolmatage. Après la création des parois de la fracture, le proppant est généré en respectant la granulométrie du proppant utilisée dans nos expérimentations. La Figure 6.13 montre que la granulométrie générée dans PFC, suit parfaitement celle du proppant utilisé dans les essais expérimentaux.

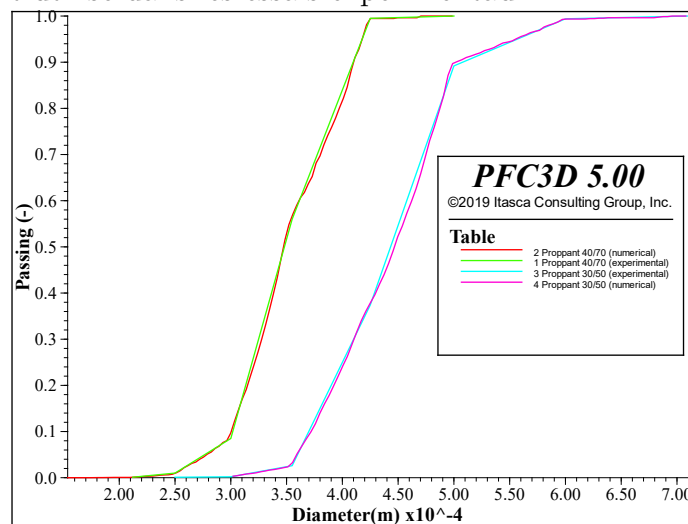


Figure 6.13 Comparaison entre la granulométrie générée dans PFC et la granulométrie du fabricant, appelée 'expérimentale', pour les deux types de proppant : 40/70 et 30/50

Les particules de proppant sont ensuite générées sous gravité, selon la densité de distribution souhaitée. L'équilibre des particules est atteint lorsque le rapport de la norme de tous les forces de contact sur la somme de toutes les forces agissantes sur la particule est inférieur à 1.10^{-8} . Avec ce ratio, la vitesse des particules tend vers 10^{-20} m/s.

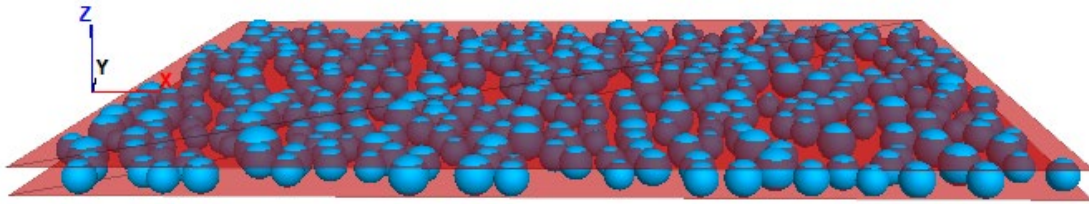


Figure 6.14 Fracture remplie avec demie couche de proppant 40/70 chargée avec une contrainte verticale de 20MPa.

Dès que l'équilibre est atteint, un chargement statique est appliqué en utilisant une fonctionnalité appelée 'wall-servo' qui permet de contrôler la vitesse de translation de la paroi supérieure de la fracture. La contrainte atteinte est de 20MPa, simulant ainsi la contrainte géologique. La Figure 6.14 montre une fracture sollicitée et contenant une demi-couche de proppant.

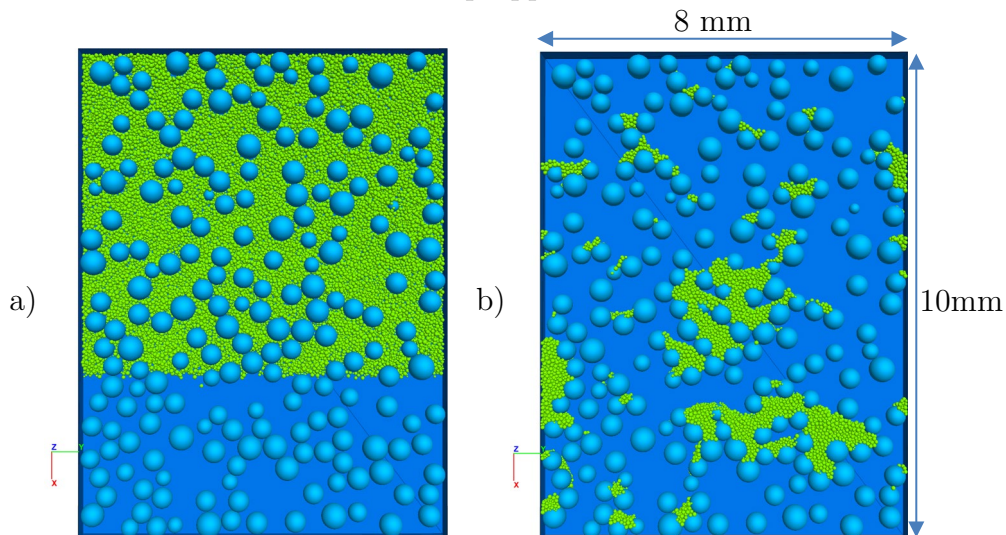


Figure 6.15 Vue de dessus d'une fracture avec une demie couche de proppant (en bleu) colmatée avec des fines (en vert) : a) Dépôt des fines jusqu'à arriver à l'équilibre ; b) Couplage hydromécanique pour bloquer les fines et former les agrégats de fines.

Les fines sont ensuite générées pour simuler le colmatage de la fracture en suivant la même procédure appliquée sur les particules de proppant. La Figure 6.15a montre les fines, en vert, qui sont générées sur les deux tiers de la longueur totale de la fracture (une demi-couche de proppant (en couleur bleu)). Dès que l'équilibre est atteint, la fracture subit un gradient de pression fluide qui a pour objet de pousser les fines en les bloquant sous forme d'agrégats (Figure 6.15b).

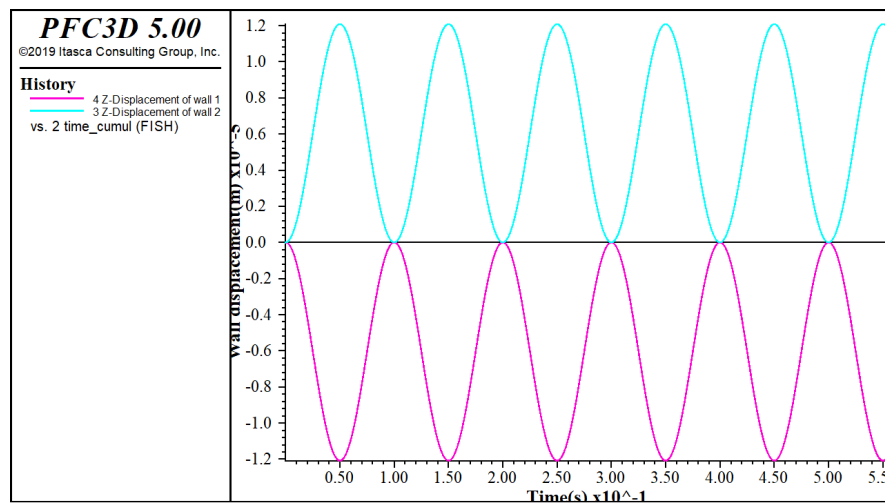


Figure 6.16 Simulation du chargement dynamique avec la variation de l'ouverture de la fracture.

Une fois les agrégats formés (Figure 6.15b), on impose un chargement dynamique qui apparaît dans la Figure 6.16. Le signal dynamique est une fonction sinusoïdale appliquée sur le déplacement des parois inférieures et supérieures de la fracture, en oscillant en différence de phase. La variation de la perméabilité moyenne ou de la pression est explorée pour voir l'effet des sollicitations dynamiques sur la perméabilité de la fracture.

Dans la suite, nous présentons des séries de comparaisons en termes de perméabilités, entre la simulation et les mesures expérimentales. Trois cas seront présentés pour le processus de décolmatage suite à l'application du chargement dynamique.

6.5 Résultats

6.5.1. Mesures expérimentales vs simulations

Les mesures expérimentales de la perméabilité pour différentes fractures colmatées sont reportées dans la Figure 6.17, en fonction du pourcentage de colmatage. Ces mesures sont comparées avec les valeurs calculées numériquement par le modèle numérique selon l'approche de Kozeny-Carman et le modèle de Darcy-Poiseuille. Cette comparaison a été effectuée sur plusieurs séries de mesures dans des fractures remplies avec deux couches de proppant (40/70, 30/50) en variant le pourcentage de colmatage. Dans ce cas les mouvements de particules, qui font la différence entre les deux modèles, sont faibles. La Figure 6.17 montre que les valeurs moyennes des perméabilités estimées par les deux modèles numériques sont du même ordre de grandeur que celles mesurées lors des essais expérimentaux.

Nous pouvons dire que le modèle amélioré de Darcy-Poiseuille est assez efficace pour estimer la perméabilité surtout dans les fractures bien colmatées. On voit bien que la tendance de ce dernier s'approche des perméabilités mesurées et estimées par Kozeny-Carman, avec l'augmentation du taux de colmatage.

Il est à noter que vu la souplesse du matériau utilisé dans la fracture (polycarbonate), l'embedment affecte énormément l'ouverture de la fracture après chargement statique. Il représente quasiment le tiers (voire plus) de l'ouverture initiale de la fracture (e_0). L'approche Kozeny-Carman ne prend pas en compte cet aspect. De ce fait, le choix du diamètre hydraulique (d_p) dans la formule de Kozeny-Carman dépend de la réduction du diamètre des drains entre les particules de proppant. D'après la Figure 5.9 qui illustre le phénomène de l'embedment des particules de proppant, le diamètre hydraulique vaut $D_{\text{eff}}/4$ (qui remplace d_p dans l'équation de Kozeny-Carman).

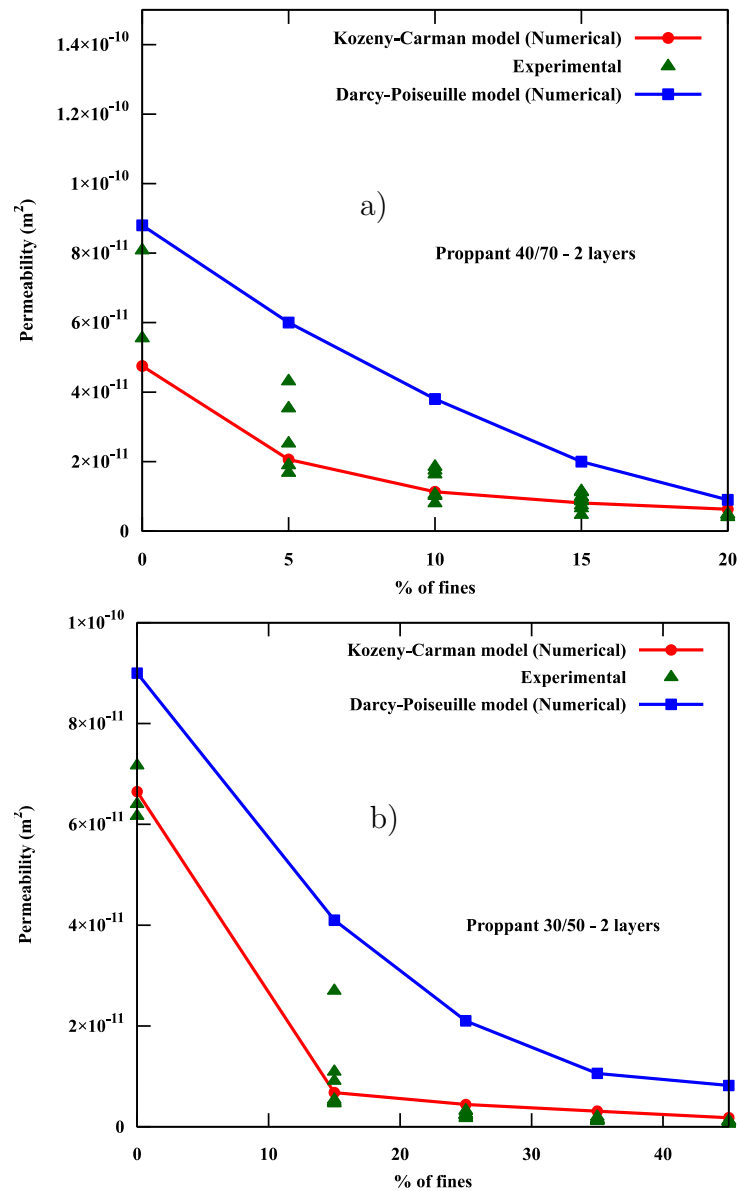


Figure 6.17 Comparaison entre la perméabilité mesurée (Expérimentale) et celles estimée avec Kozeny-Carman (Numerical), en fonction du taux des fines de colmatage : a) Fracture avec 2 couches de proppant 40/70 ; b) Fracture avec 2 couches de proppant 30/50.

6.5.2. Simulation du processus de décolmatage

Trois cas sont présentés dans cette partie où des fractures avec différentes densités de distribution de proppant sont simulées. Elles sont colmatées avec 15% de particules fines. Il est à noter que la perméabilité est calculée en utilisant la loi de Darcy pour un écoulement avec un fluide compressible (Equation 3.19, section 3.4.1.2). Il s'agit donc de la perméabilité équivalente moyenne. Les pressions

d'entrée et de sortie sont issues du couplage hydromécanique du modèle numérique conçu Darcy-Poiseuille où une perméabilité effective 'locale' est calculée pour résoudre l'équation de poisson qui a comme inconnu le champ de pression dans la fracture.

6.5.2.1. Cas d'une demi-couche de proppant

Une fracture remplie avec une demi-couche de proppant 40/70 (densité de distribution : 246g/m^3) a été simulée dans cette partie. Suite à un dépôt de 15% de fines, la fracture a subi une simple injection pour bloquer les fines entre les grains de proppant et former les agrégats présentés sous forme de cluster (Figure 6.18a). La Figure 6.19 montre le champ de gradient de pression dans la fracture avant et après l'application de la sollicitation dynamique. On voit clairement l'importance du gradient de pression au niveau des agrégats de fines (rouge, orange) qui vont contrer l'écoulement pour diminuer la perméabilité de fracture. La perméabilité moyenne de la fracture colmatée était de l'ordre de $6.84 \times 10^{-11} \text{ m}^2$.

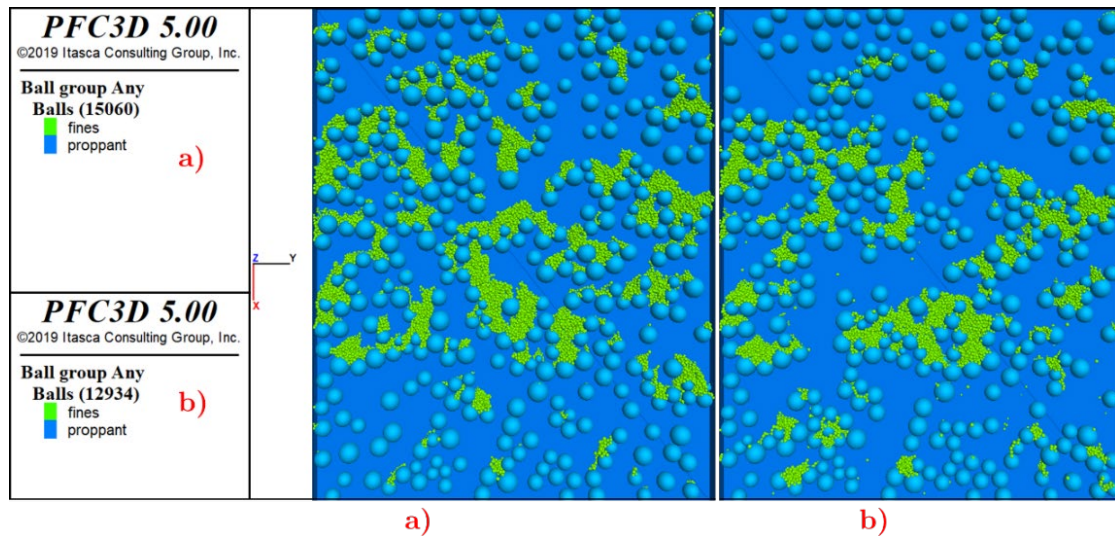


Figure 6.18 Fracture avec une demi-couche de proppant colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique.

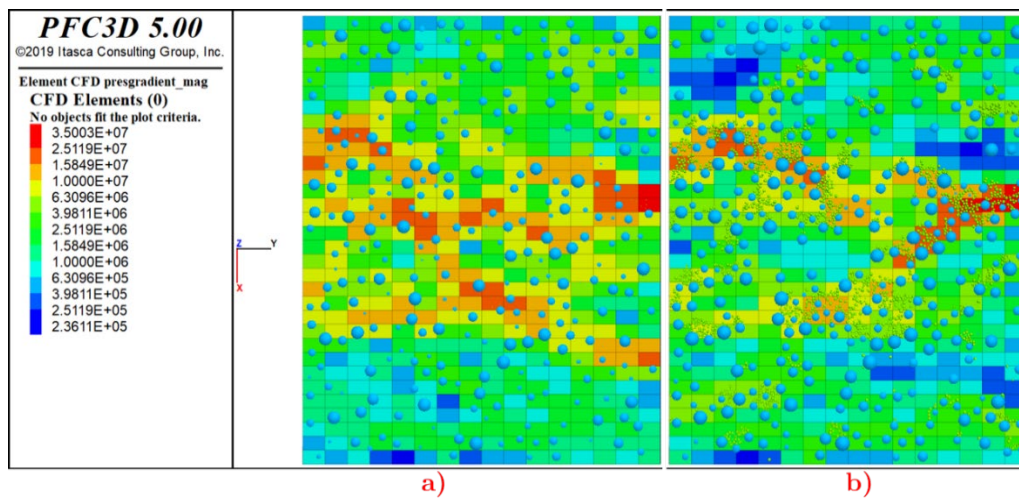


Figure 6.19 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée

Perméabilité(m ²)	Fracture propre	Fracture colmatée	Fracture stimulée
Expérimentale	1.39×10^{-10}	4.88×10^{-11}	6.61×10^{-11}
Simulation	4.8×10^{-10}	6.84×10^{-11}	1.17×10^{-10}

Tableau 6.2 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec une demie couche de proppant 40/70 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)

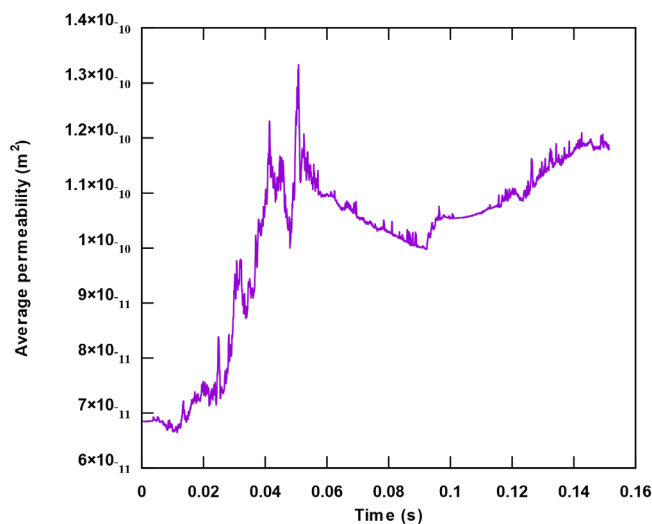


Figure 6.20 Evolution de la perméabilité moyenne dans la fracture colmatée suite à un chargement dynamique.

La fracture est ainsi sollicitée par un chargement dynamique (compression simple) avec un signal sinusoïdal d'amplitude +/-5.4MPa et de fréquence 10Hz comme dans les essais expérimentaux. Les résultats montrent une déstabilisation des agrégats de fines (Figure 6.18b) suivi par un déplacement important de fines. La Figure 6.20 montre l'augmentation de la perméabilité moyenne pendant la stimulation jusqu'à arriver à $1.17 \times 10^{-10} \text{m}^2$. Cette amélioration est bien confirmée par la diminution des gradients de pression après la stimulation (Figure 6.19b). Si on analyse l'évolution de la perméabilité, on constate une augmentation brusque de la perméabilité. Elle est liée à la mobilisation des particules de proppant qui, en bougeant, vont libérer à leur tour les particules fines.

Le taux de récupération de la perméabilité initiale (12%) s'approche de celui constaté dans l'essai 1 (20%) présentée dans la Figure 5.5. Le Tableau 6.2 montre une comparaison des valeurs de la perméabilité entre l'essai expérimental et le modèle numérique. Les valeurs de la perméabilité restent quasiment dans le même ordre de grandeur.

Le fait de libérer des fines ne garantit pas un décolmatage total de la fracture. Elles pourraient s'y accumuler plus loin, en formant des agrégats plus volumineux. Cet aspect est bien clair sur la Figure 6.18b et la Figure 6.19b. Elles engendrent à nouveau une baisse remarquable de la perméabilité (Figure 6.20, la plage entre 0.05s et 0.1s). Etant donné que l'ouverture de la fracture vaut le diamètre moyen du proppant, ces accumulations de fines sont liés probablement à des particules de proppant qui sont quasi fixes (résistent par frottement de coulomb).

6.5.2.2. Cas de deux couches de proppant 30/50

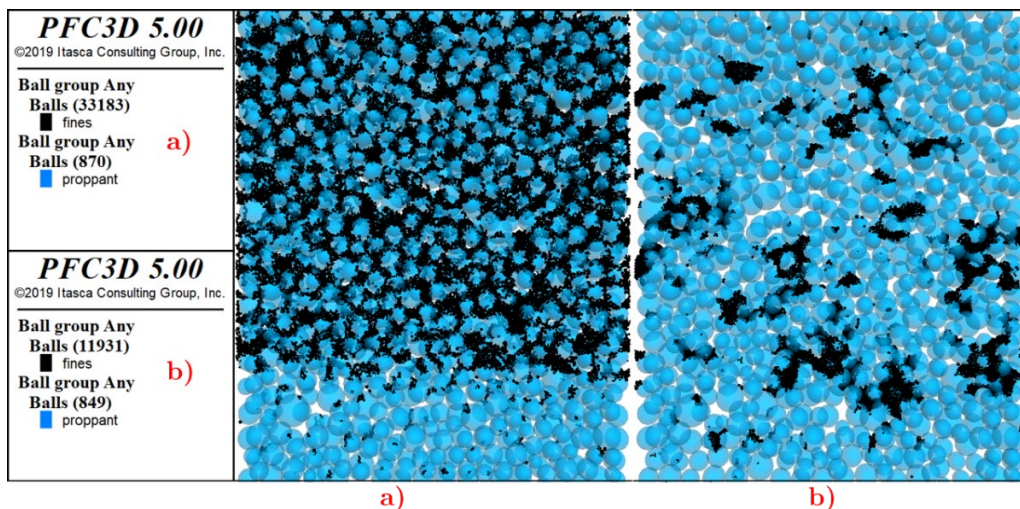


Figure 6.21 Fracture avec deux couches de proppant (30/50) colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique.

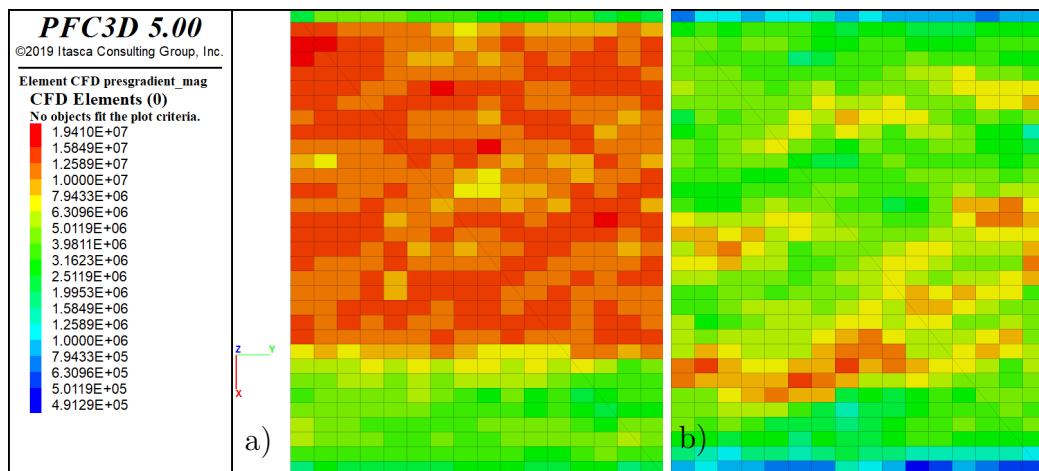


Figure 6.22 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée

Dans cette partie, on a augmenté la densité de distribution (622g/m^2) du proppant en remplissant une fracture avec 2 couches de proppant 30/50. La fracture est alors colmatée avec 15% de fines. Les agrégats de fines se présentent clairement sur la Figure 6.21a en couleur noire. La perméabilité moyenne de la fracture colmatée est de $6 \times 10^{-11} \text{ m}^2$. Une augmentation de la perméabilité est constatée après l'application d'un chargement dynamique (Sinusoidale, $f=10\text{Hz}$, $A=5.4\text{MPa}$). La Figure 6.23 montre l'évolution de la perméabilité en fonction du temps pendant l'application du chargement dynamique. La tendance d'augmentation de la perméabilité suit bien le signal dynamique jusqu'à arriver $1.3 \times 10^{-10} \text{ m}^2$. La perte de 64% de fines est clairement notifiée sur la Figure 6.21b.

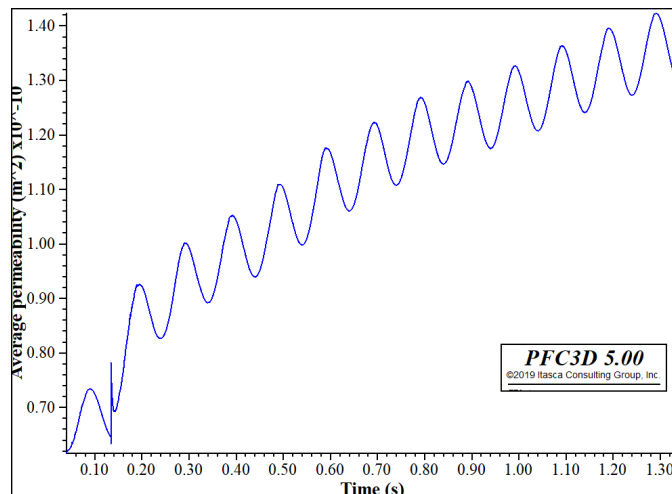


Figure 6.23 Evolution de la perméabilité moyenne pour la fracture montrée dans la Figure 6.21a.

Cette perte de fines est confirmée par la baisse des gradients de pression dans la fracture en comparant les deux cartographies dans la Figure 6.22. La couleur rouge (gradient important) est presque disparue après l'application du chargement dynamique. (Figure 6.22b)

Perméabilité (m ²)	Fracture propre	Fracture colmatée	Fracture stimulée
Expérimentale	7.17×10^{-11}	2.64×10^{-11}	6.17×10^{-11}
Simulation	1.45×10^{-10}	6×10^{-11}	1.3×10^{-10}

Tableau 6.3 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 30/50 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)

Le taux de récupération ici est de 82%. Il est très proche que celui mentionné (100%) dans l'essai effectué avec la même fracture où on a constaté un nettoyage quasi complet (Section 5.3.2). Le Tableau 6.3 montre une comparaison des valeurs de la perméabilité entre les essais et la simulation. On peut dire que dans les fractures propres et colmatées, les perméabilités restent assez proches et dans le même ordre de grandeur. La différence persiste pour les fractures stimulées.

Concernant l'augmentation de la perméabilité (Figure 6.23), on ne constate pas la tendance que celle discutée dans l'essai précédent. Il n'y a pas de pic. C'est probablement lié à la porosité qui est plus faible. Ici les particules de proppant sont moins libres ; plus la porosité est importante, plus les particules de proppant pourraient déclencher un mouvement brusque des agrégats de fines.

6.5.2.3. Cas de deux couches de proppant 40/70

Dans cette partie on effectue la même procédure de simulation que celle de la précédent. On a juste changé la granulométrie du proppant (40/70) avec une densité de distribution 374 g/m². Les résultats montrent bien que le décolmatage a pu avoir place suite à l'application du chargement dynamique. On constate la formation d'un grand cluster de fine (encadré en rouge sur la Figure 6.26b), ce qui signifie que pendant le décolmatage les fines libérées peuvent colmater des endroits plus loin de la fracture. Le gradient de pression est très important (en rouge sur Figure 6.26b).

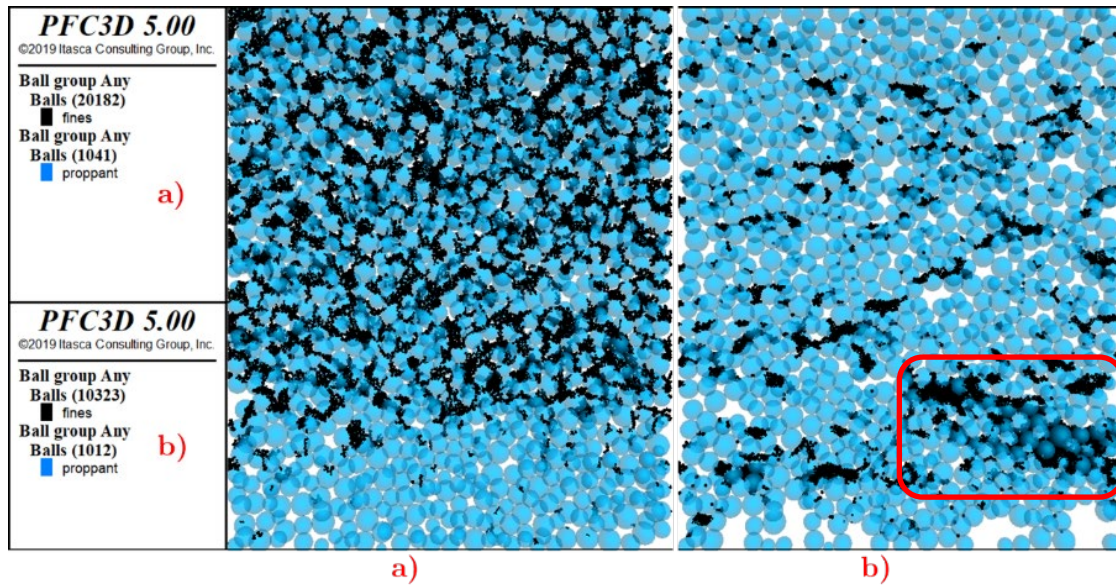


Figure 6.24 Fracture avec deux couches de proppant (40/70) colmatée avec 15% de fines : a) Blocage de la fracture (formation des agrégats de fines) ; b) Statut de la fracture après sollicitation dynamique.

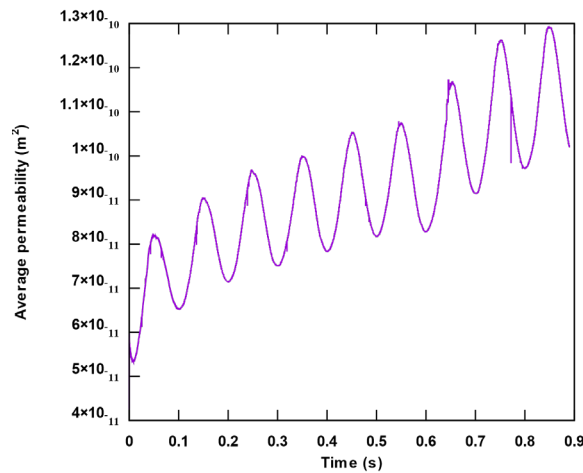


Figure 6.25 Evolution de la perméabilité apparente pour la fracture montrée dans la Figure 6.24a.

Perméabilité (m ²)	Fracture propre	Fracture colmatée	Fracture stimulée
Expérimentale	4.86×10^{-11}	1.08×10^{-11}	3.4×10^{-11}
Simulation	5.5×10^{-11}	1.2×10^{-11}	1.01×10^{-10}

Tableau 6.4 Comparaison des valeurs de la perméabilité (Expérimentale vs modèle numérique) d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 40/70 et colmatée avec 15% de fines. (Signal dynamique sinusoïdal : F=10Hz, 5.4MPa)

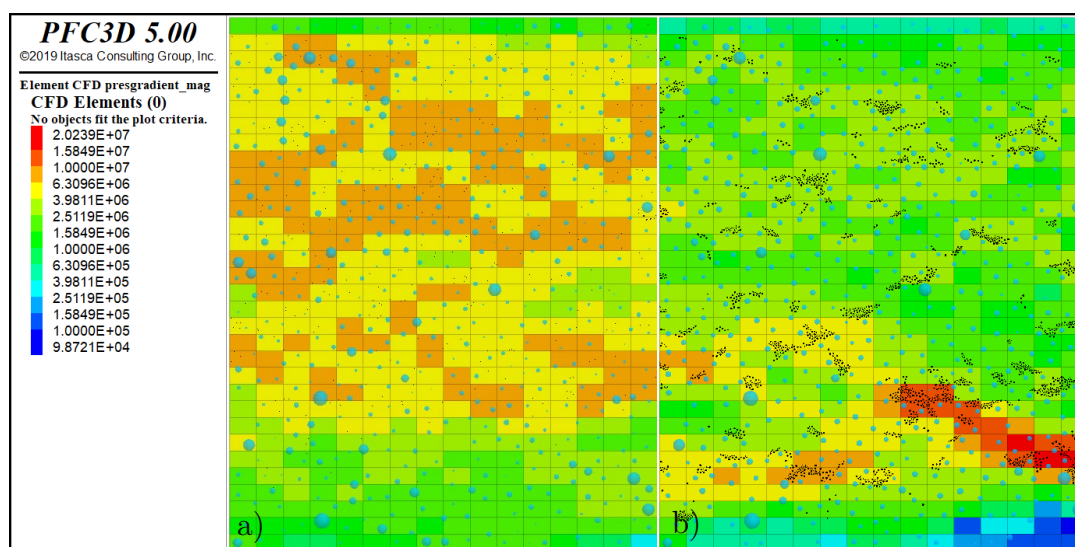


Figure 6.26 Cartographies des gradients de pression pour comprendre l'effet de la sollicitation dynamique : a) fracture colmatée bloquée ; b) fracture décolmatée

L'évolution de la perméabilité moyenne suit la même tendance que celle de l'essai précédent. Elle est présentée dans la Figure 6.25.

Une perte de 48% de fines a été constatée (Figure 6.24b). Elle est ainsi confirmée par la baisse des gradients de pression (Figure 6.26b) dans les zones bien colmatées (avant la stimulation, Figure 6.26a). Cette perte est comparable avec celle des essais expérimentaux où elle varie entre 30% et 60%. La porosité du proppant joue un rôle très important pour le drainage des fines. C'est pour cela que l'on peut observer plus de perte de fines dans le cas des fractures remplies avec du proppant 30/50 (68%) que dans le cas présent.

Le tableau ci-dessus présente une comparaison des valeurs de la perméabilité entre les essais expérimentaux et la simulation numérique. On a trouvé des perméabilités quasiment égales pour les fractures propres et colmatées. Concernant la fracture stimulée, un écart sur la perméabilité est constaté. Celui-ci pourrait être lié à la perte des particules de proppant pendant la sollicitation dynamique. Dans l'expérimentation, ces fines peuvent se déposer plus loin et elles contribuent aussi toujours au colmatage de l'échantillon.

6.6 Résumé

Dans ce chapitre, on a montré une première modélisation numérique du processus de décolmatage dans les fractures proppées. Cette modélisation est basée sur la méthode des éléments discrets dans le but de simuler le milieu granulaire avec des fines qui se déplacent pour représenter le colmatage.

Le modèle conçu pour l'écoulement dans la fracture (Darcy-Poiseuille) a été assez efficace pour regarder l'évolution de la perméabilité pendant la déstabilisation des agrégats de fines. Contrairement à l'approche Kozeny-Carman qui est une approche réputée et efficace pour l'estimation de la perméabilité intrinsèque en état statique (équilibre).

Les résultats montrent un retour positif sur l'amélioration de la perméabilité des fractures colmatées suite à un chargement dynamique, notamment avec une demi-couche et 2 couches de proppant. Le modèle permet de reproduire entièrement la procédure suivie dans l'étude expérimentale. Il montre que l'augmentation de la conductivité des fractures est fortement liée au mouvement du proppant qui aide à libérer et à déstabiliser les agrégats de fines.

Il serait à ce stade intéressant d'aller plus loin dans les calculs pour mieux comprendre le phénomène de décolmatage et mieux reproduire toutes les tendances trouvées dans la partie expérimentale.

Chapitre 7

Conclusion & Perspectives

Sommaire

7.1	Conclusion	164
7.2	Perspectives	166
7.2.1.	Perspectives industrielles	167
7.2.2.	Perspectives de recherche	168
7.2.2.1.	Expérimentations à l'échelle du laboratoire.....	168
7.2.2.2.	Simulations numériques plus avancées	169

7 Chapitre 7 : Conclusion & perspectives

7.1 Conclusion

Les travaux de recherche de cette thèse s'inscrivent dans un projet de collaboration avec l'entreprise TotalEnergies. L'objectif principal de ce projet est de faire progresser la compréhension du phénomène de décolmatage ('Nettoyage') des fractures proppées dans les réservoirs non-conventionnels suite à une stimulation dynamique. A l'échelle de notre laboratoire, les travaux de Wen Chen (2011)[13] suivis par le travail numérique d'Alberto Varela-Valdez (2017) [16], ont été les points de départ de notre étude.

Contrairement aux travaux publiés dans la littérature, qui traitent des fractures naturelles pour étudier l'amélioration de leur conductivité suite à un chargement dynamique (Beresnev 1994, Robert et al. (2005), Liu et Manga (2009), Kocharyan et al. (2010), Elkhoury et al. (2011), , Candela et al.(2014,2015)[1], [6], [7], [9], [11], [12], [93]), cette étude propose un dispositif expérimental qui prend en compte la présence d'un milieu granulaire (Proppant+ fines) dans les fractures. Les séries des essais effectuées avec ce dispositif, prouvent une efficacité remarquable d'une excitation dynamique à améliorer la conductivité des fractures endommagées ('Colmatées').

Le dispositif expérimental développé, nous a permis de mesurer la perméabilité intrinsèque des fractures proppées propres, colmatées et décolmatées. Il s'agit d'un écoulement inertiel au niveau des fractures, d'où l'importance d'appliquer la correction de Forchheimer sur la perméabilité apparente de Darcy afin de trouver la perméabilité intrinsèque. L'évolution de la perméabilité des fractures colmatées est ainsi exploitée après l'application d'un chargement dynamique en compression. Plusieurs séries d'essais ont été étudiées en utilisant deux granulométries différentes de proppant (40/70 et 30/50) avec plusieurs densités de distribution (une demi-couche, une couche et deux couches). La variation du taux de colmatage a été prise en compte pendant les essais (5, 10 et 15% de fines pour les fractures remplies avec du proppant 40/70 ; 15, 25, 35 et 45% de fines pour celles remplies avec du proppant 30/50). Un signal carré a été utilisé pendant l'application du chargement dynamique avec deux fréquences (1Hz, 10Hz) et deux amplitudes (2.7, 5.4 MPa). Une injection d'eau avec un débit constant est assurée pendant la période du chargement dynamique.

Dans la première campagne expérimentale ('résultats préliminaires') l'influence de la densité du proppant a été étudiée. Des résultats positifs et prometteurs ont été constatés dans les fractures contenant une demi-couche et deux couches de proppant. Une augmentation de la perméabilité est observée suite à l'application du chargement dynamique. Le taux de récupération constatée a été assez élevé, arrivant jusqu'à environ 75%. Les scans tomographiques des fractures permettent

de confirmer le phénomène de décolmatage. Ces scans ont été obtenues pour une fracture propre, une fracture colmatée et décolmatée. Lors du colmatage, des fines particules forment des amas qui limitent l'écoulement du fluide. Après le décolmatage dû aux charges dynamiques, ces particules fines ont été évacuées par le réseau de pores formé par le proppant dans la fracture. En comparant les scans effectués, avant et après la stimulation dynamique, on a pu identifier clairement une perte importante de fines.

En revanche, le phénomène de décolmatage n'a pas eu lieu dans les fractures contenant une couche de proppant. Des agrégats de fines en forme d'arc se sont formés alertant ainsi la diminution de la perméabilité. Lorsque la densité du proppant augmente de 0,5 couche à 2 couches, la récupération diminue, atteint un minimum pour 1 couche et recommence à augmenter. Cette diminution est due à une réduction de la taille des pores lorsque les particules de proppant sont placées sous forme d'une couche. L'empilement des particules de proppant se produit pour des densités supérieures à 1 couche. Il entraîne une augmentation de la taille des pores et augmente le taux de récupération. C'est ainsi que la densité d'une couche de proppant est un cas assez particulier. Sa porosité est beaucoup plus faible que celle des autres cas, ce qui empêche la libération des particules fines. En outre, l'embdement du proppant dans la partie solide de la fracture affecte énormément la conductivité de la fracture en réduisant la porosité du milieu, ce qui rend difficile le déblocage des agrégats de fines.

La deuxième campagne expérimentale a été effectuée sur des fractures remplies avec deux couches de proppant, en étudiant l'influence des paramètres suivants sur la réponse de décolmatage : la granulométrie du proppant ; le taux de fines ; l'amplitude, la fréquence et la forme du signal dynamique. Les essais effectués avec le proppant 40/70 présentent des taux de récupération qui varient entre 7 et 69%. Ce taux s'élève à 9-100% pour les essais effectués avec le proppant 30/50. En effet, une meilleure récupération est ainsi constatée lorsque la taille des particules de proppant augmente. Avec une densité de distribution constante, ceci est dû au fait que la taille des pores augmente avec le diamètre des particules de proppant.

La récupération diminue lorsque la quantité de fines augmente. Un plateau assez bas de récupération est observé au-dessus d'un seuil de pourcentage de fines. Ce plateau peut être dû au fait que les fines, dont le diamètre est plus grand que le diamètre hydraulique des pores, ne peuvent pas être évacuées lors du chargement dynamique. Lorsqu'une quantité suffisante de fines est atteinte pour colmater la plupart des pores, le décolmatage ne pourrait pas se faire quel que soit le pourcentage de fines. Comme dans le cas d'une fracture remplie avec deux couches de proppant 40/70 et colmatée avec 20%, où le décolmatage n'a pas pu avoir place.

Les caractéristiques importantes du signal dynamique appliqué pour décolmater la fracture sont son amplitude et sa fréquence. Plus la fréquence ou l'amplitude est grande, meilleur est l'effet de décolmatage. Le fait de doubler l'amplitude pendant les essais, a montré une augmentation de 50% environ du taux de récupération de la perméabilité. Un aspect assez particulier a été constaté également pendant les essais effectués avec les fréquences 1Hz et 10 Hz. Les basses fréquences disposent d'une efficacité plus importante et assez remarquable quand les fractures sont faiblement colmatées (cas des fractures 30/50 colmatées avec 15 et 25% de fines). Au-delà, les hautes fréquences semblent plus efficaces pour décolmater les fractures fortement colmatées (cas des fractures 30/50 colmatées avec 35 et 45% de fines). Différentes formes de signaux dynamiques (triangulaire, sinusoïdale et carrée) ont été également considérées avec une amplitude constante. Il s'avère que leur efficacité pourrait être liée à leur contenu fréquentiel, ce qui est en accord avec les observations sur les tests à différentes fréquences effectués avec un signal carré.

Concernant la partie numérique, la méthode des éléments discrets (DEM) semble être très fiable pour modéliser un tel milieu granulaire avec des particules qui se déplacent suffisamment. L'approche Kozeny-Carman implémenté dans le modèle de couplage hydromécanique montre son efficacité à prédire la perméabilité intrinsèque des fractures proppées (Etat statique). Une cohérence des résultats est ainsi constatée en comparant les données des mesures expérimentales avec les valeurs numériques de la perméabilité. Etant donné que Kozeny-Carman, qui est en fonction de la porosité du milieu, ne pourra pas prédire la perméabilité pendant l'application du chargement dynamique (mise en mouvement des particules), on a implémenté le modèle Darcy-Poiseuille qui est principalement en fonction de la vitesse relative des particules. Ainsi, le modèle nous sert à tracer l'évolution de la perméabilité apparente pendant l'application du chargement dynamique. Les cas de modélisation présentés à titre illustratif, montrent clairement que le fait de libérer les particules fines est lié principalement au mouvement des particules de proppant. Une particule de proppant qui se déplace, pourrait déstabiliser un agrégat, qui à son tour provoque une augmentation de la conductivité hydraulique de la fracture. En revanche, ces particules libérées pourraient former des agrégats dans des zones antérieures provoquant ainsi une baisse de la perméabilité de la fracture.

7.2 Perspectives

Le travail accompli dans cette thèse dispose d'une originalité dans le monde de la récupération assistée du pétrole (EOR). L'étude paramétrique expérimentale effectuée pourrait être appliquée au niveau opérationnel sur un vrai puits existant. En réalité, le sujet abordé semble inachevé et pourrait aboutir sur des perspectives intéressantes afin de les approfondir. Ces dernières peuvent être divisées en deux sections : industrielles et de recherches (expérimentales et numériques)

7.2.1. Perspectives industrielles

Pendant les années de la thèse, des réunions entre l'entreprise TotalEnergies et l'entreprise Bluespark Energy ont fait l'objet d'une collaboration pour faire un prototype sur un vrai puits existant en Argentine. Bluespark Energy est une entreprise canadienne qui travaille sur l'amélioration de la production des gisements pétroliers. Leur technique utilisée est appelée WASP ('Wire Applied Stimulation Pulses') qui est un procédé basé sur un principe utilisant comme générateur d'onde de pression une décharge électrique. Le dispositif est similaire à celui que Pijaudier-Cabot et al. (2016) [91] (Brevet n° US 9,394,775 B2 [15]) ont utilisé pour étudier la fracturation électrohydraulique des roches (développé à l'époque avec le laboratoire de Génie Electrique de Pau pour TotalEnergies). Bluespark utilise cette méthode pour nettoyer les puits, spécifiquement dans la zone de production ('reservoir pay zone').

Le but principal de ce prototype, est d'appliquer les ondes de choc dans un puits horizontal (Puits d'injection, Figure 7.1) dans le but de déstabiliser les agrégats de fines en les poussant dans des zones antérieures du puits. Ceci pourrait probablement améliorer la conductivité des fractures ce qui augmente la production pétrolière. Les connaissances acquises des travaux de cette thèse et de Varela Valdez et al. (2016) seront prises en compte pour mieux mener cette opération in-situ.

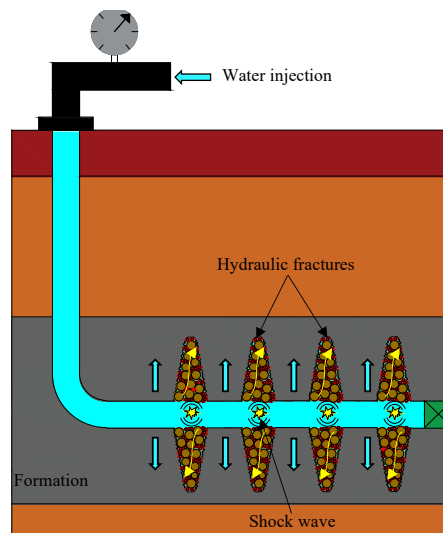


Figure 7.1 Description schématique d'un puits horizontal d'injection soumis à une stimulation dynamique (onde de choc). Les particules fines sont en couleur rouge et le proppant en couleur marron.

7.2.2. Perspectives de recherche

7.2.2.1. Expérimentations à l'échelle du laboratoire

Afin de concrétiser les résultats de cette thèse qui ont pu parvenir à une bonne compréhension du phénomène du décolmatage, un pilote expérimental pourrait être proposé en utilisant un signal issu d'une décharge électrique qui présente des contraintes sur la forme du signal de pression généré dans la fissure, sur son contenu fréquentiel et sur sa durée (répétition du signal). Il devient nécessaire, là aussi, de procéder à une vérification expérimentale dans des conditions qui se rapprochent de la pratique de façon plus pertinente.

Le pilote envisagé (Figure 7.2) est un essai en semi-grandeur (dimension entre 5 et 8m de diamètre) expliqué comme suivant :

Le dispositif est composé de deux disques en béton armé présentant un annulaire en leur centre. Ces deux disques dont les faces en vis à vis peuvent être rugueuses emprisonnent un milieu granulaire au sein duquel un fluide va circuler sous pression contrôlée. L'écoulement peut être axisymétrique ou directionnel grâce à des dispositifs d'étanchéité placés dans la zone interfaciale. La pression et le débit sont mesurés afin de pouvoir remonter à la perméabilité globale du dispositif. Le colmatage de la fissure serait assuré manuellement comme dans les expérimentations précédentes.

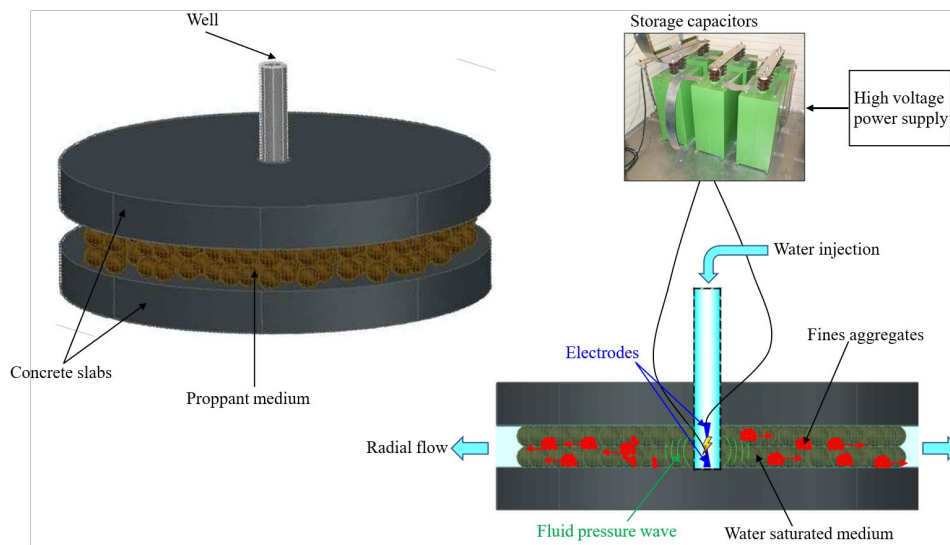


Figure 7.2 Pilote expérimental envisagé : Deux galettes en béton espacées d'un lit de proppant sous une injection constante et soumis à une génération d'onde de choc électrique.

L'essai consiste à placer au centre du dispositif deux électrodes et à procéder à la mise en pression du fluide par un décharge électrique. A l'issue de ce chargement dynamique, la perméabilité est à nouveau mesurée. L'essai permettra aussi, à l'issue d'un démontage,

d'évaluer la distribution de densité de fines par comparaison à des mesures sur un milieu granulaire colmaté. Nous aurons accès donc à une mesure de la mobilité de ces particules

Placé en surface, cet essai permet de s'affranchir des contraintes liées à la profondeur du réservoir à stimuler (dispositifs placés à l'intérieur des puits, packers pour éviter que l'onde de pression se propage dans le puits, descente du dispositif électrique, ...). Par contre, il est permis d'évaluer la pertinence du procédé au-delà du voisinage du puits.

7.2.2.2. Simulations numériques plus avancées

Le but principal de ces simulations est de prédire la production d'un puits suite à la génération des ondes dynamiques au niveau du réservoir fracturé (Formation géologique+fractures+proppant). La production d'un puits est liée principalement à la conductivité hydraulique des fractures proppées. Si nous connaissons la production journalière du puits et le nombre des fractures générées (Informations techniques suite à l'opération de la fracturation hydraulique) dans le réservoir, nous pouvons remonter la conductivité hydraulique effective initiale d'une fracture. Etant donné que la production pétrolière baisse avec le temps à cause de l'endommagement des fractures, des nouvelles composantes qui sont 'les particules fines' pourront être ajoutées au modèle numérique pour simuler l'endommagement et évaluer la baisse de la conductivité hydraulique, ainsi que la production.

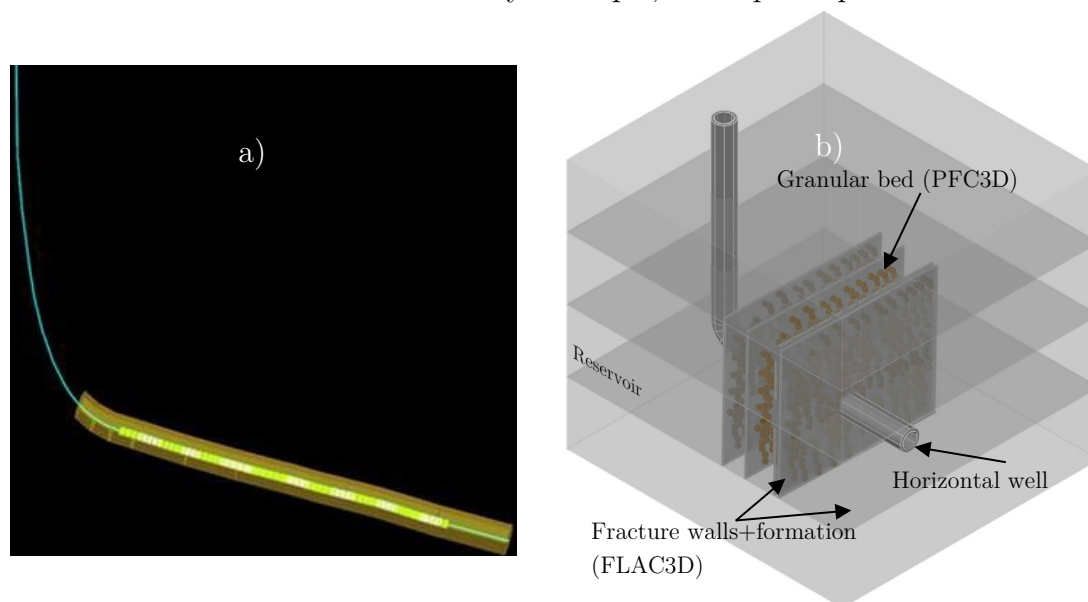


Figure 7.3 a) Modèle d'un puits horizontal non-conventionnel en Argentine de longueur 830m sur une profondeur de 3850m : Il montre la répartition des segments de fracturation ('stages') (15 segments, 53 fractures ('perforations')) - Source : TotalEnergies ; b) Conception du modèle simplifié pour la modélisation couplée.

Les simulations pourraient être accomplies avec le logiciel PFC3D (Méthode des éléments discrets DEM) pour représenter le milieu granulaire (proppant) contenu dans une fissure et les mouvements de particules fines pouvant induire un colmatage. Ce modèle discret pourrait être couplé avec le logiciel FLAC3D (Méthode lagrangienne pour l'analyse des milieux continus en 3D) avec lequel les contraintes effectives locales seront prises en compte après résolution des équations de mouvement. FLAC3D présente une capacité de modélisation de l'écoulement des fluides dans les fractures, mais aussi la propagation d'ondes dynamiques. Ces ondes peuvent être introduites directement dans le modèle, soit comme une condition aux limites extérieures, soit comme excitation intérieure du modèle. La transmission des ondes dynamiques aux cellules fluides sera prise en compte pour simuler les effets de surpression dans la fracture. Ces résultats intégrés dans PFC3D permettent d'évaluer l'évolution de la perméabilité de la fracture. Ces calculs proposés n'ont jamais été faits dans la littérature et ils représentent un challenge vue la complexité du couplage.

La Figure 7.3a montre un exemple d'un puits existant qui pourrait être modélisé (Figure 7.3b). Etant donné que la longueur du puits est de 830m et la taille des fractures existantes ($L=375\text{m}$, hauteur hydraulique= 50m) est très importante, le temps de calcul va être très important ; En plus le pas de temps va être décidé par les particules fines de PFC. Des hypothèses devraient être prises pour simplifier et alléger le problème.

Annexes

Annexe A

Paramètres du modèle numérique

Paroi de la fracture :

Paramètres	Valeur
Module de Young (GPa)	2.3
Coefficient de poisson (-)	0.3
Coefficient de frottement μ (-)	0.25

Particules de proppant :

Paramètres	Valeur
Masse volumique (Kg/m ³)	2800
Module d'Young E (GPa)	70
Coefficient de Poisson (-)	0.23
Coefficient de frottement μ (-)	0.25
Coefficient d'amortissement local (-)	0.4

Particules fines :

Paramètres	Valeur
Masse volumique (Kg/m ³)	2650
Module effectif de contact (MPa)	0.3
Coefficient de frottement μ (-)	1.2
Coefficient d'amortissement local (-)	0.8
Coefficient de la résistance à l'enroulement μ_r (-)	1.2
Coefficient d'amortissement normal β_n (-)	0.2
Coefficient d'amortissement en cisaillement β_s (-)	0.2
Ratio de k_n/k_s (-)	2

Références bibliographiques

- [1] T. Candela, E. E. Brodsky, C. Marone, and D. Elsworth, “Laboratory evidence for particle mobilization as a mechanism for permeability enhancement via dynamic stressing,” *Earth Planet. Sci. Lett.*, vol. 392, pp. 279–291, 2014, doi: 10.1016/j.epsl.2014.02.025.
- [2] C. Xu, Y. Kang, Z. You, and M. Chen, “Review on formation damage mechanisms and processes in shale gas reservoir: Known and to be known,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 36, pp. 1208–1219, 2016, doi: 10.1016/j.jngse.2016.03.096.
- [3] J. Guerra, D. Zhu, and A. D. Hill, “Impairment of fracture conductivity in the eagle ford shale formation,” *SPE Prod. Oper.*, vol. 33, no. 4, pp. 637–653, 2018, doi: 10.2118/184857-MS.
- [4] Robert “Bobby” Kennedy, *Gas Shale Challenges Over the Asset Life Cycle*. 2015.
- [5] A. Nicolas, Á. Garcimartín, and I. Zuriguel, “Trap Model for Clogging and Unclogging in Granular Hopper Flows,” *Phys. Rev. Lett.*, vol. 120, no. 19, p. 198002, 2018, doi: 10.1103/PhysRevLett.120.198002.
- [6] P. M. Roberts, “Laboratory observations of altered porous fluid flow behavior in berea sandstone induced by low-frequency dynamic stress stimulation,” *Acoust. Phys.*, vol. 51, no. SUPPL. 1, pp. 160–168, 2005, doi: 10.1134/1.2133962.
- [7] J. E. Elkhoury, A. Niemeijer, E. E. Brodsky, and C. Marone, “Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock,” *J. Geophys. Res. Solid Earth*, vol. 116, no. 2, pp. 1–15, 2011, doi: 10.1029/2010JB007759.
- [8] A. Beresnev and P. A. Johnson, “Elastic-wave stimulation of oil production: A review of methods and results,” 1994.
- [9] G. G. Kocharyan, E. A. Vinogradov, E. M. Gorbunova, V. K. Markov, D. V. Markov, and L. M. Pernik, “Hydrologic response of underground reservoirs to seismic vibrations,” *Izv. Phys. Solid Earth*, vol. 47, no. 12, pp. 1071–1082, 2011, doi: 10.1134/S1069351311120068.
- [10] E. E. Brodsky, “A mechanism for sustained groundwater pressure changes induced by distant earthquakes,” *J. Geophys. Res.*, vol. 108, no. B8, pp. 1–10, 2003, doi: 10.1029/2002jb002321.
- [11] T. Candela, E. E. Brodsky, C. Marone, and D. Elsworth, “Flow rate dictates permeability enhancement during fluid pressure oscillations in laboratory

- experiments,” *J. Geophys. Res. Solid Earth*, vol. 120, no. 4, pp. 2037–2055, Apr. 2015, doi: 10.1002/2014JB011511.
- [12] W. Liu and M. Manga, “Changes in permeability caused by dynamic stresses in fractured sandstone,” *Geophys. Res. Lett.*, vol. 36, no. 20, pp. 2–5, 2009, doi: 10.1029/2009GL039852.
- [13] W. Chen, W. Chen, and E. De, “Fracturation électrique des géomatériaux Etude de l ’ endommagement et de la perméabilité To cite this version : HAL Id : tel-00577790 par électrique des géomatériaux,” 2011.
- [14] W. Chen *et al.*, “Experimental study on an alternative oil stimulation technique for tight gas reservoirs based on dynamic shock waves generated by Pulsed Arc Electrohydraulic Discharges,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 88–89, pp. 67–74, 2012, doi: 10.1016/j.petrol.2012.01.009.
- [15] F. Rey-Bethbeder *et al.*, “Electrical fracturing of a reservoir,” U.S. Patent 9,394,775, 2016.
- [16] A. V. Valdez, C. La Borderie, and G. P. Cabot, “Propagation of a fluid pressure wave through a rock fracture,” 2017.
- [17] F. Jahn, M. Cook, and M. Graham, *Hydrocarbon exploration and production*. Elsevier, 2011.
- [18] R. Suarez-Rivera, J. Burghardt, E. Edelman, S. Stanchits, and A. Surdi, “Geomechanics considerations for hydraulic fracture productivity,” *47th US Rock Mech. / Geomech. Symp. 2013*, vol. 2, no. October 2015, pp. 1140–1148, 2013.
- [19] D. G. Gallagher, “The hierarchy of oily conductivity,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 63, no. 4, pp. 18–20, 2011, doi: 10.2118/0411-0018-jpt.
- [20] A. Fikri, B. Ahmad, and P. D. Ridzuan, “Malaysian Sand for Proppant by Malaysian Sand for Proppant,” 2013.
- [21] F. Liang, M. Sayed, G. A. Al-Muntasheri, F. F. Chang, and L. Li, “A comprehensive review on proppant technologies,” *Petroleum*, vol. 2, no. 1. KeAi Communications Co., pp. 26–39, Mar. 01, 2016, doi: 10.1016/j.petlm.2015.11.001.
- [22] S. Man and R. Chik-Kwong Wong, “Compression and crushing behavior of ceramic proppants and sand under high stresses,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 158, no. May, pp. 268–283, 2017, doi: 10.1016/j.petrol.2017.08.052.
- [23] K. M. A. S. Bandara, P. G. Ranjith, and T. D. Rathnaweera, “Proppant Crushing Mechanisms Under Reservoir Conditions: Insights into Long-Term Integrity of Unconventional Energy Production,” *Nat. Resour. Res.*, vol. 28, no. 3, pp. 1139–1161, 2019, doi: 10.1007/s11053-018-9441-0.

- [24] M. Economides and K. Nolte, *Reservoir Stimulation*. 2000.
- [25] A. T. Submitted *et al.*, “LABORATORY AND DISCRETE ELEMENT STUDY OF PROPPANT CRUSHING AND EMBEDMENT AND THEIR INFLUENCE ON FRACTURE CONDUCTIVITY A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF in,” no. December, 2017.
- [26] C. E. Cohen *et al.*, “Optimum fluid and proppant selection for hydraulic fracturing in shale gas reservoirs: A parametric study based on fracturing-to-production simulations,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Hydraul. Fract. Technol. Conf. 2013*, pp. 652–669, 2013, doi: 10.2118/163876-ms.
- [27] C. E. Economides, M.J., Hill, A. D and Economides, *Petroleum production system*. Massachusetts: Prentice Hall, 2008.
- [28] A. K. Permadi, M. A. Naser, S. R. Leksono Mucharam, and A. Kishita, “Formation Damage and Permeability Impairment Associated with Chemical and Thermal Treatments: Future Challenges in EOR Applications,” *Contrib. Geosci. to Hum. Secur. Logos Verlag, Ger.*, no. August 2015, pp. 1–12, 2012.
- [29] N. Luhman, “EXPERIMENTAL AND NUMERICAL INVESTIGATION OF FORMATION DAMAGE CAUSED BY WATER-BASED DRILLING FLUIDS,” 2006.
- [30] D. B. Bennion, “An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations,” *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002, doi: 10.2118/02-11-DAS.
- [31] A. Reinicke, E. Rybacki, S. Stanchits, E. Huenges, and G. Dresen, “Hydraulic fracturing stimulation techniques and formation damage mechanisms—Implications from laboratory testing of tight sandstone–proppant systems,” *Chemie der Erde*, vol. 70, no. SUPPL. 3, pp. 107–117, 2010, doi: 10.1016/j.chemer.2010.05.016.
- [32] P. Bedrikovetsky, A. Vaz, F. MacHado, A. Zeinijahromi, and S. Borazjani, “Skin due to fines mobilization, migration, and straining during steady-state oil production,” *Pet. Sci. Technol.*, vol. 30, no. 15, pp. 1539–1547, 2012, doi: 10.1080/10916466.2011.653702.
- [33] Y. Kang, C. Xu, L. You, H. Yu, and B. Zhang, “Comprehensive evaluation of formation damage induced by working fluid loss in fractured tight gas reservoir,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 18, pp. 353–359, 2014, doi: 10.1016/j.jngse.2014.03.016.

- [34] G. Chen, R. T. Ewy, and M. Yu, “Analytic solutions with ionic flow for a pressure transmission test on shale,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 72, no. 1–2, pp. 158–165, 2010, doi: 10.1016/j.petrol.2010.03.013.
- [35] M. Maslowski, P. Kasza, and K. Wilk, “Studies on the effect of the proppant embedment phenomenon on the effective packed fracture in shale rock,” *Acta Geodyn. Geomater.*, vol. 15, no. 2, pp. 105–115, 2018, doi: 10.13168/AGG.2018.0012.
- [36] J. Mahadevan, M. M. Sharma, and Y. C. Yortsos, “Evaporative cleanup of water blocks in gas wells,” *SPE J.*, vol. 12, no. 2, pp. 209–216, 2007, doi: 10.2118/94215-PA.
- [37] J. Li, B. Guo, D. Gao, and C. Ai, “The effect of fracture face matrix damage on productivity of fractured wells with infinitive and finite fracture conductivities in shale gas reservoirs,” *Soc. Pet. Eng. - 9th Eur. Form. Damage Conf. 2011*, vol. 1, no. September, pp. 212–222, 2012, doi: 10.2118/143304-ms.
- [38] R. F. G. and L. E. U. O.R Ganiev, *Enhanced oil recovery*. Wiley, 2017.
- [39] J. Bear, *Dynamics Fluids in porous media*. Dover Publication, 1972.
- [40] F. Dullien, “Porous media, Fluid transport and pore structure, London,” 1979.
- [41] V. Picandet, “Influence d ’ un endommagement mécanique sur la perméabilité et sur la diffusivité hydrique des bétons UNIVERSITÉ DE NANTES,” 2001.
- [42] H. Darcy, “Les fontaines publiques de la ville de Dijon : exposition et application.,” Victor Dalmont, 1856.
- [43] E. SKJETNE, “High Velocity Flow in Porous Media: Analytical, Numerical, and Experimental Studies,” 1995.
- [44] H. Huang and J. Ayoub, “Applicability of the Forchheimer equation for non-Darcy flow in porous media,” *SPE J.*, vol. 13, no. 1, pp. 112–122, 2008, doi: 10.2118/102715-PA.
- [45] I. Kececioglu and Y. Jiang, “Flow through porous media of packed spheres saturated with water,” *J. Fluids Eng. Trans. ASME*, vol. 116, no. 1, pp. 164–170, 1994, doi: 10.1115/1.2910229.
- [46] A. Dybbs and R. V. Edwards, “A New Look at Porous Media Fluid Mechanics — Darcy to Turbulent,” *Fundam. Transp. Phenom. Porous Media*, pp. 199–256, 1984, doi: 10.1007/978-94-009-6175-3_4.
- [47] M. Agnaou, “Une étude numérique des écoulements mono et diphasique inertiels en milieux poreux,” 2017.

- [48] D. Seguin, A. Montillet, and J. Comiti, “Experimental characterization of flow regimes in various porous media - III: limit of Darcy’s or creeping flow regime for Newtonian and purely viscous non-Newtonian fluids,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 55, pp. 3057–3061, 2000.
- [49] D. Seguin, A. Montillet, and J. Comiti, “Experimental characterisation of flow regimes in various porous media-I: Limit of laminar flow regime,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 53, no. 21, pp. 3751–3761, 1998, doi: 10.1016/S0009-2509(98)00175-4.
- [50] T. H. Wegner, A. J. Karabelas, and T. J. Hanratty, “Visual studies of flow in a regular array of spheres,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 26, no. 1, pp. 59–63, 1971, doi: 10.1016/0009-2509(71)86081-5.
- [51] R. M. Fand, B. Y. K. Kim, A. C. C. Lam, and R. T. Phan, “Resistance to the flow of fluids through simple and complex porous media whose matrices are composed of randomly packed spheres,” *J. Fluids Eng. Trans. ASME*, vol. 109, no. 3, pp. 268–273, 1987, doi: 10.1115/1.3242658.
- [52] M. R. Tek, “Development of a Generalized Darcy Equation,” *J. Pet. Technol.*, vol. 9, no. 06, pp. 45–47, 1957, doi: 10.2118/741-g.
- [53] and C. A. G. Robert W. Zimmerman, Azzan Al-Yaarubi, Chris C. Pain, “NON-LINEAR REGIMES OF FLUID FLOW IN ROCK FRACTURES,” Accessed: Apr. 25, 2018. [Online]. Available: https://ac.els-cdn.com/S1365160904000838/1-s2.0-S1365160904000838-main.pdf?_tid=7269a095-c12a-47c6-91ca-484eec716acf&acdnat=1524668930_20fa191f357074ec19c0969597b9417c.
- [54] M. Choinska, “Effets de la température, du chargement mécanique et de leurs interactions sur la perméabilité du béton de structure,” p. 185, 2006.
- [55] M. A. Latifi, N. Midoux, A. Storck, and J. N. Gence, “The use of micro-electrodes in the study of the flow regimes in a packed bed reactor with single phase liquid flow,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 44, no. 11, pp. 2501–2508, 1989, doi: 10.1016/0009-2509(89)85194-2.
- [56] D. Takhanov, “Forchheimer Model for Non-Darcy Flow in Porous Media and Fractures,” 2011, Accessed: Apr. 25, 2018. [Online]. Available: <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/24389/2/Takhanov-D-2011-Pet-Eng-MSc-thesis.pdf>.
- [57] Forchheimer, “‘Wasserbewegung durch boden.’Z. Ver. Deutsch, Ing. 45 : 1782-1788,” 1901.
- [58] M. Muskat, *Flow of homogeneous fluids through porous media*. 1938.
- [59] D. Cornell and D. L. Katz, “Flow of Gases through Consolidated Porous

- Media,” *Ind. Eng. Chem.*, vol. 45, no. 10, pp. 2145–2152, 1953, doi: 10.1021/ie50526a021.
- [60] L. J. Klinkenberg, “The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases.,” 1941.
- [61] F. A. L. Dullien and M. I. S. Azzam, “Flow rate-pressure gradient measurements in periodically nonuniform capillary tubes,” *AIChE J.*, vol. 19, no. 2, pp. 222–229, 1973, doi: 10.1002/aic.690190204.
- [62] J. Geertsma, “Estimation of Inertia Coefficient in Porous Media Flow.”
- [63] G. Chauveteau and C. Thirriot, “RÉGIMES D’ÉCOULEMENT EN MILIEU POREUX ET LIMITE DE LA LOI DE DARCY,” pp. 141–148, 1967.
- [64] W. David Carrier III and F. ASCE, “Goodbye, Hazen; Hello, Kozeny-Carman,” *J. Geotech. GEOENVIRONMENTAL Eng.*, no. November, 2003, doi: 10.1061/(ASCE)1090-0241(2003)129:11(1054).
- [65] J. M. Guerra, “Fracture Conductivity Behavior in Shale Formations,” no. August, 2019.
- [66] M. Ramurthy, R. D. Barree, D. P. Kundert, E. Petre, and M. Mullen, “Surface-area vs. conductivity-type fracture treatments in shale reservoirs,” *SPE Prod. Oper.*, vol. 26, no. 4, pp. 357–367, 2011, doi: 10.2118/140169-PA.
- [67] M. Chapman and T. Palisch, “Fracture conductivity - Design considerations and benefits in unconventional reservoirs,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 124, pp. 407–415, 2014, doi: 10.1016/j.petrol.2014.09.015.
- [68] M. B. Smith and C. T. Montgomery, *Hydraulic Fracturing*. Boca Raton, Florida, U.S.A.: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
- [69] T. Palisch, R. Duenckel, L. Bazan, J. Heidt, and G. Turk, “Determining Realistic Fracture Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance—Theory and Field Examples,” 2007, doi: 10.2523/106301-ms.
- [70] T. T. Palisch, M. C. Vincent, and P. J. Handren, “Slickwater fracturing - Food for thought,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 2010, APOGCE 2010*, vol. 1, no. August, pp. 24–43, 2010.
- [71] J. Zhang, A. Kamenov, D. Zhu, and A. D. Hill, “Development of new testing procedures to measure propped fracture conductivity considering water damage in clay-rich shale reservoirs: An example of the Barnett Shale,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 135, pp. 352–359, 2015, doi: 10.1016/j.petrol.2015.09.025.
- [72] J. Zhang, L. Ouyang, D. Zhu, and A. D. Hill, “Experimental and numerical studies of reduced fracture conductivity due to proppant embedment in the

- shale reservoir,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 130, pp. 37–45, 2015, doi: 10.1016/j.petrol.2015.04.004.
- [73] J. Zhang, L. Ouyang, A. D. Hill, and D. Zhu, “Experimental and numerical studies of reduced fracture conductivity due to proppant embedment in shale reservoirs,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 4, pp. 2669–2683, 2014, doi: 10.2118/170775-ms.
- [74] N. R. Warpinski, “Hydraulic fracturing in tight, fissured media,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 43, no. 2, 1991, doi: 10.2118/20154-pa.
- [75] N. R. Warpinski and L. W. Teufel, “Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation (includes associated papers 17011 and 17074),” *J. Pet. Technol.*, vol. 39, no. 02, pp. 209–220, 1987, doi: 10.2118/13224-pa.
- [76] N. R. Warpinski, M. J. Mayerhofer, M. C. Vincent, C. L. Cipolla, and E. P. Lolon, “Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity,” *Soc. Pet. Eng. - Unconv. Reserv. Conf. 2008*, pp. 237–255, 2008, doi: 10.2118/114173-ms.
- [77] N. R. Warpinski, “Stress amplification and arch dimensions in proppant beds deposited by waterfracs,” *SPE Prod. Oper.*, vol. 25, no. 4, pp. 461–471, 2010, doi: 10.2118/119350-PA.
- [78] C. L. Cipolla, E. P. Lolon, M. J. Mayerhofer, and N. R. Warpinski, “The effect of proppant distribution and un-propped fracture conductivity on well performance in unconventional gas reservoirs,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Hydraul. Fract. Technol. Conf. 2009*, pp. 376–385, 2009, doi: 10.2118/119368-ms.
- [79] H. D. Brannon, M. R. Malone, A. R. Rickards, W. D. Wood, J. R. Edgeman, and J. L. Bryant, “Maximizing fracture conductivity with proppant partial monolayers: Theoretical curiosity or highly productive reality?,” 2004, doi: 10.2523/90698-ms.
- [80] S. R. Darin and J. L. Huitt, “Effect of a Partial Monolayer of Propping Agent on Fracture Flow Capacity,” *Trans. AIME*, vol. 219, no. 01, pp. 31–37, 1960, doi: 10.2118/1291-g.
- [81] I. Treviranus, “Importance of Size & Shape for Proppants Quality,” *ASTM Int.*, no. January, pp. 1–38, 2013, [Online]. Available: http://www.astm.org/COMMIT/images/6F_ASTM-D18-26-Proppants-Technologies-GB-IT7.pdf.
- [82] K. Sato, C. A. Wright, and M. Ichikawa, “Post-frac analyses indicating multiple fractures created in a volcanic formation,” *SPE Prod. Facil.*, vol.

- 14, no. 4, pp. 284–291, 1999, doi: 10.2118/59097-PA.
- [83] B. Legarth, E. Huenges, and G. Zimmermann, “Hydraulic fracturing in a sedimentary geothermal reservoir: Results and implications,” *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, vol. 42, no. 7-8 SPEC. ISS., pp. 1028–1041, 2005, doi: 10.1016/j.ijrmms.2005.05.014.
- [84] V. N. Nikolaevskiy, G. P. Lopukhov, Y. Liao, and M. J. Economides, “Residual oil reservoir recovery with seismic vibrations,” *SPE Prod. Facil.*, vol. 11, no. 2, pp. 89–94, 1996, doi: 10.2118/29155-PA.
- [85] E. A. Roeloffs, “Persistent water level changes in a well near Parkfield, California, due to local and distant earthquakes,” *J. Geophys. Res. Solid Earth*, vol. 103, no. 1, pp. 869–889, 1998, doi: 10.1029/97jb02335.
- [86] O. L. Kouznetsov, E. M. Simkin, G. V. Chilingar, and S. A. Katz, “Improved oil recovery by application of vibro-energy to waterflooded sandstones,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 19, no. 3–4, pp. 191–200, 1998, doi: 10.1016/S0920-4105(97)00022-3.
- [87] M. Manga, “Did an earthquake trigger the May 2006 eruption of the Lusi mud volcano?,” *Eos (Washington. DC)*, vol. 88, no. 18, p. 201, 2007, doi: 10.1029/2007EO180009.
- [88] M. Manga *et al.*, “Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms,” *Rev. Geophys.*, vol. 50, no. 2, 2012, doi: 10.1029/2011RG000382.
- [89] J. E. Elkhoury, E. E. Brodsky, and D. C. Agnew, “Seismic waves increase permeability,” *Nature*, vol. 441, no. 7097, pp. 1135–1138, 2006, doi: 10.1038/nature04798.
- [90] T. Ishibashi *et al.*, “Friction-Stability-Permeability Evolution of a Fracture in Granite,” *Water Resour. Res.*, vol. 54, no. 12, pp. 9901–9918, 2018, doi: 10.1029/2018WR022598.
- [91] I. Faoro, D. Elsworth, and C. Marone, “Permeability evolution during dynamic stressing of dual permeability media,” *J. Geophys. Res. Solid Earth*, vol. 117, no. 1, pp. 1–10, 2012, doi: 10.1029/2011JB008635.
- [92] P. P. Iassonov and I. A. Beresnev, “A model for enhanced fluid percolation in porous media by application of low-frequency elastic waves,” vol. 108, pp. 1–9, 2003, doi: 10.1029/2001JB000683.
- [93] I. A. Beresnev *et al.*, “Elastic waves push organic fluids from reservoir rock,” vol. 32, no. May, pp. 2–6, 2005, doi: 10.1029/2005GL023123.
- [94] C. Jeong, C. Huh, and L. F. Kallivokas, “On the feasibility of inducing oil mobilization in existing reservoirs via wellbore harmonic fluid action,” *J.*

- Pet. Sci. Eng.*, vol. 76, no. 3–4, pp. 116–123, Mar. 2011, doi: 10.1016/j.petrol.2011.01.005.
- [95] J. Dumont, “Polycarbonates,” *Techniques l'ingénieur Matières thermoplastiques Monogr.*, 2007.
- [96] X. L. Zheng, B. B. Shan, L. Chen, Y. W. Sun, and S. H. Zhang, “Attachment-detachment dynamics of suspended particle in porous media: Experiment and modeling,” *J. Hydrol.*, vol. 511, pp. 199–204, 2014, doi: 10.1016/j.jhydrol.2014.01.039.
- [97] E. van Oort, J. F. G. van Velzen, and K. Leerlooijer, “Impairment by suspended solids invasion. Testing and prediction,” *SPE Prod. Facil.*, vol. 8, no. 3, pp. 178–183, 1993, doi: 10.2118/23822-pa.
- [98] S. Feia *et al.*, “Experimental investigation of particle suspension injection and permeability impairment in porous media,” *Geomech. Energy Environ.*, vol. 3, pp. 24–39, 2015, doi: 10.1016/j.gete.2015.07.001.
- [99] E. N. Landis and D. T. Keane, “X-ray microtomography,” *Mater. Charact.*, vol. 61, no. 12, pp. 1305–1316, 2010, doi: 10.1016/j.matchar.2010.09.012.
- [100] G. N. Ramachandran and A. V. Lakshminarayanan, “Three-dimensional reconstruction from radiographs and electron micrographs: application of convolutions instead of Fourier transforms,” *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.*, vol. 68, no. 9, pp. 2236–2240, 1971, doi: 10.1073/pnas.68.9.2236.
- [101] D. Bernard, O. Guillon, N. Combaret, and E. Plougonven, “Constrained sintering of glass films: Microstructure evolution assessed through synchrotron computed microtomography,” *Acta Mater.*, vol. 59, no. 16, pp. 6228–6238, 2011, doi: 10.1016/j.actamat.2011.06.022.
- [102] P. A. Cundall and O. D. L. Strack, “A discrete numerical model for granular assemblies,” *Geotechnique*, vol. 29, no. 1, pp. 47–65, 1979, doi: 10.1680/geot.1979.29.1.47.
- [103] P. A. Cundall, “Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part I. A scheme to detect and represent contacts in a system composed of many polyhedral blocks,” *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, vol. 25, no. 3, pp. 107–116, 1988, doi: 10.1016/0148-9062(88)92293-0.
- [104] J. E. Guyer, D. Wheeler, and J. A. Warren, “FiPy: Partial differential equations with python,” *Comput. Sci. Eng.*, vol. 11, no. 3, pp. 6–15, 2009, doi: 10.1109/MCSE.2009.52.
- [105] H. Cao, “Modélisation par éléments discrets rigides et/ou déformables des milieux granulaires et des troisièmes corps solides,” 2011.
- [106] Itasca Consulting Group, “Inc. (2018) PFC — Particle Flow Code, version

- 5.0.” Minneapolis: Itasca.
- [107] C. A. Labra Gonzalez, “Advances in the development of the discrete element method for excavation processes,” *PhD thesis Submitt. to Univ. Politec. Catalunya*, no. September, 2012.
- [108] R. D. Mindlin, “Compliance Of Elastic Bodies In Contact,” 1949.
- [109] J. Ai, J. F. Chen, J. M. Rotter, and J. Y. Ooi, “Assessment of rolling resistance models in discrete element simulations,” *Powder Technol.*, vol. 206, no. 3, pp. 269–282, 2011, doi: 10.1016/j.powtec.2010.09.030.
- [110] C. M. Wensrich and A. Katterfeld, “Rolling friction as a technique for modelling particle shape in DEM,” *Powder Technol.*, vol. 217, pp. 409–417, 2012, doi: 10.1016/j.powtec.2011.10.057.
- [111] M. Iwashita K., Oda, “Rolling Resistance At Contacts in Simulation of Shear Band,” *Asce*, vol. 124, no. March, pp. 285–292, 1998.
- [112] D. Elata and J. G. Berryman, “Contact force-displacement laws and the mechanical behavior of random packs of identical spheres,” *Mech. Mater.*, vol. 24, no. 3, pp. 229–240, 1996, doi: 10.1016/S0167-6636(96)00034-8.
- [113] K. H. Hunt and F. R. E. Crossley, “Coefficient of Restitution Interpreted As Damping in Vibroimpact.,” *Am. Soc. Mech. Eng.*, no. 75-APM-H, pp. 440–445, 1975.
- [114] R. Ramírez, T. Pöschel, N. V. Brilliantov, and T. Schwager, “Coefficient of restitution of colliding viscoelastic spheres,” *Phys. Rev. E - Stat. Physics, Plasmas, Fluids, Relat. Interdiscip. Top.*, vol. 60, no. 4, pp. 4465–4472, 1999, doi: 10.1103/PhysRevE.60.4465.
- [115] B. H. Xu and A. B. Yu, “Numerical simulation of the gas-solid flow in a fluidized bed by combining discrete particle method with computational fluid dynamics,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 52, no. 16, pp. 2785–2809, 1997, doi: 10.1016/S0009-2509(97)00081-X.
- [116] R. Di Felice, “The voidage function for fluid-particle interaction systems,” *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 20, no. 1, pp. 153–159, 1994, doi: 10.1016/0301-9322(94)90011-6.